

**CAUSE TARIFAIRE 2004**  
**R-3510-2003**

**MODIFICATIONS PROPOSÉES**  
**AUX STRUCTURES TARIFAIRES**

**TABLE DES MATIÈRES**

	<b><u>Page</u></b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>4</b>
<b>1. NIVEAU GÉNÉRAL DES RÉDUCTIONS ET IMPLICATION POUR LES RELATIONS LOGIQUES ENTRE LES TARIFS .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1. Relation logique entre les tarifs.....</b>	<b>6</b>
1.1.1. Utilisation du tarif D <sub>1</sub> .....	7
1.1.2. Point de croisement entre les tarifs continus D <sub>M</sub> et D <sub>3</sub> /D <sub>4</sub> .....	7
1.1.3. Point de croisement entre les tarifs continus D <sub>3</sub> /D <sub>4</sub> et D <sub>5</sub> .....	10
1.1.4. Impact des nouvelles caractéristiques sur les points de croisement entre tarifs et proposition.....	12
<b>1.2. Niveaux de réduction pour engagements contractuels .....</b>	<b>14</b>
1.2.1. Historique des pourcentages maximums de réduction.....	14
1.2.2. Que représente la signature d'un contrat avec engagements spécifiques pour SCGM et sa clientèle?.....	17
1.2.3. Que représente la signature d'un contrat avec engagements spécifiques pour le client?.....	19
1.2.4. Établissement du niveau des réductions.....	21
<b>2. MODIFICATIONS AUX TARIFS DE DISTRIBUTION D<sub>1</sub> ET D<sub>M</sub>.....</b>	<b>28</b>
2.1. Proposition de modifications.....	28
2.2. Impact financier.....	30
2.3. Autres éléments à considérer.....	33
2.4. Conclusion.....	33
<b>3. MODIFICATION AU TARIF DE DISTRIBUTION D<sub>5</sub>.....</b>	<b>34</b>
3.1. Mise en place d'un tarif 5 - Volet 1A et Volet 1B.....	34
3.2. Rencontres relatives aux réductions du tarif D <sub>5</sub> et au tarif concurrence.....	40
<b>4. PROJET DE GÉNÉRATION ÉLECTRIQUE AU GAZ NATUREL .....</b>	<b>41</b>
4.1. Problématiques reliées aux structures tarifaires .....	42
4.2. Problématiques reliées à la gestion quotidienne des approvisionnements.....	43
<b>5. FACTEUR DE PRESSION D'ÉLÉVATION.....</b>	<b>45</b>
<b>6. RAPPORT SUR LES TRAVAUX VISANT À APPORTER DES AMÉLIORATIONS AU TARIF D'ÉQUILIBRAGE .....</b>	<b>45</b>
<b>7. RENCONTRES SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE.....</b>	<b>46</b>
<b>8. TEXTE DES TARIFS .....</b>	<b>47</b>
8.1. Inclusion des modifications proposées.....	47
8.2. Options disponibles aux clients – Fourniture combinée des services du client et des services du distributeur .....	48

8.3. Fourniture – service du distributeur.....	48
8.4. Fourniture – service du client.....	49
8.5. Transport – service fourni par le client.....	49
8.6. Service de distribution D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> .....	50
8.7. Service de distribution D <sub>5</sub> .....	51
8.8. Dispositions générales.....	54
8.9. Dispositions transitoires.....	55
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>55</b>

## MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

### INTRODUCTION

Ce document présente une réflexion sur les structures tarifaires de distribution et propose certaines modifications qui font principalement suite à des modifications entamées dans la cause tarifaire 2003. Plus spécifiquement les sujets abordés sont les suivants :

#### Niveau général des réductions et implication pour les relations logiques entre les tarifs

Dans sa décision D-2002-196, la Régie demandait de présenter une preuve sur le niveau général des réductions et les implications pour les relations logiques entre les tarifs. La section 1 de ce document couvrira cet aspect. Il est à noter que les réflexions abordées dans cette section seront considérées lors de l'élaboration de la stratégie tarifaire 2004 et des modifications proposées dans cette preuve.

#### Services de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>

La grille tarifaire des services de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> est modifiée dans un mode de continuité pour la considération de l'efficacité énergétique au niveau des structures. Les nouvelles structures sont aussi élaborées dans un souci de simplicité pour la clientèle et d'amélioration de notre position concurrentielle chez les petits clients.

#### Services de distribution D<sub>5</sub>

Nous proposons l'application d'une grille tarifaire de distribution distincte entre les volets 1A et 1B afin de corriger une lacune du tarif d'équilibrage. Nous proposons également la mise en place d'un groupe de travail pour analyser trois sujets spécifiques, soit la revue du volet concurrence du tarif interruptible, le niveau de réduction associé aux engagements long terme ainsi que la relation entre engagement court terme et long terme.

#### Projets de génération électrique au gaz naturel

Nous soulèverons certaines problématiques que nous appréhendons au niveau des services autres que la distribution avec la venue de clients à très grande consommation. L'an dernier nous avons demandé une modification au niveau du service de distribution mais n'avons pas abordé les autres services. Il s'agit ici d'une présentation sommaire qui sera suivi d'analyses plus spécifiques dans un dossier subséquent.

#### Rapport sur les travaux visant à apporter des améliorations au tarif d'équilibrage

La section 6 du présent document traite du suivi sur le tarif d'équilibrage, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2001-232. Nous croyons que les modifications proposées dans les causes tarifaires précédentes ainsi que sous la présente cause nous permettront de clore cet élément de suivi.

1 Rencontres sur les conditions de fourniture

2 Nous proposerons la mise sur pied d'un groupe de travail qui se penchera plus spécifiquement  
3 sur l'étude des conditions de services de l'entreprise pour faire suite à une demande d'un  
4 intervenant représentant les consommateurs résidentiels, demande qui a été accueillie  
5 favorablement par la Régie dans sa décision D-2003-92.

6 Texte des tarifs

7 Le texte des tarifs intègre toutes les modifications proposées décrites au présent document. Il  
8 inclut également des modifications à l'écriture visant simplement à uniformiser le texte ou à  
9 faciliter la lecture et la compréhension. La section 8 répertorie l'ensemble des modifications  
10 proposées.

11 **1. NIVEAU GÉNÉRAL DES RÉDUCTIONS ET IMPLICATION POUR LES RELATIONS**  
12 **LOGIQUES ENTRE LES TARIFS**

13 Dans sa décision D-2002-196, la Régie demandait à SCGM de présenter une preuve sur le  
14 niveau général des réductions et les implications pour les relations logiques entre les tarifs.

15 Les preuves SCGM-12 document 1 et SCGM-13, document 1 de la cause tarifaire 2003  
16 (R-3484-2002) abordaient de façon sommaire certaines réflexions sur le pourcentage de  
17 réduction pour durée de contrat ainsi que sur les points de croisement entre les tarifs.

18 Entreprendre un processus de réflexions sur le niveau général des réductions et les implications  
19 pour les relations logiques entre les tarifs nous amène indubitablement à analyser les structures  
20 actuelles, la clientèle visée par ces structures et à se questionner sur la pertinence d'apporter  
21 des modifications ou non.

22 Actuellement notre structure tarifaire de distribution comporte 5 tarifs distincts :

- 23 • Tarif Général D<sub>1</sub> : Offert à l'ensemble de la clientèle; ce tarif ne comporte aucune contrainte  
24 de consommation. La structure de prix est fonction du volume retiré.
- 25 • Tarif Modulaire D<sub>M</sub> : Ce tarif est similaire au tarif D<sub>1</sub> mais requiert une consommation  
26 minimale de 75 000 m<sup>3</sup>/an. De plus, la structure intègre certaines réductions pour  
27 engagements contractuels (obligation minimale annuelle et durée de contrat). Depuis  
28 l'implantation de ce tarif (octobre 1995) l'accessibilité est limitée aux clients nouvellement  
29 raccordés au réseau de distribution ou à tout client existant qui double sa consommation des  
30 12 derniers mois. La limitation est requise afin d'éviter les chocs tarifaires importants qui  
31 seraient causés par une migration tarifaire.
- 32 • Tarifs Débit Stable D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> : Ces tarifs visent la clientèle à consommation stable qui  
33 convient d'un volume souscrit minimal de 333 m<sup>3</sup>/jour et rencontre un coefficient d'utilisation  
34 (CU) de 50%. La distinction entre les tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> se retrouve dans le niveau du volume  
35 souscrit convenu au contrat. De plus, pour accéder au tarif D<sub>3</sub> le client doit être en  
36 combinaison tarifaire avec le tarif D<sub>5</sub>. La structure tarifaire comporte deux parties ; une

1 obligation minimale quotidienne facturée en fonction du volume souscrit convenu, et un prix  
2 au volume retiré. De plus, la structure intègre une réduction en fonction de la durée de  
3 contrat. Cette structure permet la récupération de frais fixes puisque l'obligation minimale  
4 quotidienne est facturée que le client ait ou non consommé du gaz naturel.

5 À titre informatif, le CU dont il est fait mention ici est établi en divisant le volume annuel du  
6 client par le volume souscrit annualisé. Avant octobre 2002, le CU minimum pour accéder au  
7 tarif D<sub>3</sub> était de 60% et de 50% au tarif D<sub>4</sub>. La différence entre le 50% et le 60% résultait du  
8 fait que les clients au tarif D<sub>3</sub> sans combinaison tarifaire étaient en lecture mensuelle alors  
9 que les clients au tarif D<sub>4</sub> étaient en lecture quotidienne. À la cause tarifaire 2003, l'accès au  
10 tarif D<sub>3</sub> a été limité aux clients en combinaison tarifaire avec le tarif D<sub>5</sub>. Ces clients ont  
11 nécessairement des lectures quotidiennes ce qui nous a amené à uniformiser le CU à 50%  
12 pour accéder aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>.

- 13 • Tarif Interruptible D<sub>5</sub> : Ce tarif est offert aux clients qui acceptent que le service soit  
14 interrompu sur demande du distributeur. Le client doit posséder des installations pouvant  
15 utiliser une autre forme d'énergie que le gaz naturel ou peut se priver du gaz naturel pour  
16 une certaine période. La consommation quotidienne doit excéder 3 200 m<sup>3</sup>/jour. La structure  
17 de prix est fonction du volume projeté établi au contrat et le prix unitaire est appliqué au  
18 volume réellement retiré. La structure intègre également certaines réductions pour  
19 engagements contractuels (obligation minimale annuelle et durée de contrat).

20 Il existe deux volets à ce service (volet 1A et volet 1B) qui offrent un nombre maximum  
21 distinct de jours d'interruption. Actuellement, le service de distribution n'est pas fonction du  
22 nombre de jours d'interruption et ne devrait donc pas varier selon le volet choisi par le client.  
23 C'est en effet le tarif d'équilibrage qui capte le niveau de service fourni à ces clients et qui  
24 génère un prix distinct. Nous vous référons à la section 3.1 du présent document qui traite  
25 plus spécifiquement de cet aspect et des modifications que nous proposons tout de même à  
26 la grille tarifaire de distribution.

27 À noter qu'un client à une adresse de service peut être en combinaison tarifaire, c'est-à-dire  
28 avoir une portion de la consommation en service continu sous le tarif à débit stable (D<sub>3</sub> ou  
29 D<sub>4</sub>) et l'excédent en service interruptible sous le tarif D<sub>5</sub>. Le niveau d'accès de 3 200 m<sup>3</sup>/jour  
30 sera alors évalué en fonction de la somme du volume souscrit en service continu et du  
31 volume quotidien en service interruptible.

32 Nous croyons que les structures tarifaires actuelles demeurent pertinentes afin de répondre au  
33 besoin de l'ensemble de la clientèle et de permettre une saine gestion de l'approvisionnement  
34 du réseau. Nous examinerons dans les sections suivantes les notions de relations logiques  
35 entre les tarifs, des niveaux de réductions des différents engagements contractuels, des impacts  
36 des modifications qui pourraient être envisagées et de l'approche que nous proposons pour les  
37 prochaines causes tarifaires.

### 38 **1.1. Relation logique entre les tarifs**

39 Dans l'établissement des différentes structures tarifaires, il est important de maintenir des  
40 relations logiques entre les tarifs. C'est ce qu'on appelle les points de croisement. Il s'agit,  
41 entre autres, d'établir les critères applicables à chaque tarif et selon lesquels un client paie  
42 un même taux unitaire peu importe la structure tarifaire applicable. Une fois ces critères

1 établis, un client ayant un profil de consommation ou des caractéristiques contractuelles  
2 différents est alors avantageé ou désavantageé selon le tarif applicable et peut alors choisir le  
3 tarif qui lui est avantageux, tout en respectant les critères d'applicabilité de chaque tarif.

4 Historiquement, les points de croisement ont été établis en visant les critères suivants :

- 5 • Points de croisement entre les tarifs  $D_1$  et  $D_M$  : aucune notion n'est applicable puisqu'il  
6 s'agit de la même grille tarifaire, la distinction entre les deux tarifs étant l'application des  
7 réductions pour durée de contrat et obligation minimale annuelle pouvant atteindre un  
8 maximum global de 31% pour les deux types d'engagement.
- 9 • Points de croisement entre les tarifs  $D_1$ ,  $D_3$  et  $D_4$  : considération aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  d'un  
10 coefficient d'utilisation (CU) de 50% depuis octobre 2002 et d'une réduction pour durée  
11 de contrat de 9,5%. La réduction de 9,5% représente la réduction médiane pour une  
12 durée maximale de contrat de 5 ans. La réduction médiane réelle se situerait à 13%  
13 depuis que nous avons étendu la réduction pour durée de contrat jusqu'à 26% pour une  
14 durée de 20 ans.
- 15 • Points de croisement entre les tarifs  $D_4$  et  $D_5$  : considération, d'une part, d'un coefficient  
16 d'utilisation (CU) de 100% et une réduction pour durée de contrat de 9,5% au tarif  $D_4$  et,  
17 d'autre part, d'une réduction totale pour durée de contrat et obligation minimale annuelle  
18 de 35% au tarif  $D_5$ , correspondant à la valeur médiane pour ce tarif.

19 Il est à noter que le tarif  $D_M$  n'a jamais été considéré dans l'évaluation des points de  
20 croisement, principalement dû à son aspect initial de projet pilote.

21 La question à se poser est : Est-ce que les niveaux de points de croisement sont adéquats  
22 et équitables?

### 23 **1.1.1. Utilisation du tarif $D_1$**

24 Tel que mentionné ci-dessus, le tarif  $D_1$  a toujours été utilisé dans l'établissement des  
25 points de croisement. Nous croyons qu'il serait plus approprié d'utiliser le tarif de  
26 distribution  $D_M$  comme grille tarifaire de base. En effet, les clients qui peuvent accéder  
27 aux tarifs  $D_3$  (en combinaison tarifaire),  $D_4$  et  $D_5$  doivent avoir une consommation  
28 annuelle qui est supérieure ou égale à 584 000 m<sup>3</sup>, soit 3 200 m<sup>3</sup>/jour avec un CU de  
29 50%. En fonction de ce niveau de consommation, le client choisirait le tarif  $D_M$  plutôt que  
30  $D_1$ , accompagné d'engagement contractuel et par le fait même bénéficiant de réduction  
31 tarifaire additionnelle. Il serait donc plus logique de positionner les tarifs  $D_3$ ,  $D_4$  et  $D_5$  au  
32 tarif  $D_M$ .

### 33 **1.1.2. Point de croisement entre les tarifs continus $D_M$ et $D_3/D_4$**

34 En ce qui concerne le point de croisement entre les tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$ , trois parties  
35 viennent influencer le niveau, soit le coefficient d'utilisation (CU), la durée de contrat  
36 convenue et l'obligation minimale quotidienne vs annuelle (OMQ vs OMA).

1        Coefficient d'utilisation

2        Les structures tarifaires D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> ont été développées afin de reconnaître la stabilité du  
3        profil d'un client et de lui en faire bénéficier. D'ailleurs la désignation de ces tarifs « Débit  
4        stable » ne laisse aucun doute quant à la clientèle visée. En 1985, il avait été défini qu'un  
5        client ayant un coefficient d'utilisation de 50% ou plus était considéré comme un client à  
6        débit stable. Les structures, telles qu'on les connaît actuellement, ont été implantées en  
7        octobre 1993 et la norme du 50% de CU pour un client à débit stable a été maintenue.

8        En fonction du budget 2003, les clients aux tarifs à débit stable se répartissent de la  
9        façon suivante en fonction de leur coefficient d'utilisation, ce dernier étant établi avec le  
10       volume souscrit.

11

Répartition de la clientèle D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> par CU								
Tarif	<50%	50 à 59%	60 à 69%	70 à 79%	80 à 89%	90 à 99%	100%≥	Total
3.3	4	13	37	29	17	18	3	121
3.4	0	7	10	13	13	10	5	58
3.5	2	4	4	9	11	12	4	46
4.6	3	3	6	17	16	16	6	67
4.7	0	1	2	5	8	14	1	31
4.8	0	0	0	3	4	4	0	11
4.9	0	1	0	1	0	1	0	3
<b>Total</b>	9	29	59	77	69	75	19	337
	2,7%	8,6%	17,5%	22,8%	20,5%	22,3%	5,6%	

12       On remarque que 71,2% des clients ont un coefficient d'utilisation supérieur à 70%. On  
13       peut donc dire que les clients stables se sont prévalus des tarifs qui reconnaissent la  
14       stabilité des clients.

15       Il est à noter que les clients au tarif D<sub>3</sub> ne seront plus admissibles à ce tarif à la fin de  
16       leur contrat, sauf s'ils sont en combinaison tarifaire avec le service interruptible, étant  
17       donné la fermeture du tarif et le transfert des clients vers le tarif D<sub>M</sub> ou D<sub>1</sub> selon les  
18       critères d'applicabilité.

19       En utilisant l'étude du coût de service du budget 2001/2002, on peut comparer les coûts  
20       de distribution alloués aux clients du tarif D<sub>1</sub> et ceux du tarif D<sub>3</sub> pour des volumes  
21       similaires. Nous utiliserons les données du tarif D<sub>1</sub> car le tarif D<sub>M</sub> était illustré globalement  
22       sous cette étude. De plus, si nous voulons observer une différenciation par le CU, il est  
23       peut-être plus évident d'observer la différence avec le tarif D<sub>1</sub> qui comporte un CU  
24       nettement inférieur à celui du tarif D<sub>3</sub> alors que le tarif D<sub>M</sub> vise sensiblement la même  
25       clientèle que le tarif D<sub>3</sub>.

26       Les données suivantes sont extraites de la pièce SCGM-14 document 12 pages 5 et 6 de  
27       la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002) :

Tarif D <sub>1</sub>				Tarif D <sub>3</sub>				Ratio D <sub>3</sub> /D <sub>1</sub>
Palier	Volume annuel moyen m <sup>3</sup> /an	CU moyen	Coût unitaire moyen D ¢/m <sup>3</sup>	Palier	Volume annuel moyen m <sup>3</sup> /an	CU moyen	Coût unitaire moyen D ¢/m <sup>3</sup>	
1.6	190	30,4%	8,768	3.3	143	59,8%	6,843	0,780
1.7	580	30,9%	6,627	3.4	510	61,2%	4,817	0,727
1.8	1 839	30,8%	6,069	3.5	1 434	63,8%	4,038	0,665

Les catégories de clientèle qui ont un coefficient d'utilisation plus élevé ont un coût unitaire moyen inférieur. Il est donc justifié de refléter dans la structure tarifaire un prix moins élevé pour un client stable, venant donc appuyer la pertinence d'une structure reconnaissant la stabilité des clients.

Le maintien du point de croisement selon un CU de 50% semble adéquat.

#### Durée de contrat convenue

Le point de croisement devrait s'établir en considérant une durée de contrat de 12 mois, donc ne générant aucune réduction pour cet élément.

Nous croyons que la réduction pour durée de contrat devrait être appliquée en sus et inciter le client à signer un contrat d'une durée supérieure à 12 mois. Si le point de croisement prenait compte d'une certaine durée de contrat, cela serait équivalent à assumer que tous les clients s'engagent pour cette durée minimale de contrat. Or, comme nous le verrons à la section 1.2.3 ci-dessous, même si une grande majorité des clients signent un contrat pour la durée maximale, près de 90%, nous retrouvons des clients à toutes les durées et la répartition est différente par tarif.

De plus, nous observons que la situation concurrentielle du gaz naturel amène un comportement différent chez certains clients et que les statistiques de durée de contrat pourraient varier au cours des années futures.

Ces raisons nous incitent donc à faire abstraction d'une réduction pour durée de contrat dans l'établissement des points de croisement.

#### Obligation minimale quotidienne vs annuelle

Comment pouvons nous faire le lien entre l'obligation minimale annuelle au tarif D<sub>M</sub> et l'obligation minimale quotidienne aux tarifs D<sub>3</sub>/D<sub>4</sub>?

Tel que mentionné précédemment, la structure des tarifs D<sub>3</sub>/D<sub>4</sub> comporte une obligation minimale quotidienne qui est facturée sur le volume souscrit, peu importe le niveau du volume retiré.

1 Nous illustrerons par un exemple simple la différence d'engagement entre les tarifs.  
2 Assumons que les prix de distribution des tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$  sont établis en considérant  
3 un CU de 50% sans aucun autre ajustement. Prenons un client avec un volume moyen  
4 quotidien de 1 500 m<sup>3</sup>, et un coefficient d'utilisation de 50%. Son volume souscrit,  
5 représentant approximativement sa consommation de pointe, serait égal à 3 000 m<sup>3</sup>/jour.  
6 Ce client paierait le même prix « P » qu'il choisisse le tarif  $D_M$  sans aucun engagement  
7 ou le tarif  $D_3$  sans engagement. Toutefois, sous le tarif  $D_M$ , le client a l'opportunité de  
8 s'engager pour une obligation minimale annuelle maximale de 90% et avoir ainsi la  
9 réduction maximale pour cet engagement. Il aurait donc dans cette situation la possibilité  
10 de retirer 1 350 m<sup>3</sup> avec un prix « P x (1-réd. maximale) » alors que sous le tarif  $D_3$ , avec  
11 un engagement maximal intégré dans la structure tarifaire, il continuerait de payer « P ».  
12 On observe donc l'iniquité entre les 2 options si nous ne tenons pas compte de l'OMA au  
13 tarif  $D_M$  dans l'évaluation du point de croisement.

14 En fonction de la cause tarifaire 2003, la portion des revenus qui est générée par  
15 l'obligation minimale quotidienne représente 76% des revenus totaux sous les tarifs  $D_3$  et  
16  $D_4$ . Il serait alors logique de considérer dans l'évaluation du point de croisement une  
17 obligation minimale annuelle de valeur équivalente sous le tarif  $D_M$ , soit 76%. Par contre,  
18 la facturation des obligations sous les tarifs  $D_3/D_4$  est beaucoup plus contraignante que  
19 sous le tarif  $D_M$ . En effet, un client sous le tarif  $D_3$  ou  $D_4$  doit payer son obligation  
20 minimale sur une base quotidienne (mensuelle pour les clients au tarif  $D_3$  sans  
21 combinaison tarifaire), comparativement au tarif  $D_M$  où le client doit rencontrer son  
22 obligation sur une base annuelle pouvant ainsi bénéficier de déplacement de volume au  
23 cours de la période.

24 Ces particularités nous amènent à proposer de considérer un engagement maximal au  
25 tarif  $D_M$  comme l'équivalence de l'engagement intégré à la structure tarifaire  $D_3/D_4$ .

26 En résumé, pour établir le point de croisement entre les tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$  les  
27 caractéristiques suivantes seraient pertinentes :

- 28 • au tarif  $D_M$  : obligation minimale annuelle de 90% (i.e. réduction maximale) et durée  
29 de contrat de 12 mois ;
- 30 • aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  : coefficient d'utilisation (CU) de 50% et durée de contrat de 12  
31 mois.

### 32 1.1.3. Point de croisement entre les tarifs continus $D_3/D_4$ et $D_5$

33 Avant d'analyser plus spécifiquement le point de croisement selon les caractéristiques  
34 particulières, considérons la différenciation des tarifs d'un point de vue plus macro. Le  
35 réseau de distribution est développé sans tenir compte de la clientèle interruptible. En  
36 fait, les clients interruptibles ont accès à la capacité excédentaire de transport et de  
37 distribution du réseau de gaz naturel en période hors pointe. Cette particularité est  
38 d'ailleurs reconnue dans l'allocation des coûts des conduites principales où les clients  
39 interruptibles ne se voient pas allouer de capacité de pointe, réduisant ainsi leur quote-  
40 part de ces coûts. Donc, toute autre chose étant égale par ailleurs, de par l'allocation des

1 coûts de conduites, le client en service interruptible devrait avoir un tarif moins cher  
2 qu'un client en service continu.

3 Si on analyse maintenant les caractéristiques qui affectent le point de croisement. Trois  
4 éléments influencent le niveau, soit le coefficient d'utilisation (CU), la durée de contrat  
5 convenue et l'obligation minimale quotidienne vs annuelle (OMQ vs OMA). L'interrelation  
6 entre ces tarifs est légèrement différente de celle existante entre les tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$ .  
7 Nous analyserons donc chacun des éléments distinctement.

#### 8 Coefficient d'utilisation

9 Historiquement le point de croisement entre les tarifs  $D_4$  et  $D_5$  tenait compte d'un  
10 coefficient d'utilisation (CU) de 100% au tarif  $D_4$ . Nous croyons toujours approprié de  
11 maintenir ce CU.

12 Tel que mentionné ci-dessus, les clients interruptibles ne sont pas considérés dans le  
13 développement du réseau de distribution. Il n'y a pas vraiment de notion de pointe, donc  
14 pas de CU, qui existe pour un client interruptible. D'ailleurs, en journée de pointe, ces  
15 clients seront interrompus afin de permettre l'utilisation du réseau par les clients en  
16 service continu. En plus, leur profil de consommation est fortement influencé en fonction  
17 des contraintes opérationnelles du distributeur et donc des journées d'interruption  
18 imposées. Il semble donc inéquitable de lier le tarif interruptible à un tarif à débit stable  
19 avec un CU spécifique, le distributeur pouvant interrompre le client au besoin.

20 L'utilisation d'un CU de 100% au tarif  $D_4$  aura pour effet de générer un tarif interruptible  
21 égal ou inférieur à un tarif à débit stable, selon le coefficient d'utilisation du client. Ce qui  
22 est d'ailleurs recherché d'un point de vue théorique de par l'étude d'allocation du coût de  
23 service.

#### 24 Durée de contrat convenue

25 Tout comme le point de croisement entre les tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$ , l'évaluation du point de  
26 croisement considérant une durée contractuelle de 12 mois nous semble préférable.

#### 27 Obligation minimale quotidienne vs annuelle

28 Tel que mentionné précédemment, étant donné que la structure tarifaire  $D_3/D_4$  est  
29 similaire à une obligation maximale, nous devrions considérer pour le tarif  $D_5$  l'obligation  
30 minimale annuelle au niveau générant la réduction maximale, soit une OMA à 85%, dans  
31 l'évaluation du point de croisement.

32 En résumé pour établir le point de croisement entre les tarifs  $D_3/D_4$  et  $D_5$  les  
33 caractéristiques suivantes devraient être considérées :

- 34 • aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  : coefficient d'utilisation (CU) de 100% et durée de contrat de 12  
35 mois ;
- 36 • au tarif  $D_5$  : obligation minimale annuelle de 85% et durée de contrat de 12 mois.

1 **1.1.4. Impact des nouvelles caractéristiques sur les points de croisement entre**  
2 **tarifs et proposition**

3 Au fil des années, les points de croisement observés se sont éloignés des points de  
4 croisement historiquement visés. Les causes de cette distorsion sont, entre autres, le  
5 dégroupement des tarifs et l'application de stratégies tarifaires ciblées par catégorie de  
6 clientèle. Ce dernier élément amènera toujours une fluctuation des points de croisement.  
7 Il faut donc garder à l'esprit que les points de croisement visés sont des guides dans  
8 l'établissement des relations logiques entre les tarifs.

9 En fonction des nouvelles caractéristiques visées, on observe les points de croisement  
10 suivants sur la grille tarifaire 2003 (D-2002-196) :

11 Points de croisement  $D_M$  et  $D_3/D_4$

12 La colonne CU, coefficient d'utilisation, nous donne la valeur pour laquelle nous avons  
13 une équivalence entre le prix unitaire moyen calculé sous la grille tarifaire  $D_M$  considérant  
14 une réduction maximale de 15,5% pour OMA et celui sous la grille  $D_3/D_4$ , tous deux  
15 calculés en fonction d'une durée de contrat de 12 mois.

Volume souscrit (VS) m <sup>3</sup> /jour	CU	Volume retiré =VS x CU m <sup>3</sup> /jour	Prix unitaire moyen	
			Tarif $D_M$ ¢/m <sup>3</sup>	Tarif $D_3/D_4$ ¢/m <sup>3</sup>
333	69,85%	233	12,837	12,838
1 000	66,34%	663	10,174	10,174
3 000	73,11%	2 193	7,592	7,592
10 000	79,99%	7 999	5,217	5,217
30 000	85,66%	25 698	3,877	3,877
100 000	89,88%	89 879	2,845	2,845
300 000	84,60%	253 805	2,287	2,288
1 000 000	58,82%	588 164	2,099	2,099

17 On remarque que les points de croisement de la tarification actuelle sont à des CU très  
18 éloignés du CU visé, soit 50%. Ces résultats découlent directement des modifications  
19 que nous apportons aux caractéristiques des clients dans l'évaluation des points de  
20 croisement, soit l'élimination de la réduction pour durée de contrat (19%) au tarif  $D_3/D_4$  et  
21 la considération d'une réduction maximale pour OMA (15,5%) au tarif  $D_M$ .

22 Points de croisement  $D_4$  et  $D_5$

23 La colonne ratio du tableau ci-dessous nous donne le ratio entre le tarif  $D_4$  et le tarif  $D_5$ ,  
24 considérant un CU de 100% au tarif  $D_4$ , une réduction maximale de 30% pour OMA au  
25 tarif  $D_5$  et tous deux calculés en fonction d'une durée de contrat de 12 mois.

Volume souscrit ou Positionnement m <sup>3</sup> /jour	Prix unitaire moyen		Ratio
	Tarif D <sub>4</sub> ¢/m <sup>3</sup>	Tarif D <sub>5</sub> ¢/m <sup>3</sup>	
3 000	5,769	6,256	1,084
10 000	4,335	5,231	1,207
30 000	3,437	4,491	1,307
100 000	2,639	3,784	1,434
300 000	2,060	2,954	1,434
1 000 000	1,569	2,249	1,434

La grille actuelle indique donc que les prix unitaires moyens au tarif D<sub>5</sub> sont supérieurs à ceux du tarif D<sub>4</sub> à 100% de CU.

On remarque que le ratio est identique à partir de 100 000 m<sup>3</sup>/jour. En fait, à la dernière cause tarifaire nous avons entamé une modification de la relation entre ces tarifs en corrigeant progressivement la relation pour viser une relation égale à tous les paliers et en réduisant les pourcentages de réduction pour durée de contrat et obligation minimale annuelle. L'observation des points de croisement actuels nous indique que nous devrions réduire progressivement les grilles tarifaires D<sub>3</sub>/D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> afin de tendre vers les points de croisement théoriques établis aux sections précédentes, 1.1.2. et 1.1.3.

Toutefois, les circonstances actuelles nous donnent un signal inverse.

Premièrement, l'étude d'allocation du coût de service du budget 2001/2002, déposée à la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002 pièce SCGM-14 document 12 page 4 lignes 46 à 48), nous donne les niveaux suivants d'interfinancement et de ratios « revenus/coûts » des catégories de clientèle :

Tarif	Interfinancement (000\$)	Ratio « revenus/coûts »
D <sub>1</sub> (≤ 36 500m <sup>3</sup> /an)	(43 255)	0,780
D <sub>1</sub> (>36 500m <sup>3</sup> /an)	36 867	1,303
D <sub>M</sub>	10 206	1,316
D <sub>3</sub>	1 754	1,335
D <sub>4</sub>	(3 451)	0,929
D <sub>5</sub> (1A & 1B)	(2 120)	0,892

1 Les clients des tarifs  $D_4$  et  $D_5$  étant déjà interfinancés, nous pouvons difficilement justifier  
2 une conversion graduelle vers les points de croisement théoriques qui amènerait une baisse  
3 des revenus et, en conséquence, une augmentation de l'interfinancement.

4 Deuxièmement, un signal de prix inférieur au tarif  $D_5$  amènerait possiblement une migration  
5 de la clientèle du service continu au service interruptible. Les clients, attirés par l'économie  
6 de prix, seraient probablement tentés de contracter une combinaison tarifaire et fixer un  
7 volume minimal au tarif continu (portion de consommation qui ne peut pas être privée de gaz  
8 naturel) et l'excédent au tarif interruptible. Ces clients prendraient alors la chance de faire  
9 face aux interruptions possibles en période de pointe.

10 Nous remarquons déjà un tel comportement chez certains clients qui utilisent le tarif  $D_5$  en  
11 complémentarité au tarif  $D_3$  ou  $D_4$  pour leurs besoins d'écrêtement au-delà du volume  
12 souscrit en service continu. Ce comportement rend la gestion des approvisionnements plus  
13 problématique. Nous nous retrouvons avec des clients interruptibles qui n'en sont pas  
14 vraiment. Ces clients se retrouvent en situation critique les jours d'interruption et demandent  
15 alors le service de dépannage. De plus, dans certains cas, une faible partie du volume total  
16 est en service interruptible, l'apport de ces clients à la gestion des approvisionnements en  
17 période de pointe est donc minime.

18 La contrepartie à cette situation est celle où les clients s'équipent de façon à pouvoir utiliser  
19 des sources d'énergie alternatives lors de périodes d'interruption. Il s'agit dans ce cas d'une  
20 migration de clients présentant les caractéristiques propres aux clients interruptibles mais qui  
21 deviennent, par le fait même, davantage vulnérables à la concurrence.

22 Suite à ces constatations, nous ne pouvons proposer de convertir rapidement les points de  
23 croisement actuels vers les points de croisement théoriques développés aux sections  
24 précédentes. Nous croyons qu'une action possible serait d'uniformiser progressivement les  
25 caractéristiques entre les paliers. Ainsi, nous pourrions uniformiser les poids relatifs entre les  
26 tarifs  $D_3/D_4$  et  $D_5$ , sans viser un poids relatif de 1 – cette uniformisation a d'ailleurs été  
27 commencée à la dernière cause tarifaire. Pour ce qui est des points de croisement entre les  
28 tarifs  $D_M$  et  $D_3/D_4$ , nous pourrions uniformiser le coefficient d'utilisation, sans nécessairement  
29 viser un CU de 50%. Nous aurions alors un guide qui nous permettrait d'évaluer les points  
30 de croisement entre les tarifs.

## 31 **1.2. Niveaux de réduction pour engagements contractuels**

32 Dans la présente section, nous couvrirons l'aspect des niveaux des pourcentages de  
33 réduction applicables sous chacun des tarifs. L'objectif de cette analyse est d'établir les  
34 particularités amenant l'établissement du prix du service de distribution pour un client et  
35 donc l'orientation générale que nous proposerons pour les années futures.

### 36 **1.2.1. Historique des pourcentages maximums de réduction**

37 Nous croyons utile de faire un bref rappel de l'historique des pourcentages maximums de  
38 réduction pour les tarifs autres que le tarif général ( $D_1$ ), ce dernier n'ayant aucune  
39 réduction rattachée à la structure tarifaire.

1 Les réductions, telles qu'on les connaît aujourd'hui, ont été introduites au texte des tarifs  
 2 en novembre 1988. Il s'agissait à ce moment-là de mettre en place des critères non  
 3 volumétriques remplaçant des pratiques commerciales qui amenaient la détermination  
 4 d'un taux négocié au tarif interruptible. Les réductions suivantes avaient alors été  
 5 définies :

	Tarif à débit stable (tarifs 3 & 4)	Tarif interruptible (tarif 5)	Tarif saisonnier (tarif 6)
Durée de contrat	25%	25%	25%
Obligation minimale annuelle (OMA)	20%	20%	5%
Ratio été/hiver	5%	5%	20%

7 À noter que les réductions aux tarifs 3 et 4 étaient appliquées sur une portion du tarif. En  
 8 effet la structure était scindée en deux paliers, et les réductions étaient appliquées  
 9 uniquement au taux du 2<sup>ième</sup> palier.

10 En octobre 1993, la structure tarifaire des tarifs à débit stable a été complètement  
 11 modifiée. La nouvelle structure était similaire à celle que nous connaissons aujourd'hui  
 12 qui applique un prix au volume souscrit quotidien et un prix au volume retiré. Deux types  
 13 de réduction ont été maintenus, soit une réduction pour durée de contrat et une réduction  
 14 pour le ratio été/hiver. L'établissement des pourcentages aux tarifs 3 et 4 résultait de  
 15 l'équivalence de l'effet net des réductions antérieures sur la facture TD du client. On se  
 16 retrouvait alors avec le tableau suivant.

	Tarif à débit stable (tarifs 3 & 4)	Tarif interruptible (tarif 5)	Tarif saisonnier (tarif 6)
Durée de contrat	6%	25%	25%
OMA	n/a	20%	5%
Ratio été/hiver	2%	5%	20%

18 Octobre 1995 a vu l'apparition du tarif modulaire (tarif M), amenant l'abolition du tarif  
 19 saisonnier (tarif 6), ainsi que la modification de la structure tarifaire du service  
 20 interruptible.

21 La structure du tarif M découlait des caractéristiques existantes au tarif à débit stable  
 22 moyen (tarif 3) et au tarif saisonnier (tarif 6). Le pourcentage pour durée de contrat a été  
 23 fixé au même niveau que celui applicable au tarif 3. La réduction maximale pour OMA a  
 24 été fixée égale à celle pour durée de contrat en établissant comme principe que les deux  
 25 notions contractuelles étaient étroitement liées et qu'une variation entre les deux  
 26 amènerait un comportement biaisé chez le client. Les deux autres modules de réduction  
 27 avaient été établis en observant les réductions aux tarifs à débit stable et saisonnier afin  
 28 de maintenir un effet net nul sur la facture totale.

1 Pour le service interruptible, la modification de structure visait le passage d'une grille à  
 2 escalier (« step rate ») à une grille par palier (« block rate »). Les pourcentages de  
 3 réduction qui s'appliquaient au taux unitaire à facturer ont été maintenus. La réduction  
 4 pour ratio été/hiver a été abolie mais la valeur a été ajoutée à la réduction pour durée de  
 5 contrat.

6 On se retrouve alors avec le tableau suivant :

	Tarif modulaire (tarif M)	Tarif à débit stable (tarifs 3 & 4)	Tarif interruptible (tarif 5)
Durée de contrat	6%	6%	30%
OMA	6%	n/a	20%
Ratio été/hiver	9%	2%	n/a
Stabilité	26%	n/a	n/a

8 Ces pourcentages ont été maintenus jusqu'à la venue du dégroupement des tarifs, soit  
 9 octobre 2001. Lors du dégroupement des tarifs, les réductions pour ratio été/hiver et  
 10 stabilité ont été abolies puisque ces notions étaient dorénavant captées par le tarif  
 11 d'équilibrage. Les pourcentages maximums pour durée de contrat et OMA appliqués sur  
 12 les taux TD ont été convertis en pourcentage maximum sur les taux de D des tarifs  
 13 respectifs. Les pourcentages maximums de réduction suivants ont alors été obtenus :

	Tarif modulaire (tarif D <sub>M</sub> )	Tarif à débit stable (tarifs D <sub>3</sub> & D <sub>4</sub> )	Tarif interruptible (tarif D <sub>5</sub> )
Durée de contrat	15,5%	19%	47%
OMA	15,5%	n/a	31%

15 Finalement, à la cause tarifaire 2003, nous avons proposé une modification aux  
 16 pourcentages maximums de réduction du tarif D<sub>5</sub> dans le cadre d'un redressement  
 17 progressif des points de croisement entre les tarifs. Au niveau des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, il a été  
 18 également accepté par la Régie d'étendre le pourcentage maximal de réduction à 26%  
 19 pour une durée de contrat maximale de 20 ans. Ce qui nous amène aux pourcentages  
 20 maximums de réduction applicables aujourd'hui :

	Tarif modulaire (tarif D <sub>M</sub> )	Tarif à débit stable (tarifs D <sub>3</sub> & D <sub>4</sub> )	Tarif interruptible (tarif D <sub>5</sub> )
Durée de contrat :			
5 ans	15,5%	19%	40%
20 ans	n/a	26%	n/a
OMA	15,5%	n/a	30%

22 On peut donc observer que l'évolution des pourcentages de réduction a été  
 23 principalement guidée par la conversion des pourcentages à travers les différentes

1 structures afin de maintenir des niveaux équivalents. Par ailleurs, l'introduction des  
2 pourcentages de réduction découlait davantage de la conversion d'une pratique  
3 commerciale non décrite au règlement tarifaire en une table spécifique correspondant à  
4 l'expérience développée au cours des années.

5 **1.2.2. Que représente la signature d'un contrat avec engagements spécifiques**  
6 **pour SCGM et sa clientèle?**

7 Dans la preuve SCGM-12, document 1 de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002), nous  
8 avons déjà abordé une réflexion sur la valeur d'un contrat d'une durée supérieure à 12  
9 mois en s'attardant spécifiquement aux tarifs à débit stable D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>. Nous reprendrons  
10 ici cette réflexion et l'élargirons à l'ensemble des tarifs ainsi qu'aux engagements reliés à  
11 l'obligation minimale annuelle.

12 Nous croyons que les engagements contractuels, tant volumétrique que pour durée de  
13 contrat, sont importants pour les raisons suivantes :

- 14 • la stabilisation des tarifs dans le temps; et
- 15 • la planification des outils d'approvisionnement.

16 Stabilisation des tarifs dans le temps

17 Avoir des engagements moyen et long termes accompagnés d'engagements  
18 volumétriques via une obligation minimale quotidienne (OMQ) aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> ou une  
19 obligation minimale annuelle (OMA) aux tarifs D<sub>5</sub> et D<sub>M</sub>, nous permet de sécuriser la  
20 génération des revenus et de stabiliser les tarifs de l'ensemble des clients pour les  
21 années subséquentes.

22 Nous avons d'ailleurs soulevé dans la cause tarifaire 2003 que :

23 *« Sans ces engagements, nous ferions face à une plus grande volatilité de la génération*  
24 *des revenus et par le fait même cela affecterait les tarifs applicables à l'ensemble des*  
25 *clients. Ils réduisent donc l'incertitude et permettent de tenir les tarifs plus bas que si on*  
26 *était sur un marché de plus court terme où les volumes vendus fluctuent davantage. Il y a*  
27 *donc un fondement économique aux rabais qui ne sont pas alors une simple pratique*  
28 *commerciale. »*

29 Examinons de plus près les deux types d'engagement, soit durée de contrat et obligation  
30 minimale.

31 Pouvons-nous avoir une réduction pour durée de contrat sans avoir d'obligation minimale  
32 annuelle (OMA) ou quotidienne (OMQ)? Un client qui signe un contrat d'une certaine  
33 durée, même maximale, sans aucun engagement volumétrique n'a pas beaucoup de  
34 valeur pour l'ensemble de la clientèle. On sait que le client est là mais sans avoir une  
35 certaine garantie du niveau de gaz retiré et, par extension, de la génération de revenus  
36 correspondante. On ne peut donc pas assumer une stabilité des revenus de par la  
37 présence de ce client, malgré une durée de contrat à long terme.

1 Pourrions-nous avoir un engagement volumétrique (OMA/OMQ), sans engagement de  
2 durée de contrat? Si on recherche la stabilisation des tarifs dans le temps, ceci amène  
3 automatiquement une notion de durée contractuelle supérieure à 12 mois. Dans les faits,  
4 avec les délais pour la planification des outils d'approvisionnement, on devrait même  
5 reconnaître une valeur ajoutée au contrat avec une durée supérieure à 24 mois. Les  
6 pourcentages de réduction pour durée de contrat reconnaissent une certaine valeur à  
7 partir de 13 mois. Ceci résulte de l'extrapolation linéaire et dans les faits peu de contrat  
8 ont des durées entre 13 et 23 mois. La majorité du temps, les contrats auront une durée  
9 équivalente à un multiple de 12.

10 Nous pouvons donc conclure qu'un contrat long terme ne prend tout son sens que s'il  
11 s'accompagne d'une obligation minimale volumétrique; l'inverse étant également vrai.

12 Examinons maintenant le niveau de revenu qui est généré par les clients sujets aux  
13 modalités contractuelles. Selon la cause tarifaire 2003 (SCGM-14, doc. 7), nous pouvons  
14 extraire l'information suivante :

Tarif	Revenus de distribution Budget 2003	Répartition	
D <sub>1</sub>	317 591 \$	74,3 %	74,3%
D <sub>M</sub>	42 731 \$	10,0 %	25,7%
D <sub>3</sub>	7 183 \$	1,7 %	
D <sub>4</sub>	42 515 \$	9,9 %	
D <sub>5</sub>	17 441 \$	4,1 %	
Total	427 461 \$	100,0 %	100,0%

16 Nous observons que plus de 25% des revenus de distribution proviennent des clients  
17 aux tarifs autres que le tarif général D<sub>1</sub>. Sous ces tarifs, les clients doivent souscrire à un  
18 contrat avec engagement volumétrique et durée de contrat. Nous verrons à la section  
19 1.2.3. certaines statistiques qui résument les niveaux d'engagement des clients. Une  
20 grande majorité de la clientèle signe des contrats avec engagements maximums ou près  
21 des maximums pour obligation minimale annuelle (OMA), 76% des clients signant un  
22 engagement minimal de 80% et plus. Ces engagements sont, dans 90% des cas, pour  
23 des durées de contrat de près de 5 ans. Aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, l'engagement correspond à  
24 la portion de revenus générés par l'obligation minimale quotidienne (OMQ).

25 Nous pouvons estimer qu'actuellement près de 21,5% des revenus totaux sont assurés  
26 pour une durée minimale de 30 mois. Le tableau ci-dessous détaille le calcul des  
27 revenus assurés selon les revenus du budget 2003.

Tarif	Revenus de distribution Budget 2003	% d'engagement	Revenus de distribution assurés
D1	317 591 \$	0,0 %	0 \$
DM	42 731 \$	81,6 %	34 868 \$
D3	7 183 \$	84,3 %	6 055 \$
D4	42 515 \$	76,2 %	36 396 \$
D5	17 441 \$	83,9 %	14 633 \$
Total	427 461 \$	21,5 %	91 952 \$

L'objectif de sécuriser les revenus pour les clients plus sensibles est donc atteint en partie, ce qui a également un effet positif sur la tarification de l'ensemble de la clientèle.

#### Planification des outils d'approvisionnement

En ce qui concerne la planification des outils d'approvisionnement, l'avantage d'engagements, principalement à moyen terme, se situe surtout au niveau de nos obligations de transport et d'équilibrage. Bien entendu cet avantage est présent lorsque les services sont fournis par le distributeur. Les tarifs de ces services ne comportent pas de module de réduction pour durée de contrat, mais avoir une certaine confirmation de la présence des volumes au niveau du service de distribution peut nous aider à assurer une gestion optimale des approvisionnements et minimiser les coûts échoués.

Il faut également souligner que de pouvoir prévoir la présence de clients interruptibles sur un certain horizon est souhaitable, voire même essentiel, pour SCGM et l'ensemble des clients. De par leur complémentarité avec les clients chauffage, les clients interruptibles nous permettent d'optimiser les coûts de transport et d'équilibrage. Nous pouvons, par exemple, contracter des outils d'approvisionnements pour desservir la pointe qui seraient plus coûteux s'ils n'étaient utilisés qu'en pointe, mais qui deviennent moins coûteux lorsqu'ils peuvent être utilisés en période hors pointe par les clients interruptibles.

Ici aussi, la notion de durée est importante, il ne faut pas seulement savoir que les clients sont présents, il faut que cette garantie couvre au minimum les délais requis pour modifier notre structure d'approvisionnement, le cas échéant.

Suite à ce qui est mentionné ci-dessus, nous réaffirmons qu'il y a des avantages à ce que les clients signent des contrats à long terme accompagnés d'engagements volumétriques (OMA/OMQ).

#### **1.2.3. Que représente la signature d'un contrat avec engagements spécifiques pour le client?**

Nous avons mentionné à la section précédente qu'il y a des avantages pour SCGM et l'ensemble de la clientèle à avoir des contrats avec engagement de durée et

1 engagement volumétrique. Que représente un contrat avec engagements spécifiques  
 2 pour le client et devons nous accorder une réduction ou un avantage aux clients qui  
 3 consentent à signer ces engagements?

4 En fonction des données actuelles nous pouvons extraire les statistiques suivantes :  
 5

Durée de contrat	Répartition des clients en fonction de la durée de leur contrat				Total
	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>	D <sub>M</sub>	
12 mois	8,8%	20,2%	5,6%	4,7%	6,3%
24 mois	1,0%	5,5%	1,3%	2,0%	2,0%
36 mois	2,5%	1,8%	1,3%	2,0%	1,9%
48 mois	1,5%	1,8%	0,4%	0,5%	0,7%
60 mois et plus	86,3%	70,6%	91,4%	90,8%	89,1%
Durée moyenne pondérée par les volumes	50,2 mois	58,7 mois	61,0 mois	55,7 mois	56,8 mois

6

% d'OMA	Répartition des clients en fonction du % d'OMA		
	D <sub>5</sub>	D <sub>M</sub>	Total
< 25%	0,4%	1,4%	1,3%
25% à 60%	4,2%	1,7%	2,3%
60% à 69%	0,4%	8,6%	7,2%
70% à 79%	3,5%	14,5%	12,6%
80% à 84%	0,0%	37,4%	31,0%
85% à 89%	89,2%	5,5%	19,9%
90% et plus	1,3%	30,9%	25,4%
% d'OMA moyen pondéré par les volumes	83,94%	81,6%	83,0%

7 Dans le tableau statistique des pourcentages d'OMA, il ne faut pas perdre de vue que les  
 8 clients du tarif D<sub>5</sub> atteignent le pourcentage maximal de réduction pour une OMA à 85%  
 9 alors qu'au tarif D<sub>M</sub>, il faut une OMA de 90%.

10 Au tarif D<sub>4</sub> nous avons 20,2% des clients qui ont des contrats d'une durée de 12 mois.  
 11 Après vérification, on peut dire que 15,6% ont une durée de contrat de 12 mois depuis  
 12 quelques années alors que 4,6% ont une durée de contrat de 12 mois depuis 2001  
 13 seulement. On ne peut donc pas conclure que la signature de contrat de 12 mois est une  
 14 tendance récente, mais on observe tout de même un changement de comportement. Il

1 ne faut pas perdre de vue que les tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> sont des tarifs plus contraignants qui  
2 intègrent un engagement volumétrique maximal via le volume souscrit.

3 L'engagement volumétrique annuel (OMA) implique qu'à la fin d'une année contractuelle,  
4 si le client n'a pas retiré un volume de gaz égal ou supérieur au volume minimal convenu  
5 au contrat, il se verra alors facturer le volume déficitaire au taux moyen de distribution ou  
6 de transport, le cas échéant, d'où la sécurisation des revenus sur une période donnée.  
7 Ainsi, le client, en s'engageant, encourt un risque financier, risque d'autant plus accru  
8 lorsque la durée de contrat excède 12 mois.

9 Est-ce qu'un client accepterait de son plein gré de signer des contrats avec certains  
10 engagements qui impliquent des risques monétaires pour son entreprise sans aucune  
11 compensation en contrepartie? Est-ce que la compensation peut être d'un autre ordre  
12 que financier? À ces questions nous croyons que la réponse est non et que nous devons  
13 proposer des réductions tarifaires afin d'inciter les clients à signer des engagements  
14 volumétriques et ce pour des périodes excédant 12 mois en fonction de leur capacité  
15 d'engagement.

16 On peut conclure que les réductions représentent un avantage intéressant pour les  
17 clients malgré l'engagement contractuel qui y est rattaché et qu'il s'agit d'un outil  
18 essentiel pour inciter les clients à s'engager à long terme pour des engagements  
19 volumétriques maximums.

#### 20 **1.2.4. Établissement du niveau des réductions**

21 Une fois constaté le fait que, d'une part, les engagements sont importants pour SCGM et  
22 l'ensemble de la clientèle et que, d'autre part, la façon d'inciter les clients à s'engager est  
23 de leur offrir une réduction tarifaire, quels niveaux de réduction seraient adéquats?

24 Comme nous avons pu le constater à la section 1.2.1. ci-dessus, les pourcentages de  
25 réduction actuellement applicables découlent de la conversion des réductions au fil du  
26 temps en fonction des structures tarifaires. Les premiers pourcentages avaient été  
27 établis en 1988 pour des considérations commerciales.

28 Nous pouvons nous demander :

- 29 • Est-ce que ces pratiques commerciales sont toujours valables? Faisons-nous face à  
30 des contraintes similaires ou différentes?
- 31 • Comment quantifier l'aspect qualitatif de la valeur ajoutée des engagements  
32 contractuels? Quel est le seuil de réduction à offrir pour inciter les clients à  
33 s'engager?
- 34 • Est-ce que les réductions devraient être différentes selon les tarifs?
- 35 • Quelle durée de contrat devrions-nous viser?
- 36 • Est-ce que les réductions pour OMA et durée de contrat devraient être équivalentes?

1 a) Situation concurrentielle et pratiques commerciales

2 Nous avons remarqué au cours des dernières années que la situation concurrentielle est  
3 difficile et nous avons besoin des pourcentages de réduction afin d'inciter un nouveau  
4 client à choisir le gaz naturel comme source énergétique ou afin de conserver la clientèle  
5 existante.

6 Nous avons néanmoins constaté que certains clients préfèrent la flexibilité du choix de la  
7 source d'énergie plutôt qu'une réduction du prix du service de distribution rattaché à des  
8 engagements contractuels contraignants. Cette dynamique est présente principalement  
9 lorsque le prix de la fourniture représente une portion importante de la facture  
10 énergétique totale du client. Ce comportement nous amène donc à remettre en question  
11 la valeur des réductions.

12 Un autre élément important de nos pratiques commerciales est le fait de pouvoir offrir un  
13 choix au client selon le niveau d'engagement qu'il est prêt à respecter. Nous croyons  
14 important d'avoir en main différentes options à offrir aux clients. Abolir complètement les  
15 réductions serait similaire à avoir un seul tarif, applicable à tous peu importe la situation  
16 du client. Malgré le fait que la majorité des clients s'engagent aux niveaux maximums et  
17 obtiennent ainsi une réduction maximale de leur tarif de distribution, nous remarquons  
18 que certains clients optent tout de même pour des engagements moins contraignants  
19 accompagnés, par le fait même, de réductions inférieures.

20 b) Évaluation quantitative de la valeur d'un contrat pour un client

21 Peut-on évaluer le niveau pour lequel un client tire avantage d'une réduction sur son  
22 contrat. Pour une année donnée, quelles caractéristiques sont requises pour que la  
23 réduction accordée sur le prix de distribution équivaille ou soit supérieure à la facturation  
24 d'un volume déficitaire?

25 Limitons l'analyse à une OMA de distribution pour un client au tarif  $D_M$ . Nous pouvons  
26 exprimer la problématique comme suit :

27 
$$\text{Réduction accordée} \geq \text{Vol déficitaire} \times \text{taux moyen D}$$

28 
$$\text{Vol Retiré} \times \text{réd D} \geq (\text{OMA} - \text{Vol Retiré}) \times \text{taux moyen D}$$

29 
$$\text{Vol Retiré} \times D \times \% \text{ réd} \geq (\text{OMA} - \text{Vol Retiré}) \times [D \times (1 - \% \text{ réd})]$$

30 
$$\text{Vol Retiré} \times \% \text{ réd} \geq (\text{OMA} - \text{Vol Retiré}) \times (1 - \% \text{ réd})$$

31 
$$\text{Vol Retiré} \geq \text{OMA} \times (1 - \% \text{ réd})$$

32 où l'OMA = Vol projeté x % d'OMA convenu au contrat

1 Un client a un avantage financier tant qu'il retire un volume de gaz naturel supérieur à  
2 l'OMA multipliée par (1- réduction).

3 Par exemple, actuellement, pour une réduction maximale de 31% au tarif D<sub>M</sub>, le client  
4 doit s'engager pour une OMA de 90% et une durée de contrat de 5 ans. Le client a donc  
5 un avantage financier s'il retire un volume égal ou supérieur à 69% de l'OMA  
6 (= OMA x [1-31%]), ou encore 62% du volume projeté (volume projeté x 90% x 69%). Ce  
7 qui lui donne une marge de manœuvre intéressante même sur une période de 5 ans.

8 Maintenant, fixons arbitrairement la réduction maximale à 5% pour les fins de la  
9 démonstration. En appliquant le même principe, le client aurait alors un avantage  
10 financier s'il retirait un volume égal ou supérieur à 95% de l'OMA, ou encore 86% du  
11 volume projeté (volume projeté x 90% x 95%). Cet engagement sur une période de 5 ans  
12 représenterait un risque accru pour le client comparativement à la marge de 38% qu'il a  
13 en considérant la réduction maximale possible à 31%.

14 La démonstration ci-dessus ne tient pas compte qu'en plus d'une OMA pour la  
15 distribution, le client doit également faire face à une OMA de transport. Donc pour la  
16 même réduction accordée, il devra ajouter à son équation la possibilité de facturation  
17 d'un volume déficitaire au taux moyen de transport, i.e. :

$$18 \quad VR \times \text{réd } D \geq (OMA-VR) \times \text{taux moyen } D + (OMA-VR) \times \text{taux moyen } T$$

19 Cet ajout vient donc gruger davantage la valeur financière de la réduction accordée.

20 Le niveau de réduction doit donc, dans une certaine mesure, offrir une marge de  
21 manœuvre intéressante au client sans être toutefois excessive.

22 c) Est-ce que la réduction pour durée de contrat devrait être différente selon le tarif?

23 Si on observe les particularités de chaque tarif de distribution on observe :

- 24 • Tarif D<sub>M</sub> : service continu avec 2 types de réduction : durée et OMA – maximum 31%
- 25 • Tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> : service continu avec un seul type de réduction : durée – maximum  
26 19% pour durée de contrat à 5 ans ; 26% pour durée de contrat à 20 ans
- 27 • Tarif D<sub>5</sub> : service interruptible avec 2 types de réduction : durée et OMA – maximum  
28 70%

29 Regardons en premier lieu la différence entre les clients continus. Nous croyons que le  
30 niveau des réductions entre les clients continus devrait être équivalent. Faire une  
31 discrimination entre les deux supposerait qu'à volume égal un client stable (CU>50%) a  
32 un impact différent sur la stabilisation des revenus de distribution qu'un client à profil  
33 chauffage. Par contre qu'en est-il de l'impact du profil, c'est-à-dire à volume égal mais  
34 CU différent? Cet aspect est considéré dans la structure tarifaire en donnant le signal  
35 qu'un meilleur CU aura un prix unitaire moyen inférieur.

1           Donc, en ce qui a trait à la réduction pour durée de contrat, elle devrait être égale peu  
2 importe le tarif ( $D_M$  ou  $D_3/D_4$ ). Pour ce qui est de la réduction pour OMA disponible au  
3 tarif  $D_M$ , elle se retrouve de façon implicite dans la structure tarifaire  $D_3/D_4$ . En effet, en  
4 fixant le point de croisement entre les deux tarifs selon une réduction maximale pour  
5 l'OMA au tarif  $D_M$ , nous nous trouvons à reconnaître dans la grille l'engagement  
6 volumétrique aux tarifs  $D_3/D_4$ .

7           Considérons maintenant les clients en service interruptible. Nous croyons justifié  
8 d'accorder des pourcentages maximums de réduction supérieurs aux clients en service  
9 interruptible comparativement aux clients en service continu. Au début de cette section  
10 nous avons mentionné l'importance de la présence des clients interruptibles dans la  
11 planification des outils d'approvisionnement. Ces clients ont des caractéristiques  
12 particulières, tant au niveau de leur statut d'interruption que de leur vulnérabilité, qui  
13 nous amène à les considérer différemment. En effet ces clients, étant interruptibles, sont  
14 équipés pour pouvoir facilement utiliser une autre source d'énergie et peuvent donc, face  
15 à la concurrence, choisir la source d'énergie qui leur est favorable. Nous jugeons  
16 important d'offrir un incitatif additionnel à signer des contrats de longue durée avec  
17 engagement volumétrique élevé.

18           La structure tarifaire  $D_5$ , considérant les points de croisement proposés à la section  
19 1.1.3, résulte en un prix du service de distribution qui est moins élevé découlant du  
20 principe des coûts moins élevés alloués à cette classe tarifaire. Or ce prix moins élevé,  
21 malgré le fait qu'il peut amener le client à choisir le tarif interruptible, n'incite pas  
22 nécessairement le client à s'engager à long terme ou pour une obligation annuelle  
23 importante. Cet incitatif se retrouvera donc à travers l'offre de réductions pour durée de  
24 contrat et OMA.

25           Cette section nous amène à conclure que les clients en service continu devraient avoir  
26 les même pourcentages de réduction peu importe le tarif et que les clients interruptibles  
27 devraient se voir accorder un pourcentage supérieur à celui accordé aux clients continus.

28           d) Quel niveau de durée doit-on reconnaître?

29           Quel devrait être l'horizon minimal sur lequel on devrait avoir une assurance de la  
30 présence des clients?

31           Cette durée dépend des délais minimaux qu'il faut respecter pour modifier notre structure  
32 d'approvisionnement. À titre d'exemple, il faut un préavis de six (6) mois pour renouveler,  
33 au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année, les outils de transport sur TCPL. Il faut donc savoir  
34 avant le 1<sup>er</sup> mai (plus les délais raisonnables pour faire la planification) si nous  
35 souhaitons renouveler ou terminer nos capacités de transport. Au niveau des outils  
36 d'entreposage, il n'y a pas de droit de renouvellement. Les capacités sont mises en  
37 marché selon la disponibilité et les possibilités d'accroître les capacités physiques  
38 d'entreposage sont limitées puisque cela prend des sites géologiques appropriés que  
39 l'on ne peut inventer.

1 Dans l'éventualité où SCGM aurait à revoir la structure d'approvisionnement, il ne suffit  
2 pas seulement de mettre fin à certains contrats d'approvisionnement, cela peut aussi  
3 impliquer de remplacer les outils utilisés par d'autres outils. Dans ce cas, il faut tenir  
4 compte du fait que, si de nouvelles installations sont requises, un délai de deux (2) ans  
5 est nécessaire pour contracter de la capacité de transport additionnelle.

6 En pratique, les décisions relatives aux approvisionnements doivent être prises au cours  
7 de l'hiver pour la période débutant le 1<sup>er</sup> novembre suivant jusqu'au 31 octobre de  
8 l'année suivante. Concrètement, cela signifie que pour pouvoir planifier adéquatement la  
9 structure des approvisionnements gaziers, il faut, dès l'hiver 2003 (par exemple) pouvoir  
10 compter sur la présence des clients, et de façon plus spécifique des clients interruptibles,  
11 jusqu'au 31 octobre 2004. Cela implique donc que les clients aient une durée de contrat  
12 résiduelle :

- 13 • d'au moins 18 mois si cela n'implique que de mettre fin à des contrats de transport
- 14 • d'au moins 30 mois si cela implique aussi de contracter des capacités de transport  
15 additionnelles.

16 Pour que les clients aient, au moment requis, une durée résiduelle de contrat d'au moins  
17 30 mois, il faut qu'ils aient signé des contrats d'au moins 36 mois débutant vers le 1<sup>er</sup>  
18 novembre.

19 On peut donc conclure qu'avec une durée de contrat de 36 mois, la gestion des  
20 approvisionnements serait facilitée étant donné les prévisions des volumes plus sûres.

21 Les structures actuelles offrent des réductions de prix pour des durées de contrat  
22 supérieures à 12 mois. La réduction maximale est atteinte pour des contrats de 60 mois  
23 pour les tarifs  $D_M$  et  $D_5$ , alors qu'aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  elle peut atteindre une valeur  
24 maximale pour un contrat de 20 ans.

25 Il faut comprendre qu'en plus de la gestion des approvisionnements, la stabilisation des  
26 tarifs dans le temps est un élément très important. D'où l'intérêt à rechercher des durées  
27 de contrat supérieures à 36 mois et par extension à le reconnaître en accordant des  
28 pourcentages de réduction.

29 Pour le moment nous ne proposons pas de modification aux durées de contrat  
30 considérées. Nous croyons toutefois que ce point devra être revu afin de déterminer la  
31 pondération des concepts « gestion des approvisionnements » et « stabilisation des  
32 tarifs » dans la reconnaissance des durées de contrat.

33 e) Est-ce que les pourcentages maximums de réduction pour OMA et durée de contrat  
34 devraient être équivalents?

35 Nous avons mentionné au début de cette section que les contrats long terme ont une  
36 signification s'ils sont accompagnés d'engagement volumétrique et inversement. Qu'en  
37 est-il de l'interrelation entre les deux critères? Pouvons-nous quantifier la réduction  
38 maximale à accorder à chaque type d'engagement.

1 Si la réduction pour OMA est de beaucoup supérieure à la réduction pour durée de  
 2 contrat, le client préférera signer des contrats de courte durée, voire même 1 an, et  
 3 établir son engagement volumétrique le plus près possible de son volume projeté qui, lui,  
 4 peut être établi avec plus de précision, bénéficiant alors de la réduction maximale  
 5 disponible pour OMA. En effet, un client peut plus facilement prévoir ses besoins en gaz  
 6 naturel lorsque sa projection est sur une très courte période. Il peut donc à ce moment-là  
 7 établir l'obligation minimale qu'il est prêt à rencontrer, être plus près de son volume réel  
 8 et ne pas générer de volume déficitaire. Or, dû à la courte durée du contrat, nous ne  
 9 sécurisons pas les revenus et donc ne pouvons viser une stabilité des revenus.

10 D'un autre côté, si la réduction pour durée de contrat est de beaucoup supérieure à celle  
 11 pour OMA, alors le client aura avantage à fixer son OMA au niveau le moins contraignant  
 12 mais tout de même signer pour une durée contractuelle plus longue et alors profiter d'un  
 13 pourcentage maximal de réduction pour durée de contrat. Nous aurions donc une  
 14 sécurité dans la génération des revenus amenant une certaine stabilité dans les tarifs  
 15 mais à des niveaux qui sont inférieurs, le client préférant limiter son risque.

16 Comparons les 2 cas extrêmes chez un client interruptible, soit  
 17 A) signer un contrat de 5 ans avec OMA minimale; et  
 18 B) signer 5 contrats d'un an avec OMA maximale.

19 On se rappelle que le prix de distribution sous le tarif interruptible est établi avec le  
 20 volume projeté quotidien. Dans le cas A le prix sera déterminé au début du contrat et  
 21 maintenu pour les 5 ans alors que dans le cas B le prix sera évalué à chaque année.

22 Assumons que le client retire le même volume (= au volume projeté) pendant les 5 ans.  
 23 Ainsi le volume contractuel utilisé pour établir le prix de chaque contrat du cas B sera le  
 24 même pour les 5 années, générant donc le même prix de D avant réduction que sous le  
 25 cas A.  
 26

Année de contrat	Prix annuel de distribution	
	A - 1 contrat de 5 ans OMA minimale	B - 5 contrats de 1an OMA maximale
Année 1	$Vol_1 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{durée}})$	$Vol_1 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{OMA}})$
Année 2	$Vol_2 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{durée}})$	$Vol_2 \times P_2 \times (1 - \text{réd}_{\text{OMA}})$
Année 3	$Vol_3 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{durée}})$	$Vol_3 \times P_3 \times (1 - \text{réd}_{\text{OMA}})$
Année 4	$Vol_4 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{durée}})$	$Vol_4 \times P_4 \times (1 - \text{réd}_{\text{OMA}})$
Année 5	$Vol_5 \times P_1 \times (1 - \text{réd}_{\text{durée}})$	$Vol_5 \times P_5 \times (1 - \text{réd}_{\text{OMA}})$

27 Avec  $Vol_1 = Vol_2 = Vol_3 = Vol_4 = Vol_5$  et  $P_1 = P_2 = P_3 = P_4 = P_5$

28 Les prix après réduction seront équivalents si les pourcentages de réduction pour durée  
 29 et contrat sont équivalents.

30 Si le client est en croissance ou en décroissance de volume alors les résultats seront  
 31 variables. L'égalité entre les 2 cas est impossible à atteindre car il faudrait que le

1 pourcentage de réduction pour OMA soit déterminé en fonction de la croissance ou de la  
2 décroissance du taux unitaire. Or, la fluctuation du taux dépendra de la situation  
3 particulière du client.

4 La fixation des pourcentages maximums de réduction pour durée et OMA à des niveaux  
5 équivalents nous positionnent donc dans une situation neutre qui aurait en plus  
6 l'avantage de ne pas donner un signal différent pour l'un ou l'autre des engagements.

7 En conclusion, les pourcentages de réduction des deux critères, durée de contrat et  
8 OMA, sont intimement reliés et nous proposons que la valeur maximale soit  
9 éventuellement la même pour chacun, créant un certain équilibre entre les deux types  
10 d'engagement.

11 f) Proposition relative au niveau des réductions

12 Les différents points de cette section nous ont permis de faire le tour des éléments qui  
13 influencent d'une manière ou d'une autre le choix des niveaux maximums de réduction.  
14 En résumé nous avons précisé les notions suivantes :

- 15 • Il est important pour SCGM et l'ensemble de la clientèle d'avoir des contrats à long  
16 terme accompagnés d'engagement volumétrique.
- 17 • L'application de réductions consiste en un moyen adéquat, et le seul connu, pour  
18 inciter le client à prendre des engagements contractuels de durée et d'OMA.
- 19 • La situation concurrentielle et les pratiques commerciales nous indiquent le besoin  
20 d'offrir des réductions pour engagements contractuels.
- 21 • La valeur d'un contrat pour un client peut correspondre à une marge de manœuvre  
22 de consommation afin d'y trouver un gain entre la réduction accordée sur le prix de  
23 distribution et la possibilité de se voir facturer un volume déficitaire. Une réduction  
24 maximale de 5% donne une marge de manœuvre de 14% du volume projeté alors  
25 qu'une réduction maximale de 31% donne une marge de manœuvre de 38%.
- 26 • Les pourcentages maximums de réduction devraient être les mêmes pour les tarifs  
27 continus ( $D_M$ ,  $D_3$  et  $D_4$ ) et supérieurs pour le tarif interruptible  $D_5$ .
- 28 • Le pourcentage maximal de réduction pour OMA devrait être le même que celui pour  
29 durée de contrat.
- 30 • En observant les statistiques sur les engagements, on peut affirmer que les  
31 pourcentages actuels de réduction répondent au besoin d'inciter les clients à signer  
32 des engagements maximaux. Ce qui ne peut être toutefois avancé : sont-ils trop  
33 élevés?

34 Nous devons considérer dans les structures tarifaires les pourcentages de réduction  
35 minimums qui inciteraient les clients à s'engager et permettraient également d'avoir une  
36 grille tarifaire qui donne le bon signal de prix et traite tous les clients de façon équitable.  
37 Les niveaux de réduction qui permettent d'atteindre ces deux objectifs ne découlent pas  
38 de formules mathématiques puisqu'un élément important qui entre en jeu est la  
39 concurrence et conséquemment le comportement de la clientèle face à cette

1 concurrence. L'évaluation de ces niveaux relève donc plus de notions qualitatives que  
2 quantitatives.

3 Nous nous retrouvons dans une situation où il est pratiquement impossible d'établir des  
4 niveaux de réduction cibles. Nous croyons qu'un processus graduel de baisse des  
5 pourcentages maximums de réduction nous amènera éventuellement aux niveaux  
6 adéquats. Nous proposerons donc au fil des années des baisses aux pourcentages de  
7 réduction, évitant, dans la mesure du possible, tout choc tarifaire de même que  
8 l'utilisation de rabais transitoires.

9 Le principe d'essai / erreur nous permettra de voir si les pourcentages de réduction sont  
10 toujours adéquats pour inciter les clients à contracter des engagements à long terme  
11 accompagnés d'engagement volumétrique maximum. Cette approche s'échelonnara  
12 probablement sur plusieurs années étant donné que les clients sont liés à leur contrat  
13 pour une durée plus ou moins longue en plus d'avoir la possibilité de prolonger leur  
14 contrat actuel d'un an, conformément à l'article de prolongation de contrat.

## 15 2. MODIFICATIONS AUX TARIFS DE DISTRIBUTION $D_1$ ET $D_M$

16 À la pièce SCGM-13 document 1 section 2 de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002), nous  
17 avons mis en place des modifications à la structure tarifaire  $D_1$  et  $D_M$  qui découlaient du projet  
18 de la révision de la structure tarifaire pour favoriser l'efficacité énergétique, soit le dossier  
19 R-3481-2002. La présente section décrit les modifications que nous désirons proposer cette  
20 année dans le but de poursuivre les orientations déjà entamées.

21 Les modifications que nous proposons découlent des objectifs suivants :

- 22 ♦ favoriser l'efficacité énergétique;
- 23 ♦ simplifier la facture, donc la structure;
- 24 ♦ éviter les débranchements temporaires;
- 25 ♦ améliorer la position concurrentielle pour les petits clients.

26 Ces objectifs ont été développés de façon détaillée l'an dernier, nous vous référons donc à la  
27 preuve déposée l'an dernier afin d'éviter la répétition.

### 28 2.1. Proposition de modifications

29 Dans un esprit de continuité avec les modifications déjà entamées l'an dernier, nous avons  
30 envisagé différentes options afin de répondre aux objectifs mentionnés ci-dessus, auxquels  
31 s'ajoutent la considération de l'impact financier chez les clients, l'impact sur la génération  
32 des revenus par catégorie de clientèle et l'impact sur le niveau d'interfinancement.

33 Afin de répondre à l'ensemble de ces considérations, sans toutefois causer de choc tarifaire  
34 important, **nous proposons** de modifier la structure tarifaire  $D_1$  et  $D_M$  de la façon suivante :

- 1 • Réduire l'obligation minimale quotidienne de la façon suivante :
- 2     **Tarif D<sub>1</sub> : Clients résidentiels et institutionnels : 28,000 ¢/compteur/jour**
- 3             **Autres clients : 55,000 ¢/compteur/jour**
- 4     **Tarif D<sub>M</sub> : Tous les clients : 55,000 ¢/compteur/jour**
- 5 • Regrouper les 2 premiers paliers de consommation en un seul, soit un palier de 0 à
- 6 30 m<sup>3</sup>/jour ;
- 7 • Ajuster le taux unitaire du 3<sup>ième</sup> palier (30 à 100 m<sup>3</sup>/jour) pour générer les mêmes
- 8 revenus totaux.

9 Dans la cause tarifaire 2003 nous avons déjà regroupé en un premier palier les dix

10 premiers m<sup>3</sup>. Nous proposons de faire un pas additionnel en fixant le premier palier à

11 0 à 30 m<sup>3</sup> par jour.

12 **Nous proposons également de modifier l'appellation de l'élément « Obligation**

13 **minimale quotidienne » pour « Frais de base ».** En fonction de la terminologie actuelle, le

14 client peut être sous l'impression que cette charge lui permet de consommer une certaine

15 quantité de gaz gratuitement, d'où la mauvaise perception de l'objectif de cette charge. Nous

16 croyons que la nouvelle terminologie fait référence à des notions plus usuelles dans la vie de

17 tous les jours et reflète mieux le but réel qui y est rattaché.

18 **Enfin nous proposons de décrire l'application du taux unitaire au volume retiré**

19 **d'une façon légèrement différente** afin d'éviter la perception que la totalité de la

20 consommation est facturée au taux unitaire du palier correspondant. L'an dernier nous

21 avons aboli la colonne de référence à des paliers mais nous croyons qu'une description plus

22 détaillée favoriserait la compréhension de la grille.

23 Ces modifications de terminologie découlent des conclusions ressorties du projet de révision

24 de la facture.

25 En fonction de la décision tarifaire présentement en vigueur (D-2002-196), la grille tarifaire

26 modifiée serait la suivante :

27

<b>Frais de base</b> (anciennement OMQ)	<b>Actuels</b> ¢/compteur/jr	<b>Modifiés</b> ¢/compteur/jr
Pour les clients résidentiels et institutionnels	28,000¢	28,000¢
Pour les autres clients	60,000¢	55,000¢

<b>Taux unitaires au volume retiré</b>		
<b>Volume retiré (m<sup>3</sup>/jour)</b>	<b>Taux actuel ¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Taux modifié ¢/m<sup>3</sup></b>
Sur les 10 premiers	25,000	<b>23,000</b>
Sur les 20 suivants	19,123	<b>23,000</b>
Sur les 70 suivants	16,748	<b>15,799</b>
Sur les 200 suivants	12,586	12,586
Sur les 700 suivants	9,921	9,921
Sur les 2 000 suivants	7,022	7,022
Sur les 7 000 suivants	4,804	4,804
Sur les 20 000 suivants	3,752	3,752
Sur les 70 000 suivants	2,815	2,815
Sur les m <sup>3</sup> excédant 100 000	2,315	2,315

1 Finalement la combinaison des deux modifications, réduction des frais de base et fusion de  
2 palier, devrait améliorer légèrement notre situation concurrentielle pour les petits clients.

### 3 **2.2. Impact financier**

4 Nous évaluerons l'impact financier de cette proposition sous trois aspects. Premièrement  
5 l'impact au niveau des cas types, deuxièmement l'impact au niveau de la génération globale  
6 des revenus pour les clients des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub> et finalement l'impact sur l'interfinancement  
7 entre les catégories de clients. Les analyses sont présentées ci-dessous en fonction du  
8 budget 2002/2003.

#### 9 Impact financier sur les cas types

10 Le document 2 de la pièce SCGM-11 illustre l'impact des modifications sur les cas types. Ce  
11 document reprend l'information que nous produisons normalement dans les causes  
12 tarifaires. La répartition de la clientèle entre les différents paliers et entre catégorie de  
13 clientèle (résidentiels/institutionnels et autres) a été effectuée sur la base des données  
14 utilisées lors de la cause tarifaire 2003.

15 La comparaison a été évaluée relativement aux taux unitaires de distribution ainsi qu'aux  
16 taux globaux FCTÉD. Pour la fourniture et le gaz de compression, les prix en vigueur en avril  
17 2003 ont été utilisés.

18 Pour les cas types des différents paliers, les résultats sur la base de l'ensemble des services  
19 FCTÉD, extraits du document SCGM-11 document 2, sont les suivants :

Volume annuel m <sup>3</sup> /an	Variation de taux FCTÉD	
	Frais de base Rés. & inst.	Frais de base Autres clients
0 à 1 095	-2,30%	-5,28%
1 095 à 3 650	-1,99%	-2,62%
3 650 à 10 950	1,35%	1,02%
10 950 à 36 500	0,44%	0,33%
36 500 à 109 500	0,01%	-0,04%
109 500 à 365 000	-0,03%	-0,05%
365 000 à 1 095 000	-0,01%	-0,02%
1 095 000 à 3 650 000	0,00%	-0,01%
3 650 000 et plus	n/a	0,00%

1 Impact financier sur la génération des revenus D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>

2 Le document 3 de la pièce SCGM-11, illustre l'impact des modifications sur la génération  
 3 des revenus des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>. La comparaison a également été évaluée au niveau des  
 4 revenus de distribution ainsi qu'au niveau des revenus globaux FCTÉD. On remarque que  
 5 globalement pour ces clients, l'impact est nul, résultat attendu étant donné l'ajustement  
 6 appliqué au taux unitaire du 3<sup>ième</sup> palier (30 à 100 m<sup>3</sup>/jour) pour générer les mêmes revenus.  
 7 Le tableau ci-dessous détaille les résultats obtenus pour l'ensemble des services FCTÉD :

8

Nouveau Palier	Volume annuel m <sup>3</sup> /an	Variation de revenus FCTÉD
Tarif D <sub>1</sub>	0 à 1 095	-1,37%
	1 095 à 3 650	-1,97%
	3 650 à 10 950	1,22%
2	10 950 à 36 500	0,41%
3	36 500 à 109 500	0,02%
4	109 500 à 365 000	0,00%
5	365 000 à 1 095 000	0,02%
6	1 095 000 à 3 650 000	0,02%
7	3 650 000 et plus	0,02%
Tarif D <sub>M</sub>		-0,02%
Total		0,00%

Impact sur l'interfinancement

Ces modifications à la structure tarifaire entraîneront quelques modifications au niveau de l'interfinancement. En utilisant l'étude d'allocation du coût de service 2001/2002, déposée à la pièce SCGM-14, document 12 du dossier tarifaire 2003 (R-3484-2002), nous pouvons sommairement illustrer l'impact sur l'interfinancement entre les clients des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>M</sub>. Le tableau suivant détaille l'interfinancement évalué en 2001/2002 (lignes 46 à 49 de la page 1 pour le tarif D<sub>1</sub> et page 3 pour le tarif D<sub>M</sub> de l'étude) et la variation si nous modifions uniquement les revenus, tout en conservant la répartition des coûts telle qu'évaluée lors de l'étude. En pratique, les coûts seraient légèrement modifiés puisque certaines dépenses sont allouées selon les revenus ; nous n'avons pas tenu compte de cette variation, celle-ci étant jugée minime.

Palier	Allocation du coût de service de distribution 01/02 (000 \$)								
	1.1a	1.1b	1.1c	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	M
Intervalle m <sup>3</sup> / an	0 à 1095	1095 à 3650-	3650 à 10950	10950 à 36500	36500 à 109500	109500 à 365000	365000 à 1095000	1095000 et plus	
Revenus D	7 185	36 553	44 104	65 511	77 354	51 981	23 264	6 113	42 514
Coûts D	23 587	59 567	53 529	59 926	60 351	38 545	17 143	5 804	32 308
Interfinancement	(16 402)	(23 014)	(9 425)	5 585	17 003	13 435	6 121	309	10 206
Ratio revenu/coût	0,305	0,614	0,824	1,093	1,282	1,349	1,357	1,053	1,316
Ajustement des revenus	-4,4%	-4,5%	3,1%	1,2%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	-0,1%
Revenus D révisés	6 866	34 885	45 447	66 259	77 363	51 937	23 266	6 116	42 442
Coûts D	23 587	59 567	53 529	59 926	60 351	38 545	17 143	5 804	32 308
Interfinancement	(16 721)	(24 682)	(8 082)	6 333	17 011	13 391	6 123	311	10 133
Ratio revenu/coût	0,291	0,586	0,849	1,106	1,282	1,347	1,357	1,054	1,314
<b>Variation de l'interfinancement</b>	<b>(319)</b>	<b>(1 668)</b>	<b>1 343</b>	<b>748</b>	<b>8</b>	<b>(44)</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>(72)</b>

Cette évaluation illustre que l'interfinancement en faveur des petits clients, consommation annuelle inférieure à 36 500 m<sup>3</sup>, serait diminué de 0,1 M\$ sur un interfinancement de 43,255 M\$ avant modification. Ainsi, la modification proposée a peu d'impact sur l'interfinancement entre petits et grands clients du tarif D<sub>1</sub> mais génère tout de même un déplacement entre les paliers chez les petits clients.

1       **2.3. Autres éléments à considérer**

2       Certains aspects plus pratiques ont également été considérés dans l'analyse. Nous les  
3       couvrirons sommairement puisque ces derniers n'ont pas d'impact majeur sur l'analyse.

4       Coûts de développement informatique

5       Les modifications à la structure, quoique mineures, nécessitent tout de même un minimum  
6       de développement informatique. Le développement se retrouve principalement au niveau de  
7       l'image de la facture qui aura désormais moins de paliers. Les coûts rattachés à ces  
8       développements sont estimés à 1 000 \$.

9       Développement du marché unifamilial, duplex et triplex (UDT)

10       Il est important pour SCGM de s'assurer que la nouvelle structure tarifaire n'a pas d'effet  
11       négatif dans le développement du marché UDT et ne modifie pas de façon significative le  
12       niveau de point mort visé dans les analyses de revenu requis. Notre analyse nous a permis  
13       de se rassurer à ce niveau. Ainsi la nouvelle structure tarifaire ne devrait pas compromettre  
14       la réalisation des plans de développement du secteur résidentiel envisagés à court ou  
15       moyen terme.

16       Impact budgétaire

17       Un autre élément que nous devons considérer est la variation de la génération des revenus  
18       en cours d'année et l'impact sur le fonds de roulement. La proposition a pour effet de  
19       modifier la séquence des entrées d'argent. Dans les faits nous percevrons plus de revenus  
20       durant les mois de décembre à mars et moins au cours des autres mois. Ainsi l'impact sur le  
21       coût de service est de l'ordre de 11 500 \$ à la hausse.

22       Impact sur les mauvaises créances

23       Un autre élément à considérer est l'impact sur les mauvaises créances. En effet un  
24       déplacement des revenus vers les mois d'hiver pourrait rendre la récupération des  
25       mauvaises créances plus difficiles. Ici encore, l'impact est jugé mineur puisque les  
26       majorations sont minimales.

27       **2.4. Conclusion**

28       Nous réalisons que certains clients verront leur facture totale majorée légèrement de par  
29       l'application de la nouvelle structure, et plus spécifiquement les clients consommant entre  
30       3 650 et 10 950 m<sup>3</sup> par année. Cette majoration représente un peu plus de 1 % de leur  
31       facture totale. Nous croyons que ce niveau se justifie par l'intégration de certaines mesures  
32       pour favoriser l'efficacité énergétique, la simplification de la facture et l'amélioration de la  
33       situation concurrentielle dans certains créneaux spécifiques.

34       Il est à noter que, en fonction de la cause tarifaire 2004, le taux unitaire du premier palier  
35       (0 à 30 m<sup>3</sup> /jour) sera établi de façon à avoir un impact similaire à celui présenté dans la  
36       présente section.

1 **3. MODIFICATION AU TARIF DE DISTRIBUTION D<sub>5</sub>**

2 **3.1. Mise en place d'un tarif 5 - Volet 1A et Volet 1B**

3 Dans la cause tarifaire 2002 (R-3463-2001, SCGM-10 document 1, section 4.2) nous avons  
4 soulevé la problématique du tarif d'équilibrage et de la pointe à zéro dans l'allocation des  
5 coûts d'équilibrage, en comparant le service offert par les clients au tarif D<sub>5</sub> volet 1A et  
6 volet 1B. Vous trouverez ci-dessous l'extrait de la section 4.2.1 qui explique la  
7 problématique.

8  
9 **« 4.2.1 Effet de la pointe à zéro dans l'allocation des coûts de É**

10  
11 *Un premier malaise dans l'utilisation systématique d'une pointe à zéro pour tous les*  
12 *clients interruptibles surgit quand nous observons que deux clients interruptibles de*  
13 *mêmes profils de consommation, dont un est desservi sous le volet 1A et l'autre sous le*  
14 *volet 1B, se voient allouer un même coût d'équilibrage. Rappelons que les clients du*  
15 *volet 1B se voient garantir beaucoup moins de jours d'interruption que les clients du*  
16 *volet 1A, et, donc, bénéficient d'un service interruptible qui a été familièrement appelé*  
17 *« amélioré ».*

18  
19 *L'équilibrage fourni aux deux clients précédents de mêmes profils peut, dans les faits,*  
20 *avoir été le même, mais il reste qu'une distinction demeure entre le client 1A et le client*  
21 *1B par le fait que le client 1B pouvait compter sur la qualité de service plus grande qui*  
22 *lui a été fournie. La méthode d'allocation des coûts d'équilibrage, en accordant une*  
23 *pointe à zéro à tous les clients interruptibles sans exception, ne reconnaît pas la plus*  
24 *grande disponibilité des clients 1A dans la gestion des interruptions par rapport à celle*  
25 *des clients 1B. En effet, même si les deux clients cités en exemple ont été desservis de*  
26 *la même manière, parce que le nombre de jours d'interruption a été faible pour tous les*  
27 *clients, le client du volet 1A est demeuré disponible à être interrompu davantage alors*  
28 *que ne l'était pas le client du volet 1B.*

29  
30 *À la limite, la pointe fixée à zéro ne représente plus aucun avantage pour le client du*  
31 *volet 1A qui a été interrompu tout l'hiver, puisque sa pointe réelle est alors aussi égale*  
32 *à zéro. Ce client interruptible ne se distinguerait alors pas d'un client continu, à profil de*  
33 *consommation d'été en l'occurrence (client saisonnier), qui aurait un même service,*  
34 *mais un service garanti dans son cas. Le client interruptible ne se voit pas*  
35 *« récompensé », par rapport au client continu identique, pour la non garantie de son*  
36 *service. (...)*

37 Dans la cause tarifaire 2003, (R-3484-2002, SCSM-13, document 1.1), en réponse à une  
38 question de la Régie de l'énergie, nous avons soulevé à nouveau la problématique et avons  
39 mentionné que nous devions faire appel au tarif de distribution pour établir une distinction  
40 appropriée entre les clients, tant qu'un nouveau tarif d'équilibrage ne serait pas développé.

41 L'hiver 2001-2002 a été plutôt chaud, ce qui a eu pour conséquence que les clients au  
42 volet 1A ont connu sensiblement le même nombre de journées d'interruption que les clients  
43 au volet 1B. Ainsi nous avons donc rencontré la situation où un client au volet 1A a payé un

1 tarif d'équilibrage équivalent à un client du volet 1B pour un profil de consommation  
2 équivalent, tout en ayant une garantie de service moins grande que celle offerte au client du  
3 volet 1B.

4 L'effet de cet hiver chaud s'est également fait ressentir par une demande accrue de transfert  
5 du volet 1A vers le volet 1B. Pourquoi un client se verrait appliquer un nombre de jours  
6 d'interruptions supplémentaires alors que cela coûte apparemment le même prix? Il ne voit  
7 pas de différence de prix dans la distribution. Quant à l'équilibrage, service qui capte la  
8 différence, cela n'est pas évident, la formule qui établit le prix facturé étant applicable à tous  
9 les clients. C'est donc en effectuant des simulations que l'on constate la différence de prix.  
10 La différence découle de la valeur des paramètres A, consommation journalière moyenne  
11 annuelle et H, consommation journalière moyenne d'hiver. En effet si on se rappelle la  
12 formule d'équilibrage, le tarif, selon la décision D-2002-196, est établi comme suit :

$$\frac{(139,4 \text{ ¢/m}^3/\text{j} \times \{P - H\}) + (1142,3 \text{ ¢/m}^3/\text{j} \times \{H - A\})}{(A \times \# \text{ jours des 12 derniers mois de facturation})}$$

15 Avoir moins d'interruptions donne un H et un A plus élevé, génère un crédit plus important  
16 pour la pointe mais un coût plus élevé pour l'espace, ce dernier étant supérieur au crédit  
17 généré à la pointe de par la valeur du tarif espace versus celle du tarif pointe. Il faut donc y  
18 regarder à deux fois pour saisir que le nombre de journées d'interruption a un impact sur le  
19 tarif d'équilibrage.

20 Le transfert des clients met en évidence la lacune du tarif d'équilibrage et le besoin de  
21 corriger ce biais.

22 Nous désirons donc **proposer une modification au tarif de distribution D<sub>5</sub> qui introduit**  
23 **une différence de prix entre les 2 volets de service 1A et 1B.**

24 Afin d'évaluer un écart de prix qui reflèterait la « garantie de service » offerte aux clients du  
25 volet 1B versus ceux du volet 1A, nous avons utilisé comme base de données la liste des  
26 clients au tarif interruptible D<sub>5</sub> de la cause tarifaire 2003 et avons comparé la génération des  
27 revenus d'équilibrage sous deux bases, soit en considérant le nombre maximum de jours  
28 d'interruption prévu au volet 1A et d'un autre côté celui prévu au volet 1B.

29 Nous obtenons les résultats suivants :

	# jours d'inter. Volet 1A	Volume après int. (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Revenus É (000 \$)	# jours d'inter. Volet 1B	Volume après int. (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Revenus É (000 \$)	Variation (000 \$)
5.5	66	133 716	-522	20	160 421	382	904
5.6	75	174 680	-852	20	224 184	530	1382
5.7	84	237 340	-2 292	30	295 289	-675	1617
5.8	94	100 679	-1195	30	130 281	-369	826
5.9	105	5 455	-113	30	6 316	-89	24
<b>TOTAL</b>		<b>651 870</b>	<b>- 4 974</b>		<b>816 492</b>	<b>-221</b>	<b>4 753</b>

Sur la base de données des 242 clients de la cause tarifaire 2003, on remarque que la garantie de service rattachée à la limite du nombre de jours d'interruptions à 20 ou 30 jours représente une variation de revenus d'équilibrage de 4,753 M\$. Le nombre de jours maximums prévus au volet 1A est établi selon un hiver froid. Or nous savons que généralement les hivers seront en deçà des prévisions maximales, le nombre de jours d'interruption pourrait donc être inférieur et même équivalent au nombre de jours d'interruption des clients au volet 1B. Puisque, de façon générale, il y a alternance entre hiver froid et hiver chaud, nous suggérons d'utiliser 50% de la variation de revenus comme la valeur moyenne de la garantie de service. Ce montant, toujours en fonction de notre base de données, représente un taux de 0,291 ¢/m<sup>3</sup> à facturer comme écart entre le prix de distribution au volet 1B et volet 1A, soit 2,377 M\$ divisé par le volume total de 816 492 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> si tous les clients sont au volet 1B.

Deux éléments doivent être considérés avant d'établir la grille de taux applicable aux volets 1A et 1B. Premièrement nous devons tenir compte de l'impact des pourcentages de réduction pour durée de contrat et obligation minimale annuelle ainsi que les rabais transitoires qui sont appliqués sur les tarifs de distribution.

Considérant un pourcentage global de réduction pour durée de contrat et OMA de 70%, tel qu'applicable au tarif D<sub>5</sub>, et les pourcentages de rabais transitoires applicables à chaque client à la cause 2003, nous avons un pourcentage moyen de réduction de 70% pour les clients interruptibles. Ce qui nous amène à un écart à facturer de 0,970 ¢/m<sup>3</sup> avant réduction [ 0,291 / (1 - 0,70) ].

Le deuxième élément à considérer est que nous ne voulons pas générer de revenus additionnels. En effet, ce taux de 0,970 ¢/m<sup>3</sup> représente la quantification de la garantie de service supérieure au volet 1B, le coût du service étant considéré au tarif d'équilibrage. Il faut donc établir une grille de taux inférieure au volet 1A et par la suite appliquer l'écart de 0,970 ¢/m<sup>3</sup> pour obtenir la grille au volet 1B. En fonction de la grille de taux actuelle (D-2002-196) nous obtenons la nouvelle grille suivante :

pour chaque m <sup>3</sup> de volume souscrit en service continu et de volume projeté quotidien en service interruptible m <sup>3</sup> /jour	D-2002-196	Volet 1A	Volet 1B
	¢/m <sup>3</sup>	¢/m <sup>3</sup>	¢/m <sup>3</sup>
sur les 3 000 premiers	8,937	8,653	9,623
sur les 7 000 suivants	6,846	6,628	7,598
sur les 20 000 suivants	5,887	5,700	6,670
sur les 70 000 suivants	4,973	4,815	5,785
sur les 200 000 suivants	3,628	3,513	4,483
sur les m <sup>3</sup> excédant 300 000	2,781	2,693	3,663

1 L'impact de cette grille sur la génération des revenus de distribution, excluant les revenus  
2 pour obligations minimales annuelles et gaz d'appoint concurrence, est le suivant :

Tarif	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Revenus D-2002-196 (000 \$)	Revenus D (000 \$)	Variation	
				\$	%
<b>Volet 1A</b>					
5.5	141 283	3 554	3 442	(112)	-3,1%
5.6	192 496	4 060	3 932	(128)	-3,2%
5.7	212 159	3 538	3 429	(110)	-3,1%
5.8	102 881	1 177	1 140	(37)	-3,1%
5.9	6 661	43	42	(1)	-3,2%
<b>Total Volet 1A</b>	<b>655 480</b>	<b>12 373</b>	<b>11 985</b>	<b>(388)</b>	<b>-3,1%</b>
<b>Volet 1B</b>					
5.5	21 182	507	552	46	+9,0%
5.6	31 082	698	772	75	+10,7%
5.7	82 642	1 534	1 739	205	+13,4%
5.8	19 780	376	438	62	+16,6%
5.9	0	0	0	0	0
<b>Total Volet 1B</b>	<b>154 686</b>	<b>3 114</b>	<b>3 502</b>	<b>388</b>	<b>+12,5%</b>
<b>TARIF 5</b>	<b>810 167</b>	<b>15 487</b>	<b>15 487</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>

4 Étant donné l'impact financier d'une telle modification et compte tenu des différents  
5 scénarios analysés par le groupe de travail, nous proposons de limiter l'augmentation au  
6 volet 1B à 8,7% pour l'ensemble des paliers. Ainsi, le taux additionnel pour la garantie de  
7 service au volet 1B serait décroissant entre les paliers résultant en la grille tarifaire proposée  
8 suivante :

pour chaque m <sup>3</sup> de volume souscrit en service continu et de volume projeté quotidien en service interruptible m <sup>3</sup> /jour	D-2002-196  ¢/m <sup>3</sup>	Volet 1A  ¢/m <sup>3</sup>	Taux additionnel pour garantie de service	Volet 1B  ¢/m <sup>3</sup>
Sur les 3 000 premiers	8,937	8,739	0,976	9,715
Sur les 7 000 suivants	6,846	6,694	0,747	7,441
sur les 20 000 suivants	5,887	5,756	0,643	6,399
sur les 70 000 suivants	4,973	4,863	0,543	5,406
sur les 200 000 suivants	3,628	3,547	0,397	3,944
sur les m <sup>3</sup> excédant 300 000	2,781	2,719	0,304	3,023

2 Selon cette grille proposée, les prix unitaires moyens des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> volet 1A et 1B,  
3 considérant une durée de contrat de 12 mois sous chaque tarif et une OMA maximale de  
4 85% au tarif D<sub>5</sub>, ainsi que les relations entre eux, deviennent donc :

Volume m <sup>3</sup> /jour	D <sub>4</sub> réd. 0% ¢/m <sup>3</sup>	D <sub>5</sub> - 1A réd. 30% ¢/m <sup>3</sup>	D <sub>5</sub> - 1B réd. 30% ¢/m <sup>3</sup>	Relation D <sub>5</sub> -1A/D <sub>4</sub>	Relation D <sub>5</sub> -1B/D <sub>4</sub>
3 000	5,769	6,117	6,801	1,060	1,179
10 000	4,335	5,115	5,686	1,180	1,312
30 000	3,437	4,391	4,882	1,278	1,420
100 000	2,639	3,700	4,113	1,402	1,559
300 000	2,060	2,889	3,212	1,402	1,559
1 000 000	1,569	2,199	2,445	1,402	1,558

6 L'impact de la grille proposée sur la génération des revenus de distribution, excluant les  
7 revenus pour obligations minimales annuelles et gaz d'appoint concurrence, est le suivant :

Tarif	Volumes (10 <sup>3</sup> m3)	Revenus D-2002-196 (000 \$)	Revenus D (000 \$)	Variation	
				\$	%
<b>Volet 1A</b>					
5.5	141 283	3 554	3 476	(78)	-2,2%
5.6	192 496	4 060	3 971	(90)	-2,2%
5.7	212 159	3 538	3 462	(76)	-2,2%
5.8	102 881	1 177	1 151	(26)	-2,2%
5.9	6 661	43	42	(1)	-2,2%
<b>Total Volet 1A</b>	<b>655 480</b>	<b>12 373</b>	<b>12 102</b>	<b>(271)</b>	<b>-2,2%</b>
<b>Volet 1B</b>					
5.5	21 182	507	551	44	8,7%
5.6	31 082	698	758	61	8,7%
5.7	82 642	1 534	1 667	134	8,7%
5.8	19 780	376	409	33	8,7%
5.9	0	0	0	0	0
<b>Total Volet 1B</b>	<b>154 686</b>	<b>3 114</b>	<b>3 385</b>	<b>271</b>	<b>8,7%</b>
<b>TARIF 5</b>	<b>810 167</b>	<b>15 487</b>	<b>15 487</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>

En plus de limiter la majoration à 8,7% pour l'ensemble des clients au volet 1B, nous proposons de communiquer avec les clients qui ont modifié leur contrat de tarif interruptible volet 1A vers le volet 1B depuis le dégroupement des services, soit depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2001, afin de leur permettre de retourner au volet 1A au 1<sup>er</sup> octobre 2003 même s'ils sont en cours de contrat. Nous ne proposons donc pas l'application de rabais transitoire.

La création d'une grille distincte entre le volet 1A et le volet 1B permettra de distinguer la garantie de service offerte considérant le nombre maximal de jours d'interruption sous chaque volet.

Nous désirons également inclure au texte des tarifs une clause qui spécifie que le service interruptible au volet 1B ne sera disponible que s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter. En effet, lorsque le choix du service est prévu à la cause tarifaire, nous pouvons alors adapter en conséquence la planification des outils d'approvisionnement. Toutefois, s'il s'avérait que certains clients demandent un transfert du volet 1A vers le volet 1B en cours d'année financière, et que, pour répondre à ces demandes, des outils très dispendieux soient requis afin d'assurer la sécurité du réseau, le distributeur désire avoir la possibilité de refuser ces demandes.

Nous proposons donc d'ajouter le paragraphe suivant à l'article 1 « Applicabilité » du service de distribution D<sub>5</sub> :

1 « 1 Applicabilité

2 (...)

3 Le client peut choisir le Volet 1A ou 1B, comportant une garantie (A ou B) quant à la  
4 disponibilité du service. Toutefois, le client ne pourrait se prévaloir du service  
5 interruptible sous le volet 1B que s'il était rentable et opérationnellement possible  
6 pour le distributeur de l'accepter. L'article 4.2 « Interruptions » de la présente section  
7 indique le nombre maximum de jours d'interruptions prévus sous chaque volet.  
8 (...) »

9 **3.2. Rencontres relatives aux réductions du tarif D<sub>5</sub> et au tarif concurrence**

10 À la suite des discussions tenues dans le groupe de travail, aucune modification aux  
11 réductions pour durée de contrats n'est proposée cette année. Cette solution a été retenue  
12 après que l'on eut constaté notamment qu'une diminution du pourcentage de réduction pour  
13 la durée aurait comme conséquence d'augmenter la facture des clients les plus fidèles, soit  
14 ceux qui ont des engagements de cinq ans (ou les renouvellements annuels avec durée de  
15 trois ans découlant de la clause de prolongation), et de réduire la facture des clients les  
16 moins fidèles, soit ceux ayant des engagements de plus court terme.

17 Bien qu'elle comprenne l'intérêt pour SCGM d'obtenir des engagements de long terme des  
18 clients interruptibles, qui lui permet d'utiliser au maximum le service dans ses stratégies  
19 d'approvisionnement, l'ACIG reste non convaincue que l'utilisation des réductions tels  
20 qu'actuellement formulés soit la solution idéale.

21 Il a donc été convenu d'explorer d'autres avenues, faisant ainsi suite aux travaux de SCGM  
22 déposés dans cette preuve à la section 1 de SCGM-11, document 1. Nous devons  
23 aujourd'hui prendre en considération différentes nouveautés dans le marché afin de  
24 s'assurer que le tarif interruptible et le service de gaz d'appoint de type concurrence puissent  
25 offrir les meilleurs attraits possibles aux clients qui sont davantage préoccupés par l'aspect  
26 concurrentiel du prix de l'énergie. Ainsi, il est important de s'assurer que les tarifs n'agissent  
27 pas comme un frein à la venue de clients moins réguliers (contrats de court terme) sans  
28 toutefois créer des incitations trop importantes qui ferait disparaître les possibilités pour  
29 SCGM de gérer ses approvisionnements.

30 De plus, étant donné les modifications qui ont eu lieu dans le domaine du transport et de  
31 l'entreposage, l'ACIG tient à réétudier certains aspects du tarif interruptible afin de s'assurer  
32 que ce dernier représente toujours un prix lié à la réalité.

33 Ainsi, SCGM propose que trois sujets soient traités dans un groupe de travail formé  
34 d'intervenants ayant manifesté leur intérêt (ACIG, FCEI, OC, UC et UMQ). Ces trois sujets  
35 sont :

- 36 1. une revue du volet concurrence du tarif interruptible pour en assurer la cohérence avec  
37 la politique de prix applicable aux engagements long terme du volet régulier ;
- 38 2. la détermination du niveau de réduction associé à un engagement de long terme en  
39 tenant compte de la valeur du service d'entreposage rendu disponible par les clients  
40 interruptibles lorsqu'ils sont interrompus ;

1 3. la formulation de l'écart de prix entre un engagement de court et long terme autrement  
2 que par l'utilisation de rabais arbitraire.

3 Les frais de participation des intervenants intéressés seraient remboursés par SCGM selon  
4 les barèmes usuels approuvés par la Régie. Les rencontres seraient précédées d'un ordre  
5 du jour et suivies d'un compte rendu. Si elle le souhaite, la Régie pourrait déléguer un ou  
6 des représentants à ces rencontres. Un rapport de suivi sera soumis pour information à la  
7 Régie à la fin des travaux. Les résultats de ces travaux seraient ensuite déposés dans le  
8 dossier tarifaire 2005, afin d'obtenir l'approbation de la Régie à tout changement.

9 Enfin, SCGM et l'ACIG tiennent à souligner que des rencontres ont eu lieu cette année afin  
10 de discuter plus abondamment du tarif D<sub>5</sub> principalement. Ces rencontres ont permis aux  
11 membres de l'ACIG ainsi qu'à SCGM de mieux se comprendre, ce qui a eu pour incidence  
12 d'améliorer les rencontres et les travaux entourant la présente cause en ce qui concerne la  
13 tarification des grands industriels. Par contre, comme les travaux proposés pourraient avoir  
14 des incidences sur d'autres groupes de clients via leur tarification respective, le groupe de  
15 travail considère dorénavant que la participation des différents groupes de clients est  
16 essentielle à l'avancement de ces travaux.

#### 17 4. PROJET DE GÉNÉRATION ÉLECTRIQUE AU GAZ NATUREL

18 Dans la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002), nous avons déposé en phase 1 une demande de  
19 modification des tarifs de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> pour les adapter au marché de la clientèle à très  
20 grande consommation (2 à 3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour). Le marché visé correspondait principalement à des  
21 producteurs de génération électrique au gaz naturel. La preuve avait été déposée sous la pièce  
22 SCGM-12. À ce moment-là, nous n'avions pas abordé les aspects relatifs aux autres services.

23 Une fois les soumissions pour des projets de génération électrique déposées auprès d'Hydro-  
24 Québec, nous avons eu l'opportunité de discuter avec certains promoteurs et de faire le point  
25 sur les particularités du service de gaz naturel qui pourraient être requises avec la venue de  
26 projets de génération électrique de très grande importance.

27 En fonction du texte des tarifs, le client peut choisir de fournir les services de fourniture du gaz  
28 naturel, gaz de compression, transport et/ou équilibrage ou demander au distributeur de les  
29 fournir. À noter que certaines conditions sont applicables; par exemple le client qui fournit son  
30 service de transport doit également fournir son service de fourniture de gaz naturel et de gaz de  
31 compression.

32 Nous devons donc analyser les diverses avenues et nous assurer que les structures tarifaires  
33 ainsi que les modalités prévues au texte des tarifs sont adéquates pour capter le niveau de  
34 service fourni par le distributeur.

35 Le profil de consommation d'un client en génération électrique serait assez stable s'il est en  
36 production tout au long de l'année, fluctuant en fonction de la température. Cependant une  
37 centrale pourrait cesser complètement de fonctionner pour des arrêts prévus d'avance, par  
38 exemple pour entretien, ou pour des arrêts imprévus provoqués par des bris d'équipements. De  
39 plus, en fonction des besoins d'Hydro-Québec, la demande de gaz naturel pourrait être variable,

1 avec une fourchette pouvant être importante si le contrat du client avec Hydro-Québec comporte  
2 une production d'électricité modulable. Les besoins d'Hydro-Québec seraient identifiés au client  
3 une semaine à l'avance de la date de livraison mais pourraient être révisés à une journée d'avis.  
4 Ce qui amène donc des délais de réaction très courts pour faire face aux besoins  
5 d'approvisionnement, autant pour le client que pour SCGM.

6 Ces circonstances feront en sorte que le profil du client ne sera pas nécessairement stable, une  
7 notion d'imprévisibilité s'y rattachant. En soi, la situation n'est pas très différente de celle existant  
8 chez un autre client industriel. La problématique se retrouve plutôt dans l'ampleur de la  
9 fluctuation de volumes générée par ces circonstances, ce qui peut entraîner des impacts  
10 opérationnels et des coûts importants dans la gestion des approvisionnements.

11 Peu importe que les services soient fournis par le distributeur ou par le client, SCGM doit être en  
12 mesure de gérer les impacts opérationnels qui peuvent découler d'excédent ou de déficience  
13 de livraison. SCGM devra donc s'outiller pour répondre à la demande du client et au risque  
14 potentiel de déséquilibre afin de ne pas mettre à risque la distribution auprès de l'ensemble de la  
15 clientèle. Il s'agit ici d'actions qui seraient prévues au budget. Par exemple, nous pourrions  
16 requérir une capacité d'injection plus importante afin de faire face à un excédent de livraison  
17 durant la période estivale; ceci amènerait donc une croissance des coûts d'équilibrage.

18 Puisque nous sommes encore à l'étape de réflexion et que les besoins ne se manifesteront  
19 dans le marché que vers 2006, nous ne désirons pas proposer pour l'instant de modifications au  
20 texte des tarifs. Toutefois, vous trouverez ci-dessous une réflexion sommaire sur certaines  
21 problématiques ciblées. Deux aspects seront traités : les problématiques reliées aux structures  
22 tarifaires et celles reliées à la gestion quotidienne des approvisionnements.

#### 23 **4.1. Problématiques reliées aux structures tarifaires**

24 SCGM devra s'outiller pour répondre à la demande des clients et éviter tout risque potentiel  
25 de déséquilibre afin de ne pas mettre à risque la distribution auprès de l'ensemble de la  
26 clientèle.

27 Les enjeux principaux au niveau des structures tarifaires se retrouvent en grande partie aux  
28 services de transport et d'équilibrage. Pour faciliter la compréhension des problématiques,  
29 nous allons utiliser un client fictif.

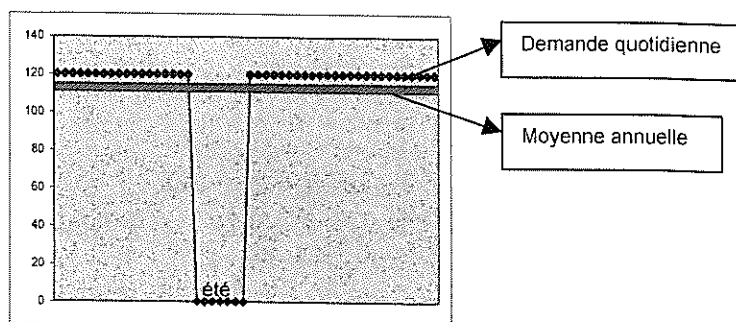
30 Consommation quotidienne maximale : 120 TJ/jour

31 Nombre de jours prévus en arrêt : 20 jours (en été)

32 Consommation quotidienne moyenne : 113 TJ/jour

33 Volume journalier contractuel (VJC) : 113 TJ/jour

34 Le graphique suivant présente le profil obtenu.



1  
2 Si le client choisit le service d'équilibrage du distributeur, SCGM devra donc s'assurer d'avoir  
3 les outils pour répondre à la demande quotidienne de 7TJ/jour excédant le VJC et la  
4 capacité d'utiliser ou de replacer l'excédent de livraison durant les 20 jours prévus d'arrêt.  
5 Nous constatons que la consommation du client correspond à un profil creux en été qui  
6 entraînera possiblement une augmentation de l'injection au site d'entreposage en dehors de  
7 la période d'hiver.

8 Le service d'équilibrage a été développé en utilisant dans la mesure du possible le principe  
9 d'utilisateur-payeur. Ainsi, les coûts additionnels d'équilibrage requis pour desservir ce client  
10 devraient être payés par celui-ci si nous désirons maintenir le principe de base. Or le tarif  
11 d'équilibrage appliqué à ce client ne donnerait pas le signal de prix reflétant les coûts  
12 effectivement encourus. Il faudrait peut-être envisager une modification au tarif d'équilibrage.  
13 Il pourrait également être requis de développer une notion d'engagement au service  
14 d'équilibrage pour compenser les coûts des outils contractés pour desservir ces clients.

15 Nous devons, d'ici l'arrivée de ces clients en génération électrique, analyser les possibilités  
16 d'ajustement au tarif d'équilibrage et tous les impacts que cela entraîneraient. Nous avons  
17 examiné certaines alternatives mais nous jugeons prématuré de les présenter.

18 Relativement au service de transport, la possibilité d'avoir de la capacité non utilisée est  
19 présente. Nous croyons que ces clients seront assez stables s'il n'y a pas de production  
20 modulable d'électricité. Or malgré cette stabilité, les arrêts de production prévus et imprévus  
21 pourraient générer des coûts reliés aux excédents de transport. La structure tarifaire du  
22 service de transport est développée en fonction d'une tarification au volume retiré et de la  
23 considération d'une obligation minimale annuelle. De par la diversité de la clientèle,  
24 l'obligation minimale de transport a été fixée à 78% du volume projeté pour les clients au  
25 service de distribution D<sub>4</sub>. Or la venue de clients à très grande consommation amènera un  
26 changement important de la composition de la clientèle et pourrait nous amener à revoir le  
27 niveau d'obligation minimale annuelle de transport établi, du moins pour ces grands clients.

#### 28 4.2. Problématiques liées à la gestion quotidienne des approvisionnements

29 Les impacts sur la gestion quotidienne des approvisionnements peuvent être d'ordre  
30 opérationnel et financier.

1     Impact opérationnel

2     En assumant que le client producteur de génération électrique est assez stable, les  
3     problématiques se situeront principalement lorsqu'il y aura des arrêts opérationnels prévus  
4     ou non. Peu importe la combinaison de services choisie par le client, l'impact opérationnel  
5     sur le réseau de distribution demeure le même et découle principalement de la différence  
6     entre la consommation et la livraison réelle de gaz naturel.

7     Dans les situations de déficience de livraison (consommation > livraison), il résultera un  
8     manque de gaz pour desservir l'ensemble de la clientèle. SCGM devra donc utiliser des  
9     outils potentiellement plus dispendieux pour maintenir la pression dans le réseau.

10    Dans les situations d'excédents de livraison (consommation < livraison), il résultera un  
11    surplus de gaz livré en franchise. SCGM devra donc trouver une façon de détourner ce gaz  
12    ailleurs.

13    Dans ces situations de déséquilibre, excédent ou déficience, la possibilité que SCGM se  
14    fasse facturer des coûts additionnels par TCPL relativement à l'écart entre les livraisons et  
15    les nominations (LBA) est amplifiée.

16    Impact financier

17    L'impact financier réfère aux coûts non récurrents qui sont encourus au moment de  
18    déséquilibre volumétrique, ces coûts ne pouvant être prévus dans le processus budgétaire.  
19    La possibilité de récupérer les différents coûts additionnels occasionnés par les excédents  
20    ou déficience de livraison sera fonction de la combinaison de services choisie.

21    Lorsque le client fournit le service de fourniture de gaz naturel, des modalités sont déjà  
22    prévues au texte des tarifs pour récupérer les coûts encourus pour gérer les situations de  
23    déséquilibre volumétrique quotidien (livraison réelle différente du volume journalier  
24    contractuel convenu - VJC) et de déséquilibre volumétrique de la période contractuelle  
25    (somme des consommations différente de la somme des volumes journaliers contractuels).

26    Nous devons revoir ces modalités afin de s'assurer que cette récupération des coûts, par  
27    les clients les occasionnant, est possible dans toutes les situations.

28    D'un autre côté, si le client décide d'utiliser l'ensemble des services du distributeur, aucune  
29    modalité n'est prévue pour la récupération de coûts spécifiques auprès du client les ayant  
30    générés. C'est le rôle du distributeur d'assurer la livraison du gaz naturel requis pour  
31    desservir l'ensemble de ces clients. Nos contrats d'approvisionnement seront ajustés pour  
32    inclure la demande de ce client à celle de l'ensemble de la clientèle. Ce client, comme tout  
33    client industriel qui utilise le service de fourniture du distributeur, serait géré avec des  
34    prévisions de vente et un suivi périodique via l'utilisation de nomination fictive reflétant dans  
35    la mesure du possible les besoins du client. Tout écart entre la prévision de consommation  
36    et la consommation réelle du client pourrait avoir des répercussions au niveau des prix des  
37    services.

1 En conclusion, nous croyons important de revoir les structures tarifaires d'équilibrage et de  
2 transport et de s'assurer que les modalités de gestion sont adéquates pour desservir les clients  
3 producteurs de génération électrique au gaz naturel tout en maintenant l'équité pour l'ensemble  
4 de la clientèle. Au cours des prochaines causes tarifaires, nous développerons davantage ces  
5 aspects et proposerons, le cas échéant, des modifications au texte des tarifs.

## 6 **5. FACTEUR DE PRESSION D'ÉLÉVATION**

7 Afin de se conformer aux Règlements sur l'inspection de l'électricité et du gaz nous  
8 appliquerons à compter de la date d'implantation de la nouvelle facture, prévue pour octobre  
9 2003, un facteur de pression d'élévation sur les lectures volumétriques des clients « basse  
10 pression ».

11 Qu'est-ce qu'un facteur de pression d'élévation?

12 Considérant que la pression atmosphérique varie suivant l'élévation d'un lieu (l'altitude à  
13 l'emplacement du compteur) et que le gaz naturel occupe un plus grand volume à une moindre  
14 pression atmosphérique (donc moins d'énergie) et, inversement, un volume moindre à une  
15 pression atmosphérique supérieure (donc plus d'énergie), il existe donc une différence dans la  
16 quantité d'énergie livrée selon l'élévation du compteur du client, dans le cas où le compteur  
17 fonctionne à basse pression sans équipement sophistiqué pour la mesure de la pression.

18 Le facteur de pression d'élévation amène un correctif à la lecture de volume de gaz naturel retiré  
19 aux installations.

20 Lors de l'implantation de la nouvelle facture auprès de la clientèle cyclique, une communication  
21 spécifique présentera les principales modifications, incluant l'introduction du facteur de pression  
22 d'élévation aux clients « basse pression ».

23 Aucune modification au texte des tarifs n'est requise.

## 24 **6. RAPPORT SUR LES TRAVAUX VISANT À APPORTER DES AMÉLIORATIONS AU** 25 **TARIF D'ÉQUILIBRAGE**

26 Dans sa décision D-2001-232, la Régie demandait à SCGM de faire un suivi sur les  
27 problématiques reliées au tarif d'équilibrage. Les problématiques soulevées dans le dossier de  
28 la cause tarifaire 2002 (R-3463-2001, section 5) se rapportaient aux éléments suivants :

- 29 • tarif d'équilibrage dans le cas de regroupement de clients;
- 30 • effet de la pointe à zéro aux clients interruptibles :
  - 31 - garantie de service entre volet 1A et 1B
  - 32 - lors de l'exercice de transposition pour tenir compte de la livraison non uniforme,
  - 33 incluant la situation où le client fourni du gaz d'appoint

1 Dans ce dossier, nous avons temporairement mis de côté le problème relié au regroupement de  
2 clients. La proposition était alors d'évaluer le service d'équilibrage de chaque client  
3 individuellement et de le facturer sur une base individuelle. Des règles de répartition du volume  
4 journalier contractuel (VJC) du regroupement ont été définies au texte des tarifs, permettant, de  
5 ce fait, l'évaluation individuelle du service. La solution permanente de ce problème passe par  
6 une modification de la formule d'équilibrage, touchant principalement le calcul de la pointe,  
7 accompagnée de développement informatique au système de facturation afin de produire une  
8 facture regroupée pour l'association. Étant préoccupés par l'importance des changements qui  
9 en résulteraient et la complexité que cela ajouterait au tarif, nous croyons préférable de  
10 maintenir l'approche préconisée depuis le dégroupement des tarifs, soit la facturation  
11 individuelle du service.

12 Au dossier tarifaire 2003 (R-3484-2002), deux corrections avaient été apportées au calcul du  
13 tarif d'équilibrage d'un client interruptible, soit le retrait des consommations de gaz d'appoint de  
14 l'historique utilisé dans le calcul et la considération d'un paramètre P-pointe qui capte l'écart  
15 entre la pointe des consommations transposées et celle des consommations non transposées.  
16 Ces modifications ont permis l'application de la transposition des consommations afin d'intégrer  
17 dans l'évaluation du prix d'équilibrage l'impact des livraisons non uniformes.

18 Dans le présent dossier, nous abordons à la section 3.1 la problématique reliée à la  
19 différenciation du service interruptible entre les clients au volet 1A et 1B. La solution proposée  
20 passe par l'introduction d'une grille de taux de distribution distincte pour chaque volet. Le tarif  
21 d'équilibrage capte les coûts reliés au service fourni alors que la grille distincte au service de  
22 distribution cible la garantie de service supérieure offerte aux clients du volet 1B versus celle  
23 offerte aux clients du volet 1A, garantie offerte via le nombre maximum de jours d'interruptions  
24 applicable à chaque volet.

25 En conclusion, les éléments en suspens sous la décision D-2001-232 quant aux améliorations  
26 au tarif d'équilibrage ont été considérés lors des dernières causes tarifaires. Le point relatif au  
27 regroupement de clients, qui peut être jugé comme toujours en suspens, devra être considéré  
28 lors de réflexions futures sur le tarif d'équilibrage, dans le but de trouver une approche qui  
29 permettra l'émission d'une seule facture pour le regroupement de clients et ce, pour les services  
30 de fourniture de gaz naturel, gaz de compression et équilibrage.

## 31 7. RENCONTRES SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE

32 Pour faire suite à une demande d'un intervenant représentant les consommateurs résidentiels,  
33 accueillie favorablement par la Régie dans sa décision D-2003-92, SCGM propose la mise sur  
34 pied d'un groupe de travail qui se penchera plus spécifiquement sur l'étude des conditions de  
35 services de l'entreprise. Outre un nécessaire échange sur les préoccupations et réalités de  
36 chacune des parties, l'objectif poursuivi sera d'actualiser, dans la mesure du possible, certaines  
37 pratiques commerciales du distributeur dans le cadre des compétences reconnues de la Régie.

38 Parmi les principales pratiques commerciales sur lesquelles porteraient les échanges du groupe,  
39 on note la politique de dépôt, les modalités d'ententes de paiement, le traitement des plaintes et  
40 la politique d'interruption de service dans les cas des ménages à faibles revenus. La définition

1 des droits et obligations du distributeur et des clients sous la forme d'un contrat de service de  
2 même que la consolidation de l'ensemble des pratiques de SCGM dans un document seront  
3 aussi à l'ordre du jour.

4 Les frais de participation des intervenants intéressés seraient remboursés par SCGM selon les  
5 barèmes usuels approuvés par la Régie. Les rencontres seraient précédées d'un ordre du jour  
6 et suivies d'un compte rendu. Si elle le souhaite, la Régie pourrait déléguer un représentant à  
7 ces rencontres. Les résultats des travaux faits lors de ces rencontres seraient ensuite :

- 8 • soit intégrés aux pratiques commerciales de SCGM ;
- 9 • soit intégrés aux propositions de SCGM dans un dossier tarifaire subséquent.

10 Les rencontres de travail seraient planifiées en fonction de la disponibilité des intéressés mais il  
11 est vraisemblable qu'elles débutent à l'hiver 2004. Un rapport de suivi sera soumis pour  
12 information à la Régie à la fin des travaux.

## 13 **8. TEXTE DES TARIFS**

14 Le texte des tarifs, déposé sous la pièce SCGM-13, document 1, est modifié pour inclure les  
15 propositions précédemment faites, les modifications que nous proposons pour clarifier certaines  
16 clauses et pour réécrire certains textes afin d'en faciliter la compréhension ou de refléter les  
17 modifications résultant du changement de système de facturation. Nous avons également  
18 corrigé certaines coquilles dans le texte mais nous ne les énumérons pas ici. Toutes les  
19 modifications ont été soulignées ou rayées selon le cas, en plus d'une indication de modification  
20 à la marge.

21 La présente section a pour but de souligner les modifications au texte des tarifs et d'expliquer  
22 les modifications non couvertes dans les sections précédentes. Les propositions sont  
23 présentées par service.

### 24 **8.1. Inclusion des modifications proposées**

25 Nous avons intégré au texte des tarifs les modifications relatives à la mise en place d'un  
26 nouveau service favorisant l'offre de fourniture à prix fixe par les fournisseurs, telles que  
27 décrites à la pièce SCGM-11, document 5.

28 Les modifications aux structures tarifaires  $D_1$  et  $D_M$  relativement aux frais fixes  
29 (anciennement obligation minimale quotidienne), à la fusion des paliers de 0 à 30 m<sup>3</sup>/jour et  
30 à la nouvelle présentation de la grille, telles que présentées à la section 2.1, ont été incluses.

31 La modification proposée au « Service de distribution  $D_5$  : Interruptible » (section 3), relative  
32 à l'introduction d'un tarif distinct pour les clients interruptibles au volet 1A et au volet 1B, a  
33 également été intégrée.

1 **8.2. Options disponibles aux clients – Fourniture combinée des services du client et**  
2 **des services du distributeur**

3 Le texte des tarifs permet actuellement une combinaison de service pour un client en service  
4 de « gaz d'appoint pour éviter une interruption », le client ayant la possibilité de fournir son  
5 propre service de transport pour cette portion appoint de sa consommation. Nous proposons  
6 d'étendre cette combinaison, toujours pour le service de « gaz d'appoint pour éviter une  
7 interruption », au service de fourniture du gaz naturel et gaz de compression.

8 Cette modification est proposée afin de ne pas léser un client qui utilise le service de  
9 fourniture du gaz naturel et de gaz de compression du distributeur lors de journées  
10 d'interruption. Ces clients doivent, conformément au texte des tarifs, être desservis par le  
11 distributeur pour ces services. Or, le texte prévoit également que les livraisons en service de  
12 gaz d'appoint ne peuvent avoir lieu que s'il est rentable et opérationnellement possible pour  
13 le distributeur de les fournir ou de les accepter, article 3.5 du « service de fourniture –  
14 service de gaz d'appoint ». Dans une situation où il devient non rentable de desservir ce  
15 client dû à l'impact éventuel sur le prix de fourniture de gaz naturel du distributeur, le client  
16 n'a pas d'autre possibilité et peut faire face à une situation critique qui peut même l'amener à  
17 retirer du gaz naturel en retrait interdit. Cette dernière éventualité n'est pas l'idéal, ni pour le  
18 client, ni pour l'ensemble de la clientèle.

19 L'élargissement de la combinaison de services aura pour effet de permettre à ce client de  
20 fournir son propre gaz naturel et gaz de compression lors d'une journée d'interruption, sans  
21 occasionner d'impact financier sur l'ensemble de la clientèle.

22 La dernière phrase de l'article 2 de la section 1 « Options disponibles aux clients » est donc  
23 modifiée comme suit :

24  
25 **« 2 FOURNITURE COMBINÉE DES SERVICES DU CLIENT ET DES SERVICES**  
26 **DU DISTRIBUTEUR**

27 (...)

28 *De plus, le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » pourra*  
29 *utiliser son ses propres services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression*  
30 *et de transport pour cette portion appoint de sa consommation. »*

31 **8.3. Fourniture – service du distributeur**

32 L'article 3.2 « Préavis de sortie » est modifié afin de permettre aux clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>  
33 de se retirer du service de fourniture du gaz naturel du distributeur en cours de contrat, en  
34 autant qu'ils aient utilisé le service du distributeur pour une période minimale de 12 mois. La  
35 clause actuelle limite le retrait du service seulement à la date d'échéance du contrat. Or  
36 dans la majorité des situations les contrats ont des durées de près de 60 mois. Nous  
37 jugeons le délai de préavis rattaché à l'échéance de contrat inapproprié et proposons donc  
38 de le modifier. L'article est modifié de la façon suivante :

1           **« 3.2 Préavis de sortie**

2  
3           ~~Pour les clients aux tarifs de distribution  $D_4$ ,  $D_3$  et  $D_M$  : Le client qui ne désire plus~~  
4           ~~se prévaloir du service de fourniture de gaz naturel du distributeur pour fournir le~~  
5           ~~service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance~~  
6           ~~ou au moins 6 mois à l'avance pour les clients aux tarifs de distribution  $D_4$  et  $D_5$ , en~~  
7           ~~autant que le client ait utilisé le service du distributeur pour une période minimale de~~  
8           ~~12 mois.~~

9  
10           ~~Pour les clients aux tarifs de distribution  $D_4$  et  $D_5$  : le client qui ne désire plus se~~  
11           ~~prévaloir du service de fourniture de gaz naturel du distributeur pour fournir le~~  
12           ~~service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 6 mois avant la date~~  
13           ~~d'échéance de son contrat. À défaut d'un tel préavis l'engagement du client à utiliser~~  
14           ~~le service de fourniture de gaz naturel du distributeur est renouvelé pour une période~~  
15           ~~additionnelle de 12 mois.~~

16  
17           ~~En deçà du préavis demandé, le client ne pourrait se retirer du service de fourniture~~  
18           ~~de gaz naturel du distributeur que s'il était possible pour le distributeur de~~  
19           ~~l'accepter. »~~

20           **8.4. Fourniture – service du client**

21           L'article 3.3.4 « *Facturation des déséquilibres volumétriques en cas de regroupement de*

22           *clients* » est modifié afin de refléter le calcul de répartition du déséquilibre entre les clients

23           lorsque les volumes journaliers contractuels (VJC) sont établis par le distributeur. L'article

24           devient donc :

25  
26           **« 3.3.4 Facturation des déséquilibres volumétriques en cas de regroupement**

27           **de clients**

28  
29           ~~Le déséquilibre volumétrique quotidien ou de la période contractuelle de l'ensemble~~  
30           ~~des clients d'un regroupement, le cas échéant, est réparti entre chacun des clients~~  
31           ~~regroupés au prorata de leur déséquilibre volumétrique individuel si les VJCs~~  
32           ~~individuels ont été fournis par le regroupement ou, à défaut, au prorata de leur~~  
33           ~~volume respectif retiré au cours de la période contractuelle. ~~et~~ Le déséquilibre~~  
34           ~~volumétrique est ensuite facturé individuellement aux clients selon les dispositions~~  
35           ~~des articles 3.3.1 et 3.3.2 ci-dessus. »~~

36           **8.5. Transport – service fourni par le client**

37           Relativement à la cession de transport, nous avons spécifié à l'article 3.1.1 « *Durée du*

38           *contrat de transport cédé* » le type de contrat cédé, soit un contrat de transport de « *service*

39           *garanti* » détenu auprès de TransCanada Pipelines Limited.

1 **8.6. Service de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>**

2 Dans la cause tarifaire 2003, pièce SCGM-13, document 1, section 4, nous avons annoncé  
3 notre intention de modifier la mécanique de calcul du prix unitaire moyen des services de  
4 distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, soit le taux unitaire au volume retiré, l'écrêtement des pointes et les  
5 retraits interdits.

6 Cette modification a été mise en place lors de l'implantation du nouveau système de  
7 facturation industrielle. Elle n'entraîne aucune modification au montant total facturé, seul le  
8 mode de présentation des calculs est modifié. Nous désirons maintenant adapter le texte  
9 des tarifs pour refléter adéquatement la méthode de calcul.

10 Tout comme au tarif de distribution D<sub>1</sub>, nous proposons également de décrire l'application de  
11 l'obligation minimale quotidienne d'une façon légèrement différente afin d'éviter la perception  
12 que la totalité du volume souscrit est appliqué au taux unitaire du palier correspondant.

13 Les articles 2.1 à 2.4 de la section « Services de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> : débit stable » sont  
14 modifiés comme suit :

15  
16 **« 2.1 Obligation minimale quotidienne**

17  
18 *Pour chaque m<sup>3</sup> de volume souscrit compris entre les bornes aux paliers ci-dessous,*  
19 *les taux unitaires sont les suivants : et sont multipliés par le nombre de jours de la*  
20 *période de facturation :*

volume souscrit m <sup>3</sup> /jour	taux ¢/m <sup>3</sup> /jour
sur les 333 premiers	8,419
sur les 667 suivants	5,583
sur les 2 000 suivants	4,242
sur les 7 000 suivants	3,096
sur les 20 000 suivants	2,175
sur les 70 000 suivants	1,625
sur les 200 000 suivants	0,986
sur les 700 000 suivants	0,534
sur les m <sup>3</sup> excédant 1 000 000	0,265

22  
23 Le résultat du calcul est multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

Borne inférieure m <sup>3</sup> /jour	borne supérieure m <sup>3</sup> /jour	taux ¢/m <sup>3</sup> /jour
0	333	8,400
333	1 000	5,419
1 000	3 000	4,334
3 000	10 000	2,940

10 000	30 000	2,177
30 000	100 000	1,486
100 000	300 000	0,960
300 000	1 000 000	0,547
1 000 000	et plus	0,244

## 2.2 Taux unitaire au volume retiré

~~Pour les retraits de 0% à 100% du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne, et pour les retraits quotidiens de 0% à 100% du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :~~

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, le taux unitaire est de 0,811 ¢/m<sup>3</sup>.

## 2.4 Écrêtement des pointes

Pour les retraits de excédant 100% à 115% du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne, et pour les retraits quotidiens de excédant 100% à 115% du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

le taux unitaire est ~~celui au volume retiré augmenté~~ de 3,5 fois le taux unitaire moyen quotidien de l'obligation minimale du 1<sup>er</sup> novembre au 30 avril ou de 1,75 fois du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre.

## 2.5 Retraits interdits excédant l'écrêtement des pointes

~~Tout~~ Pour les retraits au-delà de 115% du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne, et ~~tout~~ pour les retraits quotidiens au-delà de 115% du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

le ~~taux unitaire est celui de l'écrêtement des pointes plus, effectué~~ du 1<sup>er</sup> novembre au 30 avril, est assujéti à une pénalité égale à 7 fois le taux unitaire moyen quotidien de l'obligation minimale. »

## 8.7. Service de distribution D<sub>5</sub>

- Nous désirons modifier l'article 1 du « Service de distribution D<sub>5</sub> : Interruptible » afin de spécifier que ce tarif est offert au client qui utilise le service de transport du distributeur seulement.

Le tarif interruptible reconnaît que les clients interruptibles ont accès à la capacité excédentaire de transport du réseau de gaz naturel en période hors pointe. Or, les clients qui utiliseront le biogaz produit par des sites d'enfouissement traités en réseaux distincts et fermés ne sont pas en position d'utiliser cette capacité excédentaire de transport, il n'est pas logique de permettre l'accessibilité au tarif interruptible pour ces clients.

1 Le paragraphe suivant est donc intégré à l'article 1 « *Applicabilité* »

2  
3 « 1 *Applicabilité*

4 (...)

5 Pour être admissible à ce service, le client doit utiliser le service de transport du

6 distributeur.

7 (...)

- 8 • Tout comme aux tarifs de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, nous proposons également de décrire  
9 l'application de la grille tarifaire d'une façon légèrement différente afin d'éviter la  
10 perception que la totalité du volume retiré est facturé au taux unitaire du palier  
11 correspondant. L'article 2.1 de la section « *Service de distribution D<sub>5</sub> : Interruptible* » est  
12 scindé en deux parties. La partie relative au nombre maximum de jours d'interruption est  
13 déplacée à l'article 4.2 « *Interruptions* » alors que la partie décrivant la grille tarifaire est  
14 modifiée en faisant référence au nombre de m<sup>3</sup> facturé à chaque taux unitaire, le cas  
15 échéant, en plus de distinguer la grille applicable sous les volets 1A et 1B.
- 16 • Nous proposons de modifier l'article 2.6 « *Retraits interdits lors d'interruption* » pour  
17 préciser deux aspects soit, le détail des coûts additionnels occasionnés par le retrait  
18 interdit et l'application de la pénalité sous un contrat de gaz d'appoint.

19 1. *Détail des coûts additionnels occasionnés par le retrait interdit*

20 Nous désirons remplacer la notion de coûts additionnels par une clause qui stipule  
21 spécifiquement qu'un client en retrait interdit se verra facturer le service de fourniture  
22 au prix du marché, selon un indice précis. Il est à noter que lors de l'évaluation des  
23 déséquilibres volumétriques prévue à l'article 3.3 du service de fourniture – service  
24 fourni par le client, il sera tenu compte que le gaz naturel retiré en retrait interdit aura  
25 déjà été facturé.

26 De plus, suite à des discussions avec le groupe de travail, nous proposons également  
27 de modifier la pénalité et de la baisser à 50 ¢/m<sup>3</sup>. À noter que la pénalité pour retraits  
28 interdits excédant le volume quotidien maximal, article 2.5, est également révisée à  
29 50 ¢/m<sup>3</sup>.

30 2. *Application de la pénalité sous un contrat de gaz d'appoint*

31 Ce point vise la correction d'une lacune existant au niveau de l'application de la  
32 pénalité lorsque le client a un contrat de « gaz d'appoint pour éviter une interruption »  
33 (GA-Int) ou « gaz d'appoint concurrence ».

34 Le client qui signe un contrat GA-Int est, à la base, un client interrompu qui nous avise  
35 qu'il livrera une quantité de gaz (VJC) en franchise. Dans ce processus, SCGM ne  
36 donne aucune autorisation, elle est seulement avisée du fait et devrait donc être  
37 gardée indemne face à cet apport de gaz.

38 Le texte des tarifs mentionne que dans une telle situation :

1 Article 3.1 du « Service de gaz d'appoint » sous Fourniture :

2 « (...)

3 Le client en service de « gaz d'appoint pour éviter un interruption » doit s'engager  
4 à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un volume  
5 (VJC) égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la  
6 journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le volume journalier  
7 contractuel (VJC) du client sera égal à sa consommation de la journée prévue  
8 d'interruption. (...) »

9 De plus, à l'article 2.6 « Retraits interdits lors d'interruption » du « Service de  
10 distribution D<sub>5</sub> : Interruptible », on précise les modalités dans les cas de retraits  
11 interdits :

12  
13 « (...) Toutefois, les volumes quotidiens retirés en vertu de contrats de « gaz  
14 d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à  
15 concurrence de 102% du volume journalier contractuel prévu au contrat de gaz  
16 d'appoint, ne sont pas assujettis à la pénalité. (...) » - (notre souligné)

17 Le but de la pénalité est donc d'avoir un « désincitatif » à consommer un volume  
18 différent de celui que le client est autorisé à consommer en période d'interruption, et  
19 donc, pour un contrat en GA-Int, un « désincitatif » à consommer un volume différent  
20 de sa livraison.

21 Le client qui fait défaut de livrer son GA-Int mais consomme ce qu'il avait prévu livrer à  
22 son contrat (=VJC), se retrouve dans la même situation qu'un client interrompu qui  
23 consomme, i.e. que nous n'avons pas de gaz additionnel pour lui. Or, tel que stipulé au  
24 texte des tarifs, l'article de retraits interdits pour GA-Int s'applique sur la consommation  
25 excédant la livraison prévue au contrat de service (extrait souligné); ce client ne se voit  
26 donc pas facturer la pénalité de 52 ¢/m<sup>3</sup>, contrairement au client interrompu qui  
27 consomme.

28 Pour tenir compte des éléments mentionnés ci-dessus, nous proposons de modifier  
29 l'article 2.6 de la façon suivante :

30  
31 **« 2.6 Retraits interdits lors d'interruption**

32  
33 Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est  
34 assujetti à une pénalité de 5250 ¢/m<sup>3</sup> plus tous les coûts additionnels occasionnés  
35 par le retrait interdit. Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera  
36 cette pénalité sur les volumes excédant le volume souscrit plus le pourcentage  
37 d'écêtement des pointes convenu et plus 2% du volume souscrit.

38  
39 De plus, le service de fourniture du gaz naturel est facturé sur tout retrait effectué  
40 malgré la réception d'un avis d'interruption au prix du marché établi selon le prix du  
41 gaz naturel transigé à Iroquois à partir de l'indice « daily price survey » publié par  
42 Platts dans le Gas Daily sous la rubrique « Canadian gas, Iroquois receipts,  
43 Midpoint, Flow date(s) ».

1  
2 ~~Toutefois, les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de~~  
3 ~~« gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence »,~~  
4 ~~jusqu'à concurrence de 102% du volume journalier contractuel prévu au contrat de~~  
5 ~~la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption, ne sont~~  
6 ~~pas assujettis à la pénalité de 50 ¢/m<sup>3</sup>. Les modalités relatives au service de~~  
7 ~~fourniture sont établies en fonction de l'article 3.3.1 « Déséquilibres volumétriques~~  
8 ~~quotidiens » de la section Fourniture - Service fourni par le client.~~

9  
10 ~~Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité sur les~~  
11 ~~volumes excédant le volume souscrit plus le pourcentage d'écrêtement des~~  
12 ~~pointes convenu et plus 2% du volume souscrit.»~~

- 13 • L'article 2.8 est modifié afin de clarifier le point qu'un client qui utilise le service de « gaz  
14 d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence » ne peut se  
15 prévaloir du service de dépannage. De plus, suite à des discussions avec le groupe de  
16 travail, le prime de dépannage est modifié à 25 ¢/m<sup>3</sup>.

17 La clause devient donc :

18  
19 **« 2.8 Prime de dépannage**

20  
21 ~~Tout retrait de gaz naturel effectué par un client après qu'il ait reçu un avis~~  
22 ~~d'interruption et que le distributeur lui ait préalablement permis de continuer ses~~  
23 ~~retraits est assujetti à une prime de dépannage de 2625 ¢/m<sup>3</sup>. Les volumes~~  
24 ~~quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de gaz d'appoint ne sont pas~~  
25 ~~assujettis à cette prime de dépannage.~~

26  
27 Les clients en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz  
28 d'appoint concurrence » ne peuvent se prévaloir du service de dépannage.

29 **8.8. Dispositions générales**

- 30 • Nous proposons une révision des frais pour chèque retourné. Actuellement, nous  
31 facturons des frais de 10\$ pour chaque chèque non honoré par l'institution financière. Ce  
32 montant a été établi en 1990 et faisait suite à une analyse des frais réels ainsi que des  
33 frais facturés par les institutions financières ou autres services publics.

34 Vous trouverez à la pièce SCGM-11, document 4, page 1, une analyse comparative des  
35 coûts d'opérations rattachés au traitement des chèques retournés entre les années de  
36 référence 1990 et 2002. En 1990 le coût moyen par chèque était de 11,81\$ alors que  
37 pour l'année 2002, ce coût moyen s'élève à 17,34\$.

38 À la page 2 de cette même pièce nous présentons un résumé des frais chargés par  
39 différentes institutions financières ainsi que certains distributeurs d'énergie. On remarque  
40 que les frais varient entre 10\$ et 35\$ avec une moyenne à 20,72\$ pour l'année de  
41 référence 2002.

1 Nous proposons de fixer les frais pour chèque retourné à 15\$ reflétant  
2 approximativement les coûts moyens de traitement de ces chèques.

3 L'article 7.6 « *Frais pour chèque retourné* » du texte des tarifs est modifié en  
4 conséquence.

- 5 • L'article 7.9 « *Mode de paiements égaux* » est modifié afin de permettre à tous les clients  
6 du tarif général  $D_1$  de bénéficier de cette modalité. Ainsi la référence aux clients utilisant  
7 le gaz naturel pour fins de chauffage de l'espace est retirée.
- 8 • L'article 8 « *Force majeure* » est adapté afin de considérer le remplacement du terme  
9 « obligation minimale quotidienne » par le terme « frais de base » aux tarifs  $D_1$  et  $D_M$ .

### 10 **8.9. Dispositions transitoires**

11 Cette section est adaptée pour refléter les nouvelles périodes. Nous avons également  
12 précisé à quel montant de distribution s'appliquait le rabais transitoire pour éviter toute  
13 ambiguïté. De plus l'article 7 « *Contrats au service de distribution  $D_5$*  » est abrogé car cette  
14 disposition était effective jusqu'au 30 septembre 2003.

## 15 **CONCLUSION**

16 En conformité avec la demande de la Régie dans sa décision D-2002-196, nous avons procédé  
17 à une réflexion sur les points de croisement entre les tarifs ainsi que sur les niveaux des  
18 pourcentages de réduction. À la section 1.1, nous avons déterminé des points de croisement  
19 théoriques mais que nous ne pouvons cibler suite aux observations contraires de l'étude  
20 d'allocation du coût de service et du fait que nous ne voulons pas amener une migration de la  
21 clientèle des services continus au service interruptible. Nous tenterons, au cours des prochaines  
22 causes tarifaires, de modifier progressivement les points de croisement actuellement observés  
23 dans les grilles tarifaires afin de les niveler entre les paliers de consommation, c'est-à-dire les  
24 CU pour  $D_M$  vs  $D_3/D_4$  ou les poids relatifs pour  $D_3/D_4$  vs  $D_5$ . Relativement aux pourcentages de  
25 réduction, nous avons établi certaines orientations à la section 1.2, par exemple les durées de  
26 contrat aux tarifs continus devraient avoir la même valeur maximale, sans toutefois statuer sur  
27 les pourcentages cibles. La situation concurrentielle et le comportement de la clientèle nous  
28 guiderons au cours des prochaines années pour l'établissement des niveaux maximums  
29 adéquats.

30 Nous proposons également certaines modifications aux tarifs  $D_1$  et  $D_M$  afin de poursuivre le  
31 processus déjà entamé dans la cause tarifaire 2003. Nous proposons donc de réduire  
32 légèrement les frais de base (anciennement obligation minimale quotidienne) des clients autres  
33 que résidentiels et institutionnels et de fusionner les 2 premiers paliers pour former un premier  
34 palier de 0 à 30 m<sup>3</sup> par jour. Ces mesures nous permettent de faire un pas de plus vers la  
35 simplification de la grille tarifaire tout en donnant un signal de prix favorisant, dans la mesure du  
36 possible, l'efficacité énergétique.

1 Au tarif D<sub>5</sub> nous proposons d'introduire un tarif de distribution distinct entre les volets 1A et 1B,  
2 quantifiant la garantie de service différente entre les 2 volets, soit le nombre maximal distinct de  
3 jours d'interruption.

4 Nous avons soulevé dans la preuve notre intention de revoir les modalités des différents  
5 services offerts aux très grands clients comme les projets de génération électrique au gaz  
6 naturel. La venue de ces clients modifiant considérablement la gestion des approvisionnements,  
7 nous devons nous assurer que la tarification récupère équitablement les coûts générés. Nous  
8 développerons cet élément au cours des prochaines causes tarifaires.

9 Finalement nous proposons la mise sur pied de deux groupes de travail. Le premier groupe,  
10 formé d'intervenants ayant manifesté leur intérêt, analysera les modalités relatives au service  
11 interruptible et au volet concurrence qui y est rattaché. Le second groupe se penchera plus  
12 spécifiquement sur l'étude des conditions de services de l'entreprise.