

MODIFICATION DES TARIFS D₃ ET D₄
POUR LES ADAPTER AU MARCHÉ DE LA
CLIENTÈLE À TRÈS GRANDE CONSOMMATION

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
INTRODUCTION	3
1. Principes de tarification	3
2. Historique de la cogénération.....	4
3. Modification à la structure tarifaire actuelle.....	4
3.1. Ajout de nouveaux paliers	5
3.2. Révision de la réduction pour durée de contrat.....	7
La situation actuelle.....	8
Concepts théoriques.....	9
Application de ces concepts au marché de SCGM	10
3.3. Impact de l'application des modifications à l'ensemble de la clientèle	12
4. Texte des tarifs	12
CONCLUSION.....	13
ANNEXE 1.....	15

1 **INTRODUCTION**

2 Dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec, la Régie de l'énergie
3 a approuvé le lancement d'un processus d'appel d'offres pour la fourniture d'électricité à
4 compter de 2005. Ce processus devrait amener certains promoteurs à présenter bientôt à
5 Hydro-Québec des offres de fourniture d'électricité produite à partir de gaz naturel, par exemple
6 des usines de cogénération. En parallèle à ce processus, Hydro-Québec a annoncé la
7 construction d'une centrale de génération électrique à Beauharnois (« le Suroît ») d'une
8 puissance de 800MW, et qui serait alimentée en gaz naturel.

9 Ces développements et les besoins de cette clientèle nous ont amenés à examiner nos tarifs
10 pour répondre aux caractéristiques de ce genre de projets.

11 Les sections ci-dessous reprennent les principes nous guidant dans la tarification. Nous
12 aborderons également l'aspect historique du tarif de cogénération qui existait jusqu'au 30
13 septembre 2001, date à laquelle la tarification dégroupée a été implantée et l'ensemble des
14 tarifs spéciaux abolis. Les réflexions et analyses quant à la pertinence ou non d'élaborer un
15 tarif propre au marché de la génération électrique seront couvertes.

16 Finalement, nous présentons l'approche que nous proposons afin de répondre adéquatement
17 aux caractéristiques de cette nouvelle catégorie de clientèle.

18 **1. Principes de tarification**

19 Avant d'aborder spécifiquement l'approche proposée pour tarifier les clients qui répondent aux
20 particularités de la génération électrique et de la cogénération, il est important de rappeler les
21 principes sous-jacents à notre système de tarification.

22 Nous tentons d'abord, autant que faire se peut, de présenter des tarifs qui reflètent la répartition
23 de l'ensemble de nos coûts entre les différentes catégories de clients. Cette répartition des
24 coûts se fait selon des méthodes d'allocation qui ont été approuvées par la Régie de l'énergie.
25 Nous visons donc à ce que l'interfinancement entre les différentes catégories de clients soit
26 réduit au minimum.

27 Puisque nos coûts varient essentiellement en raison des caractéristiques de consommation des
28 clients, telles que le volume (en raison des économies d'échelle) et du moment ou de la stabilité
29 des retraits (il est plus coûteux de desservir un client en période de pointe), nous visons à tenir
30 compte de ces caractéristiques dans nos tarifs. Les clients qui ont des caractéristiques de
31 consommation semblables devraient payer un tarif équivalent. Le principe d'équité est très
32 important dans l'établissement des tarifs. Les tarifs actuels ne font pas de discrimination, par
33 exemple, sur l'identité du client ou sur la base de l'usage dont il fait du gaz naturel.

34 La recherche d'une plus grande stabilité dans les revenus que génère un client à travers les
35 années nous amène également à consentir au client une réduction en fonction de la durée de
36 son engagement contractuel et de son engagement minimal de consommation.

1 Nous devons donc garder en tête ces principes dans nos réflexions sur la tarification appropriée
2 pour répondre aux caractéristiques du marché de la génération électrique et de la cogénération.
3 Il faut de plus se rappeler que les tarifs sont aussi un outil destiné à donner des signaux
4 appropriés aux clients.

5 **2. Historique de la cogénération**

6 En 1993, le marché de la cogénération émergeait avec la mise en place potentielle d'une
7 dizaine de projets dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec (APR-91), visant un
8 accroissement des ventes de gaz naturel de 61 BCF. À cette époque, un tarif de
9 développement applicable à la cogénération avait été proposé à la Régie du gaz naturel. Celui-
10 ci avait été intégré au texte des tarifs en vigueur le 1er octobre 1996 et faisait partie des tarifs
11 spéciaux pour le développement. Or, l'ensemble des tarifs spéciaux a été aboli en octobre
12 2001 étant donné leur non-utilisation et parce qu'ils n'étaient plus vraiment pertinents. Par
13 exemple, le tarif cogénération prévoyait une indexation calquée sur celle prévue à APR-91,
14 laquelle n'avait plus de raison d'être.

15 Le tarif cogénération découlait directement du tarif de développement effectif à cette époque
16 avec certaines réductions pour refléter l'engagement contractuel long terme des clients et la
17 prévisibilité du prix de la distribution dans le temps découlant des modalités de l'appel d'offres
18 APR-91. Outre la prévisibilité du prix de distribution qui avait été considérée, le tarif
19 cogénération aurait pu être appliqué de façon générale sans discrimination sur l'usage.

20 Le tarif de développement, quant à lui, correspondait à un tarif 4 sans coût de transport, donc
21 équivalait à une combinaison du tarif de distribution et d'équilibrage, était requis pour répondre
22 à certains clients en développement et était sujet à l'approbation de la Régie. Ce tarif
23 aujourd'hui n'est plus requis puisque nous avons une tarification distincte pour chaque service
24 (tarification dégroupée) et que nous pouvons donc, le cas échéant, exempter un client du tarif
25 de transport, si ce service ne lui est pas rendu.

26 En ce qui concerne la prévisibilité des prix qui s'appliquerait uniquement au tarif de distribution,
27 nous croyons cette application non appropriée dans le contexte où l'appel d'offres d'Hydro-
28 Québec ne prévoit pas l'application uniforme à tous les contrats d'une telle modalité et du fait
29 que la question de l'évolution de nos tarifs est déjà couverte par l'application régulière du
30 mécanisme incitatif actuellement en place. Nous examinerons ci-dessous les modifications qui
31 sont nécessaires pour adapter notre tarification à ce marché.

32 **3. Modification à la structure tarifaire actuelle**

33 Les caractéristiques de consommation anticipées pour les clients qui pourraient faire de la
34 génération électrique ou de la cogénération sont les suivantes :

- 35 • une consommation relativement stable nécessitant un approvisionnement en gaz naturel
36 sur une base continue;
- 37 • dans certains cas, une consommation très importante (exemple : environ 3 200 000 m³ par
38 jour pour Le Suroît) dépassant largement les derniers paliers prévus à notre tarification
39 actuelle (le dernier palier commence à 300 000 m³ par jour);

- 1 • un engagement contractuel excédant vraisemblablement 5 ans, puisque l'appel d'offres
2 prévoit des durées de 15 à 25 ans.

3 Les tarifs actuels répondent déjà en partie à ces caractéristiques. En effet, le tarif d'équilibrage
4 est déjà conçu de façon à ce que ce type de client paie moins cher en raison de la grande
5 stabilité de ses consommations. Aucune modification n'est donc nécessaire au tarif
6 d'équilibrage.

7 Au niveau de la distribution, le tarif le plus approprié serait le tarif D₄. Les adaptations qui sont
8 proposées prévoient l'ajout de deux paliers ainsi que l'introduction d'une réduction additionnelle
9 pour des durées de contrat entre 5 et 25 ans. Les sections ci-dessous couvrent distinctement
10 ces modifications.

11 3.1. Ajout de nouveaux paliers

12 Nous proposons l'ajout de deux paliers à la grille de calcul de l'obligation minimale annuelle
13 du tarif D₄ de façon à tenir compte de l'importance probable des volumes de génération
14 électrique tout en respectant la structure actuelle du tarif.

15 La structure actuelle des tarifs D₃ et D₄ prévoit déjà des paliers de volume souscrit dont les
16 bornes sont établies de façon exponentielle :

Paliers D ₃ & D ₄	Borne inférieure m ³ /jour	Borne supérieure m ³ /jour
	0	333
3.3	333	1 000
3.4	1 000	3 000
3.5	3 000	10 000
4.6	10 000	30 000
4.7	30 000	100 000
4.8	100 000	300 000
4.9	300 000	et plus

18
19 Puisque certains clients de génération électrique sont susceptibles de consommer plus de
20 3 000 000 m³/jour, l'application de la logique existante du tarif D₄ nous amène à suggérer
21 deux paliers additionnels au 4.9, qui, lui, aurait dorénavant une borne supérieure de
22 1 000 000 m³/jour :

Palier D ₄	Borne inférieure m ³ /jour	Borne supérieure m ³ /jour
4.9	300 000	1 000 000
4.10	1 000 000	3 000 000
4.11	3 000 000	et plus

1 Cette approche permet de conserver une seule grille tarifaire dont les taux unitaires
2 décroissent avec l'augmentation des paliers, ce qui permet d'obtenir un prix unitaire moyen
3 qui décroît, reflétant ainsi l'évolution des coûts qui décroissent aussi avec l'augmentation
4 des volumes.

5 Afin de déterminer les taux unitaires de ces deux nouveaux paliers, nous nous sommes
6 appuyés sur la répartition des coûts de distribution entre les différentes catégories de
7 clients. Nous avons donc simulé une étude d'allocation des coûts de distribution en ajoutant
8 un client au sous-tarif 4.11 à l'étude effectuée pour le budget 1999/2000, tout en appliquant
9 les méthodes d'allocation approuvées par la Régie de l'énergie. L'étude d'allocation du coût
10 de service du budget 1999/2000 avait été présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2001,
11 requête R-3444-2000, documents 8 à 13 de la pièce SCGM-11.

12 Pour ce faire, nous avons donc créé un client type. Ce dernier a été développé à partir des
13 caractéristiques préliminaires de consommation obtenus pour l'usine Le Suroît, soit
14 3 200 000 m³ par jour. Nous avons également utilisé les différents coûts estimés et afférents
15 au projet, toujours sur une base préliminaire. Ainsi la base de tarification a été modifiée
16 pour intégrer les dépenses d'immobilisation, soit 2,5 M\$ qui se répartissent entre conduites
17 principales (1,5 M\$), branchement (0,5 M\$) et compteurs (0,5 M\$). L'ajout de ces
18 investissements entraîne une dépense d'amortissement additionnelle de 75 000 \$ au niveau
19 des dépenses d'exploitation. Ces éléments ont eu une répercussion mineure sur les taxes
20 et impôts de l'ordre de 5 000 \$ qui a également été considérée dans l'analyse. Cette
21 analyse démontre que le coût moyen alloué au sous-tarif 4.11 est de 0,971 ¢/m³.
22 L'annexe 1 de ce document détaille sommairement les résultats de l'étude d'allocation du
23 coût de service de distribution, en distinguant le sous-tarif 4.11 des autres clients.

24 Nous visons donc à ce que la nouvelle structure tarifaire D₄, développée en fonction des
25 taux approuvés à la décision D-2001-232, génère un prix moyen de 0,971 ¢/m³ pour un
26 volume souscrit de 3 200 000 m³/jour. En fonction de la structure actuelle du tarif de
27 distribution D₄, si nous assumons que ce type de client signe un contrat d'une durée de 5
28 ans, nous évaluons que le prix unitaire moyen avant la réduction maximale de 19 % serait
29 de 1,199 ¢/m³, soit $0,971 \div (1-0,19)$. Ce prix est constitué de deux éléments, le taux unitaire
30 au volume retiré et l'obligation minimale quotidienne facturée sur le volume souscrit.

31 Afin de limiter les impacts pour l'ensemble des clients des tarifs D₃ et D₄, nous
32 recommandons de ne pas modifier le taux unitaire au volume retiré. Ainsi, si on réduit du
33 prix unitaire moyen avant réduction (1,199 ¢/m³) le taux unitaire au volume retiré
34 (0,811 ¢/m³), on obtient le taux unitaire moyen d'obligation minimale quotidienne
35 (0,388 ¢/m³) qui découlerait de l'application du volume souscrit dans la structure
36 décroissante.

37 Nous visons donc à établir les taux unitaires des paliers 4.10 et 4.11 de façon à générer,
38 pour un client ayant un volume souscrit de 3 200 000 m³, un taux moyen d'obligation
39 minimale quotidienne de 0,388 ¢/m³, avant réduction; ce taux moyen résulte de la
40 multiplication des m³ de volume souscrit entre les bornes par les taux unitaires
41 correspondants dans la grille tarifaire, divisée par le volume souscrit.

En fonction de la structure actuelle, nous pouvons évaluer le niveau de décroissance de la structure en observant le ratio du taux unitaire d'un palier par rapport au taux unitaire du palier précédent. Nous obtenons donc les données suivantes pour les paliers D₄ :

Palier D ₄	Borne inf. m ³	Borne sup. m ³	Taux unitaire ¢/m ³	Ratio par rapport au palier précédent
4.6	10 000	30 000	2,059	
4.7	30 000	100 000	1,490	70,4 %
4.8	100 000	300 000	0,909	62,7 %
4.9	300 000	et plus	0,528	58,1 %

Afin de maintenir la décroissance actuelle des tarifs, tout en respectant la contrainte de générer un taux moyen d'obligation minimale quotidienne de 0,388 ¢/m³ pour un volume souscrit de 3 200 000 m³, nous proposons un taux unitaire de 0,249 ¢/m³ pour le palier 4.10 et de 0,117 ¢/m³ pour le palier 4.11.

Nous obtenons donc la grille suivante pour le calcul de l'obligation minimale quotidienne avec les ratios suivants entre les paliers :

Palier D ₄	Borne inf. m ³	Borne sup. m ³	Taux unitaire ¢/m ³	Ratio par rapport au palier précédent
4.6	10 000	30 000	2,059	
4.7	30 000	100 000	1,490	70,4 %
4.8	100 000	300 000	0,909	62,7 %
4.9	300 000	1 000 000	0,528	58,1 %
4.10	1 000 000	3 000 000	0,249	47,2 %
4.11	3 000 000	et plus	0,117	47,0 %

3.2. Révision de la réduction pour durée de contrat

Un élément important de la structure tarifaire est le pourcentage de réduction accordé pour la durée de contrat.

Avant d'entamer la réflexion spécifique pour la clientèle à grande consommation, nous devons nous poser deux questions de base. La première question à se poser est : est-ce important pour SCGM et sa clientèle? Nous croyons fermement que oui et ce pour deux raisons :

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

1 En effet, avoir des engagements moyen et long terme avec nos clients nous permet de
2 sécuriser la génération des revenus et de stabiliser les tarifs de l'ensemble des clients pour
3 les années subséquentes. Sans ces engagements, nous ferions face à une plus grande
4 volatilité de la génération des revenus et par le fait même cela affecterait les tarifs
5 applicables à l'ensemble des clients. Ils réduisent donc l'incertitude et permettent de tenir
6 les tarifs plus bas que si on était sur un marché de plus court terme où les volumes vendus
7 fluctuent davantage. Il y a donc un fondement économique aux rabais qui ne sont pas alors
8 une simple pratique commerciale.

9 En ce qui concerne la planification des outils d'approvisionnement, l'avantage
10 d'engagements, principalement à moyen terme, se situe surtout au niveau de nos
11 obligations de transport. Bien entendu cet avantage est présent lorsque le service est fourni
12 par le distributeur. Le tarif de transport ne comporte pas de module de réduction pour durée
13 de contrat, mais avoir une certaine confirmation de la présence des volumes au niveau du
14 service de distribution, peut nous aider à assurer une gestion optimale des
15 approvisionnements.

16 Il y a donc pour nous des avantages à ce que les clients signent des contrats à long terme
17 et il est équitable que ceux qui y consentent se voient accorder un prix moindre.

18 La seconde question à se poser est : est-ce important pour le client? De par le passé, nous
19 avons pu observer que les clients ont profité de la possibilité de réduire leur tarif en échange
20 d'un engagement sur la durée de contrat. Bien que la situation ait été légèrement modifiée
21 suite aux fluctuations des prix de la fourniture des dernières années, nous croyons que,
22 pour une partie de la clientèle, cette modalité contractuelle constitue un attrait réel.

23 Nous avons déjà mentionné que la possibilité d'un contrat à très long terme est l'une des
24 caractéristiques distinguant la clientèle de génération électrique. En plus, le tarif
25 cogénération mis en place au 1er octobre 1996 conférait à ces clients un rabais
26 supplémentaire pour des contrats de longue durée, allant jusqu'à 20 ans. Il y aura donc des
27 attentes des clients qu'il convient également de considérer.

28 Nous maintiendrons donc la réduction pour durée de contrat applicable actuellement. De
29 plus, nous analyserons sous cette section la possibilité d'accorder une réduction pour une
30 durée de contrat supérieure à 5 ans.

31 La situation actuelle

32 Le tarif de distribution applicable à la génération électrique, en service continu, serait le tarif
33 D₄. Ce tarif comporte déjà une réduction pour la durée du contrat. Cette réduction :

- 34 • varie de façon linéaire entre 0 % pour un contrat de 1 an et 19 % pour un contrat de 5
35 ans ou plus;
- 36 • pour son maximum de 19 %, est le résultat de la conversion, lors du dégroupement
37 des tarifs, d'une réduction de 6 % sur le Transport et la Distribution en une réduction
38 de 19 % sur la Distribution uniquement;
- 39 • a fait ses preuves, dans le sens qu'elle a été suffisante pour, dans les faits, inciter les
40 clients à signer des contrats généralement de 5 ans.

1 Concepts théoriques

2 Avant d'envisager une solution pratique, voyons quels principes pourraient être appliqués au
3 calcul d'une réduction pour un contrat de plus de 5 ans.

4 Pour fins d'illustration, nous allons comparer la valeur relative d'un contrat de 5 ans avec
5 celle d'un contrat de 25 ans, durée maximale des contrats selon l'appel d'offres d'Hydro-
6 Québec.

7 Lorsque le client signe un contrat de 25 ans, il nous procure une certaine assurance
8 d'entrées de revenus, du moins pour la portion des obligations minimales prévues au tarif et
9 sous réserve de la solvabilité du client. Toujours pour fins d'illustration, supposons que ces
10 obligations minimales soient de 100 \$ par année, pendant 25 ans. La valeur de telles
11 entrées de fonds étalées dans le temps peut être escomptée au coût du capital moyen
12 prospectif de SCGM, soit 7,59 %. La valeur actuelle nette (VAN) de ces entrées de fonds
13 est de 1 105,95\$.

14 Lorsque le client signe un contrat de 5 ans, l'assurance des entrées de fonds est, sur la
15 période de 25 ans, évidemment moindre puisque le client n'est pas tenu de renouveler son
16 contrat au terme de la période de 5 ans. Les revenus que nous pouvons anticiper sont donc
17 ceux d'un contrat de 25 ans moins la probabilité, à tous les cinq ans, de perdre le client. En
18 supposant, par exemple, un risque de 2,5 % de non-renouvellement à chaque année - nous
19 reviendrons plus loin sur cette hypothèse -, les revenus probables sont de 81 \$
20 (100 \$ x [1-19 %]) durant les cinq premières années, de 71,37 \$ (81 \$ x [1-2,5 %]⁵)durant
21 la période de la sixième année à la dixième, de 62,88 \$ (71,37 \$ x [1-2,5 %]⁵) durant la
22 période de la onzième année à la quinzième, et ainsi de suite. La valeur actualisée des 25
23 années, toujours à 7,59 %, serait alors de 769,12\$. En d'autres mots nous pourrions, en
24 signant des contrats de 5 ans et en supposant une probabilité de pertes de volumes de
25 2,5 % par année, espérer récupérer 769,12\$ sur 25 ans, ce qui est évidemment moindre
26 qu'avec un contrat de 25 ans qui génère 1 105,95\$.

27 Quelle serait donc la réduction que nous devrions être prêts à consentir pour un contrat de
28 25 ans? Il va de soi que cette réduction ne devrait pas être telle que les revenus actualisés
29 du contrat de 25 ans deviendraient moindres que ceux qui résulteraient de contrats de 5
30 ans, incluant la probabilité de pertes. Cette réduction maximale serait de 30,46 %, c'est-à-
31 dire la réduction qui ferait que les valeurs actualisées des deux alternatives seraient
32 identiques, soit 769,12 \$:

33

Année	Revenu de contrats de 5 ans avec réduction de 19 % et perte annuelle de 2,5 %	Revenu d'un contrat de 25 ans avec réduction de 30,46 %
1	81,00 \$	69,54 \$
2	81,00 \$	69,54 \$
3	81,00 \$	69,54 \$
4	81,00 \$	69,54 \$
5	81,00 \$	69,54 \$
6	71,37 \$	69,54 \$
7	71,37 \$	69,54 \$

Année	Revenu de contrats de 5 ans avec réduction de 19 % et perte annuelle de 2,5 %	Revenu d'un contrat de 25 ans avec réduction de 30,46 %
8	71,37 \$	69,54 \$
9	71,37 \$	69,54 \$
10	71,37 \$	69,54 \$
11	62,88 \$	69,54 \$
12	62,88 \$	69,54 \$
13	62,88 \$	69,54 \$
14	62,88 \$	69,54 \$
15	62,88 \$	69,54 \$
16	55,41 \$	69,54 \$
17	55,41 \$	69,54 \$
18	55,41 \$	69,54 \$
19	55,41 \$	69,54 \$
20	55,41 \$	69,54 \$
21	48,82 \$	69,54 \$
22	48,82 \$	69,54 \$
23	48,82 \$	69,54 \$
24	48,82 \$	69,54 \$
25	48,82 \$	69,54 \$
VAN à 7,59 %	769,12 \$	769,12 \$

1

2 Application de ces concepts au marché de SCGM

3 Pour résumer, la formule à appliquer pour identifier la réduction qu'il faudrait donner pour
4 qu'un contrat de 25 ans soit, pour SCGM, équivalent en termes de probabilités de revenus,
5 à cinq contrats de 5 ans, serait la suivante :

6 VAN (revenus après réduction d'un contrat de 25 ans)
7 = VAN (revenus de cinq contrats de 5 ans après probabilité de pertes de volumes)

8 Pour appliquer ces concepts à notre situation, il faut donc d'abord identifier quel serait le
9 taux de perte probable en l'absence de contrats long terme. Il s'agit de se faire une idée sur
10 le risque, chaque année, que nous perdions un client s'il n'avait plus d'engagement
11 contractuel avec nous. Cette évaluation est assez complexe puisque le risque de perdre un
12 client dépend de :

- 13 • la situation concurrentielle;
- 14 • la facilité avec laquelle le client pourrait se convertir à une autre forme d'énergie;
- 15 • le contexte économique et surtout le contexte de l'industrie dans laquelle opère le
16 client; et
- 17 • l'engagement contractuel du client envers SCGM.

1 Il est difficile d'isoler avec certitude l'impact d'un engagement contractuel, et donc de
2 déterminer sa valeur, sur la probabilité de perdre un client. Certains éléments peuvent
3 néanmoins nous aider à nous faire une idée de la probabilité de perdre un client :

- 4 • Au cours de la période du 1er septembre 1996 au 30 septembre 2002, nous estimons
5 avoir perdu environ 18 Bcf de ventes en service continu sur des ventes en service
6 continu de 72,7 Bcf. De cette perte de 18 Bcf, 14 proviennent d'un seul client.
7 Ramenées sur une base annuelle, ces données indiquent un risque de perte variant de
8 0,9 à 4,1 % selon que l'on considère ou non la perte des volumes du client majeur. À
9 noter cependant que ce pourcentage ne reflète pas le fait que certains clients
10 pourraient avoir continué à consommer justement parce qu'ils avaient des
11 engagements contractuels envers SCGM.
- 12 • À l'heure actuelle, nous estimons qu'environ 15 % de nos volumes en service continu
13 pourraient techniquement se convertir à une autre forme d'énergie en supposant que
14 cela soit économiquement faisable (notamment si la situation concurrentielle nous était
15 défavorable). Cela signifie que, sur un certain horizon, nous pourrions perdre ces
16 volumes. Le risque annuel de perte est nécessairement moindre.

17 Compte tenu de ces éléments, il semble raisonnable de considérer un risque de perte
18 annuelle variant entre 1 et 4 % pour la clientèle industrielle en service continu.

19 En appliquant les concepts théoriques expliqués précédemment à ces pourcentages de
20 pertes, les réductions que nous devrions donner pour que des contrats de 5 ans, 15 ans et
21 25 ans soient équivalents en termes de revenus probables seraient les suivants :

	Réduction requise (en supposant une réduction de 19 % pour un contrat de 5 ans)		
	Pertes de 1 %	Pertes de 2,5 %	Pertes de 4 %
Contrat de 5 ans	19,0 %	19,0 %	19,0 %
Contrat de 15 ans	22,0 %	26,1 %	29,8 %
Contrat de 25 ans	24,0 %	30,5 %	35,9 %

23
24 Nous croyons raisonnable d'utiliser un pourcentage de pertes de revenus de 2,5 % étant
25 donné la difficulté d'évaluer précisément la perte réelle de volume.

26 Dans ce contexte, nous proposons de porter la réduction pour durée de contrat de 19 %
27 pour un contrat de 5 ans à 26 % pour un contrat de 15 ans et à 30 % pour un contrat de 25
28 ans.

29 Une fois les réductions maximales établies pour chaque bloc d'années, nous proposons de
30 faire varier la réduction linéairement entre 5 et 15 ans et entre 15 et 25 ans, comme il est fait
31 pour les durées de 12 à 60 mois. Ainsi, la formule de calcul du pourcentage de réduction
32 proposée comporte trois parties :

33
34
$$19\% \times \frac{\text{durée de contrat en mois} - 12}{48} \quad \text{subject à un maximum de } 19\%.$$

35

1
2 **plus**, pour des contrats de plus de 60 mois,

3
4 $7 \% \times \frac{\text{durée de contrat en mois} - 60}{120}$ sujet à un maximum de 7 %
5

6
7 **plus**, pour des contrats de plus de 180 mois,

8
9 $4 \% \times \frac{\text{durée de contrat en mois} - 180}{120}$ sujet à un maximum 4 %
10

11 Le pourcentage de réduction maximal s'élève à 30 %, somme des trois parties, et est atteint
12 pour des contrats de durée de 25 ans ou plus.

13 **3.3. Impact de l'application des modifications à l'ensemble de la clientèle**

14 Les modifications tarifaires que nous proposons s'appliqueraient à l'ensemble des clients
15 des tarifs de distribution D₃ et D₄. En ce qui concerne l'application des nouveaux paliers
16 4.10 et 4.11, aucun client n'est touché, pour le moment, par cette modification, n'ayant pas
17 de volume souscrit supérieur à 1 000 000 m³. Certains clients ont actuellement des durées
18 de contrat supérieures à 5 ans. Ainsi la modification du calcul du pourcentage de réduction
19 pour durée de contrat affectera ces clients et donc les revenus générés par les clients des
20 tarifs D₃ et D₄ seront inférieurs. Sur la base des tarifs actuellement en vigueur, la baisse
21 des revenus résultant de la modification est estimée à 127 000 \$.

22 Cette évaluation sera reprise dans le cadre de la cause tarifaire 2003 afin de refléter le
23 nouveau budget ainsi que les impacts financiers des modifications sur la clientèle.

24 **4. Texte des tarifs**

25 Les articles 2.1 et 2.5 de la section C) « *Service de distribution D₃ et D₄ : Débit stable* » du texte
26 des tarifs seront modifiés afin de refléter les modifications proposées. Vous trouverez ci-
27 dessous ces articles, selon la grille tarifaire D-2001-232, et donc sujets à modification pour
28 refléter les décisions tarifaires de l'exercice 2003 :

29 30 **« 2.1 Obligation minimale quotidienne**

31
32 *Pour chaque m³ de volume souscrit entre les bornes ci-dessous, les taux unitaires*
33 *sont les suivants et sont multipliés par le nombre de jours de la période de*
34 *facturation :*
35

paliers D ₃ et D ₄	borne inférieure m ³ /jour	borne supérieure m ³ /jour	taux ¢/m ³ /jour
	0	333	8,042
3.3	333	1 000	5,441
3.4	1 000	3 000	3,956
3.5	3 000	10 000	2,969
4.6	10 000	30 000	2,059
4.7	30 000	100 000	1,450
4.8	100 000	300 000	0,909
4.9	300 000	<u>1 000 000</u>	0,528
<u>4.10</u>	<u>1 000 000</u>	<u>3 000 000</u>	<u>0,249</u>
<u>4.11</u>	<u>3 000 000</u>	<u>et plus</u>	<u>0,117</u>

2.5 Réductions selon la durée de contrat

Le prix unitaire moyen calculé selon les articles 2.1 à 2.4 peut être réduit selon le pourcentage calculé comme suit :

$$19\% \times \frac{\text{durée de contrat en mois} - 12}{48} \quad \text{maximum } 19\%$$

plus, pour des contrats de plus de 60 mois,

$$\frac{7\% \times \text{durée de contrat en mois} - 60}{120} \quad \text{maximum } 7\%$$

plus, pour des contrats de plus de 180 mois,

$$\frac{4\% \times \text{durée de contrat en mois} - 180}{120} \quad \text{maximum } 4\%$$

Le pourcentage de réduction maximal est de 30%. »

CONCLUSION

Suite à l'émergence du marché de la génération électrique et de la cogénération, nous ne voyons pas le besoin d'établir un tarif distinct pour cette clientèle puisque, de prime abord, nos tarifs ne font pas de distinction sur l'usage du gaz; seules les caractéristiques de consommation du client entrent en ligne de compte.

Nous proposons par contre de modifier la structure actuelle des tarifs de distribution D₃ et D₄ en prolongeant la grille de calcul de l'obligation minimale quotidienne et en offrant une réduction

1 additionnelle pour des durées de contrat excédant 5 ans, sous réserve d'une durée maximale
2 de 25 ans; cette structure tarifaire modifiée entrant en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2002. À
3 ce moment, il va de soi que les taux appliqués aux différents paliers seront également modifiés
4 en fonction de la décision tarifaire pour l'année 2003.

5 Nous croyons donc que les modifications apportées au tarif de distribution répondent au besoin
6 du marché et nous permettent de respecter les principes d'établissement des tarifs, soit
7 simplicité, équité, relation avec les coûts et stabilité.

8 Comme impact futur, nous anticipons un impact à la baisse au niveau de la tarification de
9 l'ensemble de la clientèle avec la venue des clients issus du marché de la génération électrique
10 et de la cogénération, grand consommateur de gaz naturel. Nous pouvons donc avancer qu'il
11 sera bénéfique pour la clientèle de SCGM de voir arriver cette nouvelle catégorie de clientèle et
12 de modifier nos tarifs de manière à supporter ce marché tout en donnant les signaux de prix
13 appropriés aux clients.

ANNEXE 1

Allocation du coût de service projeté pour intégrer l'impact de l'usine Le Suroit

Budget 1999/2000							
			Allocation				
	Avant l'ajout de Le Suroit	Après l'ajout de Le Suroit	Impact Marginal	Autres tarifs	0411	% de 0411	
Nombre de clients	151 150	151 151	1	151 150	1	0,0%	
Volume annuel Mm ³	5 898 726	7 081 167	1 182 441	5 898 726	1 182 441	16,7%	
DISTRIBUTION							
BASE DE TARIFICATION							
1	COÛTS NON AMORTIS	142 301 000	142 301 000	0	140 716 990	1 584 010	1,1%
2	IMMOBILISATIONS						
3	Réseau de distribution	950 085 000	951 595 000	1 500 000	914 381 901	37 203 199	4,4%
4	Branchements	321 893 000	322 393 000	500 000	321 893 000	500 000	0,2%
5	Compteurs et régulateurs	55 365 000	55 865 000	500 000	55 365 000	500 000	0,9%
6	Autres	(28 042 000)	(28 042 000)	0	(25 736 759)	(2 305 241)	8,2%
7	FONDS DE ROULEMENT	15 241 113	15 239 067	(2 046)	14 976 176	362 892	2,4%
8	ALTO-ASSURANCE	(3 752 000)	(3 752 000)	0	(3 623 970)	(128 030)	3,4%
9							
10	TOTAL	1 353 091 113	1 355 589 067	2 497 954	1 317 872 238	37 716 830	2,8%
11							
12							
13	COÛTS DE DISTRIBUTION						
14	DÉPENSE D'EXPLOITATION	111 406 000	111 406 000	0	108 320 676	3 085 324	2,8%
15	DÉPENSE D'AMORTISSEMENT						
16	Réseau de distribution	26 537 000	26 582 000	45 000	25 420 712	1 161 288	4,4%
17	Branchements	18 014 000	18 029 000	15 000	18 014 000	15 000	0,1%
18	Compteurs et régulateurs	4 461 000	4 476 000	15 000	4 461 001	15 000	0,3%
19	Autres	6 907 000	6 907 000	0	6 602 296	204 696	3,0%
20	DÉPENSE D'AMORT. DE FRAIS REPORTÉS	39 663 000	39 663 000	0	39 024 072	638 928	1,6%
21	TAXES ET REDEVANCE	25 901 412	25 902 382	970	24 436 216	1 466 167	5,7%
22	IMPÔT SUR LE REVENU	37 811 955	37 816 137	4 182	36 366 967	1 449 169	3,8%
23	IMPÔT SUR LES ÉCARTS TEMPORAIRES	8 335 000	8 335 000	0	8 084 345	250 655	3,0%
24	RABAIS À LA CONSOMMATION	11 514 000	11 514 000	0	11 514 000	0	0,0%
25							
26	SOUS-TOTAL	290 450 367	290 530 519	80 152	282 244 284	8 286 227	2,9%
27	RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	114 606 365	114 817 941	211 576	111 623 338	3 194 603	2,8%
28							
29	TOTAL	405 056 732	405 348 460	291 728	393 867 622	11 480 830	2,8%
30							
31	COÛT €/m³	6,867	5,724	0,025	6,677	0,971	