

1

2

3

ANNEXE C

4

5

6

7

8

9

Évaluation des coûts évités du gaz naturel : SCGM

Société en Commandite Gaz Métropolitain

Évaluation des coûts évités du gaz naturel

Présentée à :

M. Jean-François Tremblay

Conseiller en efficacité énergétique, SCGM

Avril 2000

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	II
1. INTRODUCTION	1
2. PORTÉE DE L'ÉTUDE	3
3. LE CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS	5
4. LES PRINCIPALES MÉTHODES DE COÛTS ÉVITÉS ET APPROCHE RETENUE.....	8
5. LES CARACTÉRISTIQUES DE BASE DES LIVRAISONS DE LA SCGM	12
6. LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR LA SCGM	22
7. LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS POUR LA SCGM.....	32
ANNEXE.....	37

SOMMAIRE

- L'évaluation de la rentabilité des programmes d'efficacité énergétique par la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM), nécessite entre autres, le calcul du « coût évité » par la non livraison d'un volume unitaire de gaz naturel.
- Basé sur les données, les outils et les ressources disponibles à la SCGM, nous avons retenu la méthode des « coûts marginaux ciblés » pour l'estimation du « coût évité ». Cette méthode est d'ailleurs utilisée par plusieurs distributeurs gaziers tant au Canada qu'aux États-Unis.
- L'objectif principal recherché par cette étude, est l'évaluation des coûts évités pour différentes catégories types de clients (résidentiel, commercial et industriel) et ce pour les deux principaux usages du gaz (chauffage et base /procédé).
- Parmi les composantes du coût évité par la non livraison d'un volume de gaz naturel chez la clientèle existante, le coût de l'approvisionnement gazier est le plus important. Les dépenses d'exploitation évitées sont presque nulles tandis que les dépenses en infrastructures sont marginales à cause de la capacité excédentaire du réseau de distribution de la SCGM dans son ensemble.
- Des trois composantes de l'approvisionnement gazier notamment le transport, l'entreposage et le service de la pointe, les deux derniers ont été groupés sous l'appellation « équilibrage ». Ceci est conforme avec la planification des approvisionnements de la SCGM et cohérent avec une approche d'évaluation de programmes d'efficacité énergétique et non d'outils de gestion de la pointe.
- Les différentes simulations effectuées au cours de cette étude avec les données disponibles indiquent que le coût évité d'un volume de gaz naturel non livré dépend principalement de son usage, c.a.d. volume de base ou bien volume de chauffage, et non de la catégorie ou type de client. Cette constatation est aussi partagée par d'autres distributeurs gaziers.

- Le coût évité de 1 m³ de gaz naturel non livré par la SCGM au cours de l'année 1999-2000, incluant un prix de marchandise gaz estimé à 11,2 ¢/m³, se situe à 15,07 ¢/m³ de gaz pour la charge de base (livraisons stables durant l'année) et à 17,48 ¢/m³ de gaz pour la charge de chauffage (livraisons sensibles à la température).
- Le recalcul éventuel du coût évité, selon la même méthodologie, est conditionnel à la mise à jour de l'étude d'allocation du coût de service de la SCGM, en particulier en ce qui a trait au transport et à l'équilibrage du gaz et devra aussi tenir compte du degroupement des tarifs.
- L'extrapolation du coût évité pour les années futures dépend des prévisions de l'évolution de chacune de ses composantes et requiert une mise à jour régulière, préférablement à chaque année. A cet effet, tous les intrants ayant servi au calcul du coût évité ainsi qu'à l'extrapolation de ces coûts ont été introduits dans un chiffrier (Excel) pour faciliter cette mise à jour.
- La méthodologie utilisée dans cette étude (coûts marginaux ciblés) pourrait être modifiée ou remplacée par une approche plus fine au cas où la SCGM disposerait éventuellement d'un outil informatisé flexible et rapide pour la planification et l'optimisation des approvisionnements gaziers.

1. INTRODUCTION

L'article 72 de la loi constitutive de la Régie de l'énergie, lequel est entré en vigueur le 1er novembre 1998, stipule qu'Hydro-Québec ou un distributeur de gaz naturel doit soumettre à la Régie pour approbation, un plan de ressources proposant des stratégies pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie qu'il distribue, par des moyens agissant tant sur l'offre que sur la demande.

L'adoption de ce concept de planification intégrée des ressources découle de deux facteurs:

- L'introduction et l'évolution constante de ce processus dans l'industrie électrique depuis plus de 15 ans.
- Les changements profonds de l'industrie du gaz au cours des 10 dernières années particulièrement au niveau de la déréglementation et du vaste choix qu'ont aujourd'hui les distributeurs dans la confection de leur portefeuille gazier (gestion active des sources et moyens d'approvisionnements).

Toutefois, la planification intégrée des ressources telle qu'appliquée dans l'industrie gazière, est nettement différente de celle de l'industrie électrique à cause des spécificités propres à chacune de ces deux industries. Mentionnons, entre autres, pour les distributeurs gaziers, l'absence d'intégration verticale, des horizons plus courts, une concentration dans l'expansion des réseaux de distribution plutôt que dans la production/exploration et des coûts évités d'approvisionnements plus bas. Ces coûts évités plus bas se traduisent par le fait qu'il est, parfois, plus difficile aux programmes de conservation d'énergie initiés par les utilités gazières de réussir le test de rentabilité (*cost-effectiveness*).

D'ailleurs, afin d'aider les distributeurs gaziers à mieux adapter et appliquer la planification intégrée des ressources, l'organisme américain «National Association of Regulatory Utility

Commissioners» (NARUC) a publié en 1993 un rapport intitulé «Primer on gas integrated resource planning», guide qui a inspiré la plupart des démarches américaines et canadiennes dans ce domaine.

À ce chapitre, la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) participe et siège sur plusieurs comités visant à articuler et à baliser la mise en place d'un plan de ressources et plus particulièrement la gestion de la demande en gaz naturel.

Un des volets importants de la gestion de la demande en gaz naturel est l'implantation de programmes d'efficacité énergétique auprès de la clientèle de la SCGM. Toutefois, pour pouvoir évaluer correctement le coût/bénéfice de l'implantation de chacun de ces programmes d'efficacité énergétique, une donnée essentielle à cette évaluation consiste en la détermination des coûts évités par la non-livraison d'un volume de gaz naturel à ses clients suite à la mise en place de ces programmes.

Suite à une offre de services non-sollicitée, la première étude portant sur l'estimation des coûts évités de gaz naturel pour la SCGM, a été mandatée à la firme Michel Kayal et associés.

2. PORTÉE DE L'ÉTUDE

Cette étude vise essentiellement l'évaluation, l'intégration et la synthèse des données propres à l'entreprise et a pu être complétée grâce à l'apport substantiel, la collaboration et la disponibilité des ressources professionnelles de la SCGM.

Toutes les données de base qui ont servi à cette étude et à l'estimation des coûts évités de gaz naturel, proviennent des divers groupes et services de la SCGM et plus particulièrement des services suivants: Tarification, Approvisionnement gaziers, Ventes, Ingénierie, Budgets et Planification stratégique.

Le présent document décrit l'approche générale utilisée pour l'évaluation des coûts évités, examine tous les facteurs propres à la SCGM qui ont été pris en compte dans les évaluations et présente les tableaux montrant le résultat de ces calculs

Bien qu'il soit normal que tout programme d'efficacité énergétique soit offert à tous les clients existants et nouveaux, la présente étude concerne le calcul des coûts évités suite à la diminution de la consommation de gaz naturel chez les clients existants de la SCGM. Des considérations stratégiques, sociales, réglementaires et économiques dictent les décisions liées à la desserte des nouveaux clients sur réseau ou hors-réseau et dépassent le cadre de la présente étude.

Une partie importante des données nécessaires à la réalisation de cette étude, se réfère à l'année financière 1997-1998. Mentionnons en particulier l'étude d'allocation du coût de service, les livraisons moyennes journalières pour l'année, pour la période d'hiver et pour les journées de pointe pour chaque classe tarifaire, ainsi que les livraisons journalières pour chaque jour de l'année en service continu et en service interruptible.

Le choix de l'année témoin 1997-1998 s'est imposé à cause de l'importance de l'étude d'allocation du coût de service dans la méthodologie choisie et du fait que celle de l'année

1997-1998 est, à ce moment-ci, la dernière étude complète et détaillée. Incidemment, l'année 1997-1998 est aussi caractérisée par un profil de degrés jours de chauffage plus proche de la normale par comparaison aux années postérieures.

L'évaluation des coûts évités tant au niveau des données de base de la SCGM (livraisons de gaz, contrats d'approvisionnement, dépenses d'exploitation et d'immobilisations) que dans les méthodologies elles-mêmes (coût de service, modèle d'optimisation des approvisionnements) sont caractérisés par une évolution constante.

Cette étude doit être considérée comme la première d'un exercice récurrent qui devra se faire avec des données mises à jour et, au besoin, des méthodes différentes selon les outils et ressources dont disposera la SCGM.

3. LE CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS

Le concept de «coût évité» sert à la détermination de la réduction des coûts de fourniture de gaz naturel par le distributeur, résultant d'un programme de gestion de la demande ayant pour effet de réduire la consommation de gaz chez ses clients.

Dans l'industrie de la distribution gazière, les évaluations des coûts évités sont généralement développées pour 3 composantes majeures:

1. **Les coûts évités en capacité de fourniture** - représentés généralement par des coûts ou charges fixes nécessaires pour assurer un niveau maximal de capacité à fournir le gaz naturel requis par la clientèle. Ces coûts peuvent être, par exemple, associés à la construction d'ouvrages (gazoduc, doublement de lignes, compresseurs) ou aux coûts fixes annuels tels que l'achat de capacité auprès du transporteur ou la location d'espace d'entreposage souterrain.
2. **Les coûts évités en énergie (variables)** – coûts qui varient directement avec le volume de gaz consommé, comme par exemple le coût de la marchandise gaz ou bien la portion variable dans les taux du transporteur (tarif de transport).
3. **Les coûts évités relatifs à la gestion et au service aux clients** – coûts de distribution qui, généralement, varient directement avec la quantité de gaz naturel consommée par le client.

Principaux enjeux dans l'évaluation des coûts évités du gaz naturel

Composante	Enjeux
<ul style="list-style-type: none"> ▪ La marchandise gaz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incertitude quant aux prix futurs du gaz naturel
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacité (demande) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Impact des réductions de nomination pour des contrats d'approvisionnements fermes ▪ Besoin court terme vs long terme ▪ Durée des contrats fermes existants (transport et entreposage) ▪ Incertitude quant à la demande et au prix de la capacité libérée ▪ Réallocation des coûts fixes de transport ▪ Méthode d'allocation de coûts pour les investissements dans des ouvrages de long terme
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coûts de transport et distribution intrafranchise 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Souvent inévitables dans la plupart des programmes de gestion de la demande
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coûts d'exploitation reliés aux clients 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Souvent inévitables

Source : *Primer on gas integrated resource planning. NARUC, 1993*

A priori, il faudrait s'attendre à ce que les coûts évités soient différents selon le type de programme de réduction de consommation et selon la catégorie de clients. Par exemple, les programmes qui visent une baisse de consommation des besoins en chauffage de l'eau sanitaire auraient, fort probablement, un coût évité de gaz moins élevé que ceux qui visent une réduction de la pointe hivernale de chauffage.

Malgré l'utilisation de plus en plus fréquente des coûts évités et la logique généralement bien acceptée du concept lui-même, aucune méthode spécifique n'est universellement utilisée par les distributeurs gaziers. Chaque utilité publique choisit la méthode la plus appropriée à son

contexte et selon les données qu'elle possède et les outils dont elle dispose. Toutefois, toutes les méthodes ont en commun l'importance primordiale donnée au coût des approvisionnements gaziers.

Idéalement, c'est le plan des approvisionnements gaziers qui devrait servir à calculer les coûts évités des approvisionnements car dans un contexte de planification à long terme (par opposition aux coûts marginaux de court terme), il importe peu si le coût du gaz est évité en été ou en hiver. Le coût du gaz évité se réfère toujours au changement dans la charge annuelle totale du distributeur.

Présentement, les outils et ressources dont dispose la SCGM ne nous permettent pas de mettre en application les méthodes basées sur le différentiel dans les coûts totaux d'approvisionnements gaziers. Au cours des prochaines années et avec l'acquisition possible de systèmes informatisés plus flexibles et plus génériques pour la planification des approvisionnements, d'autres méthodes de calcul des coûts évités pourraient être adoptées.

Les coûts évités estimés par cette étude serviront au processus de tamisage et de sélection des activités de gestion de la demande et plus particulièrement les programmes d'efficacité énergétique. Présentement, nous ignorons l'impact que ces nouvelles activités de gestion de la demande pourraient avoir sur la prévision de vente ou de livraisons de gaz pour la SCGM.

Normalement, un changement de profil de la demande en gaz résultant de programmes de gestion de la demande pourrait modifier le plan d'approvisionnement gazier et à son tour changer le quantum des coûts évités. Il est donc essentiel que les coûts évités soient révisés de façon périodique afin d'y inclure tous les changements structurels qui au fil des années viendront influencer les coûts de fourniture.

4. LES PRINCIPALES MÉTHODES DE COÛTS ÉVITÉS ET APPROCHE RETENUE

La plupart des organismes de réglementation des utilités publiques, tant au Canada qu'aux États Unis, exigent l'évaluation des coûts évités lors de l'examen des programmes de gestion de la demande.

Comme nous l'avons déjà mentionné, NARUC, en 1993, publiait le «Primer on Gas Integrated Resource Planning», dans lequel était soulignée clairement l'approche forcément différente de cette planification dans le cas des distributeurs gaziers par rapport à celles utilisées par les utilités électriques. Ce document relativement complet, présentait aussi les principales méthodes utilisées pour le calcul des coûts évités de gaz naturel. Une brève description de ces méthodes suit :

1) Méthode générique représentative (*generic proxy approach*)

Cette méthode consiste à choisir de façon discrétionnaire une source ou un ensemble de sources d'approvisionnement et ensuite à considérer son coût comme étant celui du coût évité. Dans le cas où la source d'approvisionnement est la plus dispendieuse ou bien lorsqu'elle est requise en dernier recours, cette méthode se rapproche beaucoup de celle du coût marginal classique.

2) Méthode des coûts moyens

Le coût évité est pris comme étant égal aux coûts unitaires de toutes les sources d'approvisionnement, pondérés selon le poids relatif de leur contribution volumétrique aux retraits totaux. Le seul avantage de cette méthode est sa simplicité, bien que l'utilisation de «coût moyen» pour l'évaluation des coûts évités présume que le coût moyen du portefeuille d'approvisionnement égale le coût marginal, ce qui n'est pas le cas pour la plupart des distributeurs gaziers.

3) Méthode des coûts marginaux ciblés

Cette méthode évalue les coûts évités en approvisionnement gaziers distincts selon le type de demande en gaz qu'ils satisfont tel que le type de charge, la saisonnalité, le volume et le profil annuel des retraits.

4) Méthode du calcul direct (*incremental/decremental method or differential revenue requirements method*)

Cette méthode consiste à calculer le coût total du système d'approvisionnement gazier avant et après l'application des programmes ou mesures en efficacité énergétique d'où parfois son appellation de « coût marginal du système d'approvisionnement ». La différence représente le coût de fourniture du gaz ainsi économisé et donc le coût évité. Des modèles avancés de planification et d'optimisation des approvisionnements gaziers basés sur la programmation linéaire sont requis pour cette approche de calcul.

Toutes les méthodes mentionnées ci-haut accordent, à juste titre, une importance capitale au traitement du coût des approvisionnements gaziers (transport, entreposage, équilibrage). Ce poste étant le seul à être affecté de façon significative par la réduction de volumes livrés à la clientèle suite à l'application de programmes d'efficacité énergétique.

Approche retenue pour le calcul des coûts évités

L'objectif principal recherché par la SCGM, dans l'évaluation des coûts évités est de bien quantifier ces coûts dans les différents segments de marché et pour différents usages du gaz naturel.

Bien que certains distributeurs soient d'opinion que les méthodes basées sur les simulations des plans annuels d'approvisionnement sont les plus indiquées pour le calcul des coûts évités, nous ne pouvons, pour l'instant, l'appliquer. Le modèle actuel, utilisé par la SGCM

pour optimiser les sources d'approvisionnements gaziers, sert principalement à des fins opérationnelles internes et ne peut se prêter facilement et sans implication majeure de ressources professionnelles, aux différentes simulations requises pour le calcul des coûts évités. D'autres logiciels de modélisations sont présentement en évaluation et pourraient, s'il était décidé de les implanter dans l'entreprise, être utilisés pour le calcul des coûts évités.

Pour les fins de cette étude, nous avons retenu la méthode des coûts marginaux ciblés puisqu'elle permet l'inclusion d'une comptabilité explicite pour la causalité des coûts (pointe, capacité et transport) et n'exige pas l'utilisation d'un modèle de planification des approvisionnements.

Méthode des “ coûts marginaux ciblés”

La caractéristique générale de cette méthode, d'ailleurs adoptée par plusieurs distributeurs gaziers tant au Canada qu'aux États-Unis, est qu'elle permet l'assignation des différentes sources d'approvisionnement aux différents types de demande ou de charges requises: charges de base et charges sensibles à la température.

Il est aussi reconnu que l'avantage principal de cette méthode est qu'elle tient compte de façon explicite de la causalité des coûts. Toutefois la causalité étant généralement définie par l'étude détaillée d'allocation du coût de service en vigueur telle qu'acceptée par les organismes réglementaires, elle dépend donc de la précision et de la rigueur de l'étude d'allocation du coût de service, du moins en ce qui concerne la répartition du coût des approvisionnements gaziers.

Les principales étapes impliquées dans l'application de la méthode des coûts marginaux ciblés sont:

- Choix des types de clients considérés pour l'étude et la répartition des consommations de gaz en retraits de base (non sensible à la température), de chauffage (sensible à la température) et de pointe (les 5 à 15 journées les plus froides de l'année);
- Allocation des sources ou outils d'approvisionnement gazier pour chacun des types de clients et des utilisations retenues;
- Assignment des coûts selon le profil de l'allocation et le coût des approvisionnements respectifs;
- Extrapolation des coûts sur un horizon de temps préétabli et réaliste;
- Au besoin, le calcul de la valeur actuelle nette de ces coûts (l'actualisation des coûts évités).

5. LES CARACTÉRISTIQUES DE BASE DES LIVRAISONS DE LA SCGM

1. Segments de charges du volume annuel livré par la SCGM

L'adoption de la méthode des coûts marginaux ciblés, permet de mieux identifier les coûts évités pour chacun des segments de la charge du distributeur. Afin de distinguer ces différents segments de charge pour la SCGM, nous avons tracé sous forme de graphique, les livraisons journalières de gaz naturel par ordre descendant. Les deux figures montrées aux pages suivantes tracent la courbe des livraisons classées de la SCGM au cours de l'année 1997-1998 ainsi que celle des livraisons chronologiques de cette même année.

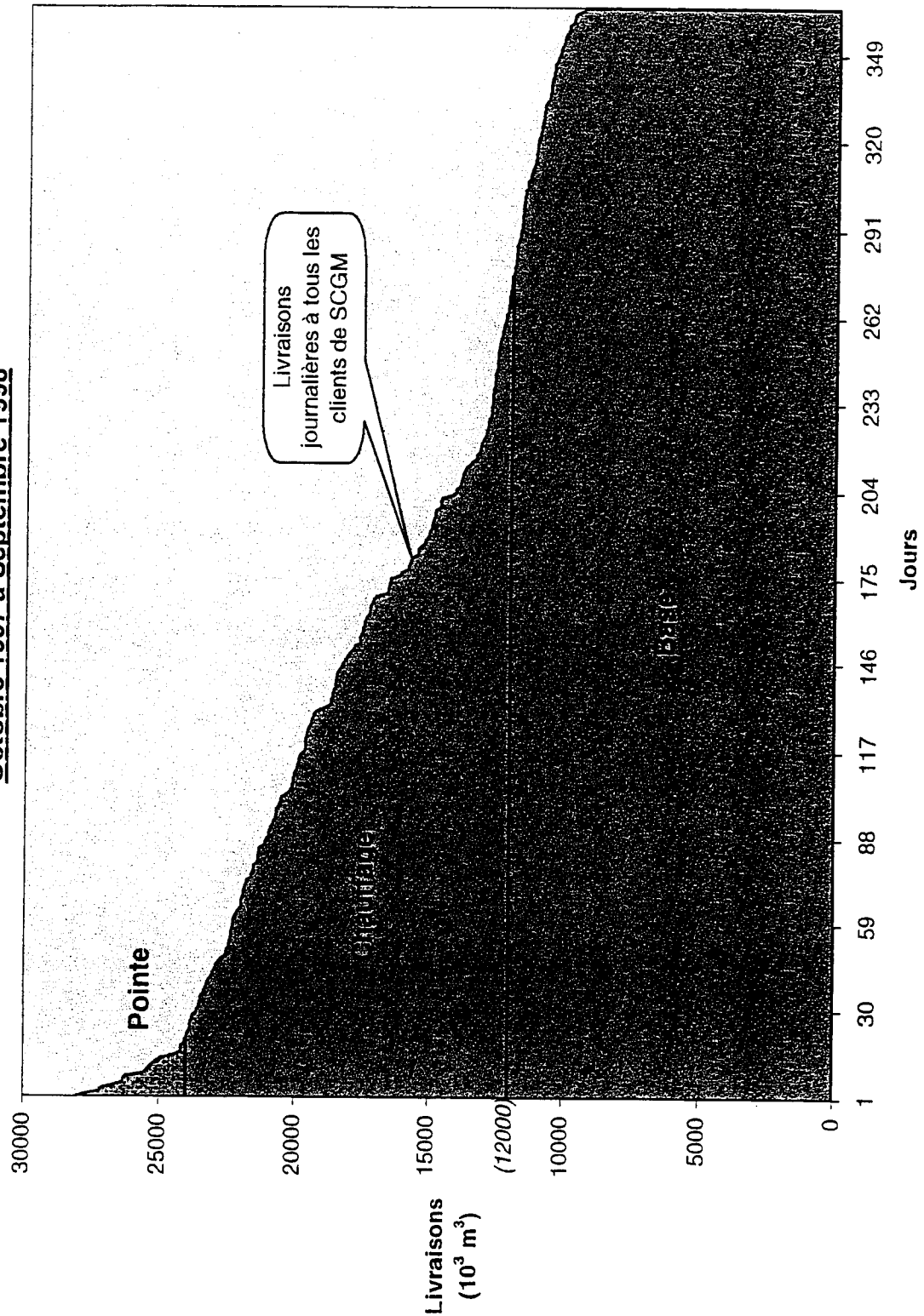
Typiques pour un distributeur d'énergie de la région climatique du Québec, ces courbes sont caractérisées par 3 segments de charges bien distincts :

- ⇒ La fine pointe: La demande en gaz des 5 à 15 jours les plus froids de l'année;
- ⇒ La charge dépendante de la température: La demande en gaz reliée aux besoins de chauffage des locaux;
- ⇒ La charge de base : La demande en gaz non reliée à la température extérieure et relativement constante tout le long de l'année.

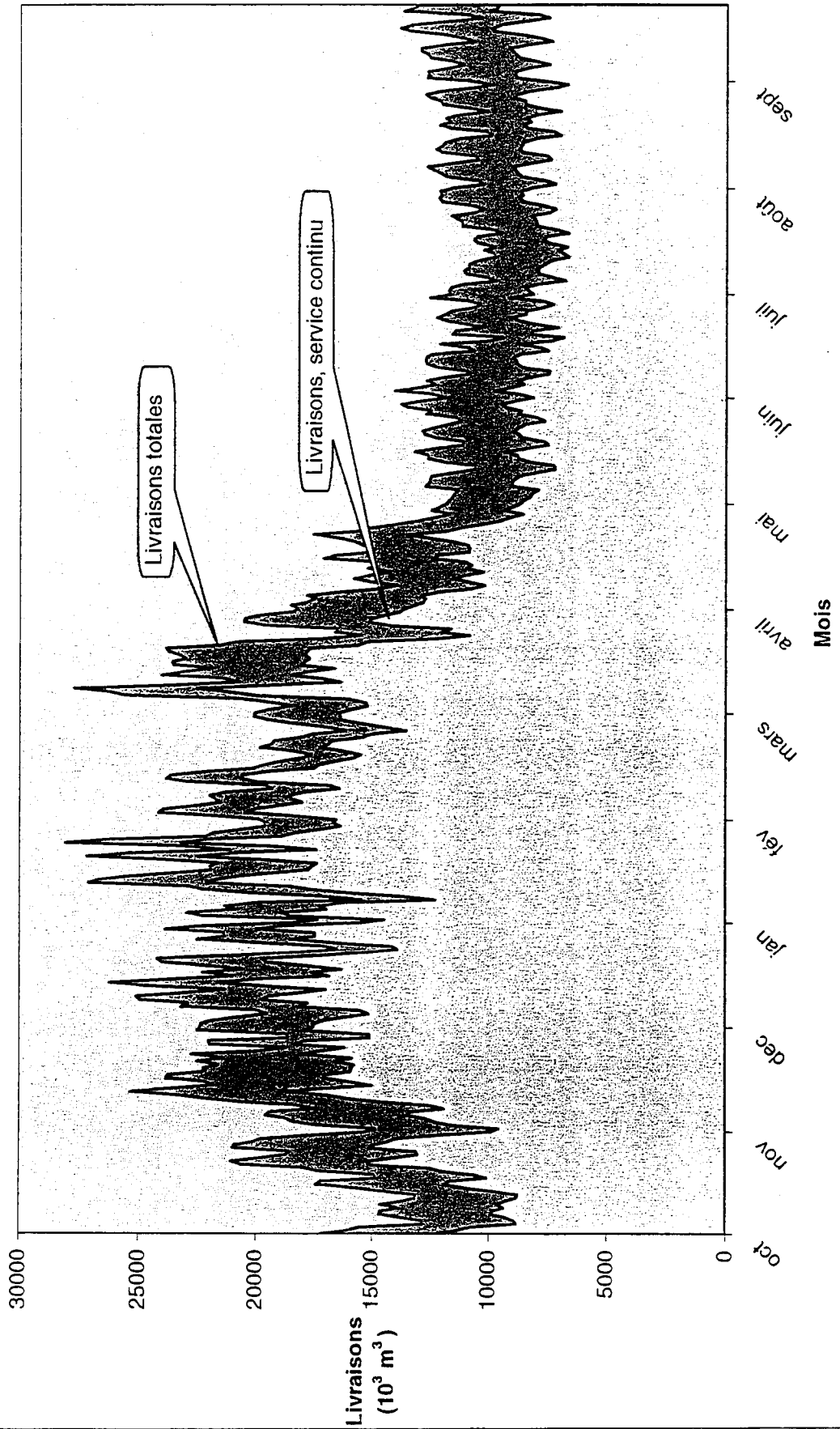
Les sources d'approvisionnements gaziers généralement utilisés par la SCGM pour rencontrer la demande de chacun de ces trois segments de charges sont respectivement :

- Le gaz naturel liquéfié (GNL) et l'entrepôt souterrain de Pointe-du-lac et St-Flavien au Québec pour la fine pointe;

Courbe des Livraisons Classées Journalières
Octobre 1997 à Septembre 1998



**Courbe Chronologique des Livraisons Journalières de Gaz Naturel
Octobre 1997 à Septembre 1998**



- L'entreposage souterrain hors Québec (Ontario, EU) pour une partie de la charge de chauffage;
- Le transport ferme en continu sur le réseau de transmission pour une partie du chauffage et pour la demande des charges de base.

Il est évident que les coûts reliés à l'entreposage et à la demande de pointe viennent s'ajouter aux frais pré-requis pour rencontrer la demande de base, qui est constante tout le long de l'année.

Il faudrait donc s'attendre à ce que les coûts évités d'un programme qui réduit la demande en gaz de base (ex: chauffage de l'eau sanitaire) soient moins élevés que les coûts évités d'un programme qui réduit la demande en gaz d'hiver (chauffage des locaux).

Cette description est une simplification du rôle des approvisionnements chez SCGM puisque l'on sait que chaque outil d'approvisionnement d'une part n'est pas indépendant des autres outils et d'autre part n'est pas parfaitement divisible. De plus, les divers contrats d'approvisionnement ne sont pas tous échus et doivent être honorés par le distributeur gazier. En réalité, la planification des approvisionnements adopte une approche d'optimisation des outils à l'aide d'un ou plusieurs modèles interactifs et mis à jour régulièrement.

2. Les types de clients/usages retenus

Puisque les coûts évités, en particulier ceux reliés à l'approvisionnement gazier, sont proportionnels aux segments de charges (base, chauffage ou pointe), il s'ensuit que le coût évité pour chaque type ou catégorie de client est relié à son profil de consommation. Pour les fins de cette étude, nous avons retenu 3 catégories de clients

pour le calcul des coûts évités. Ces 3 catégories sont représentatives de la clientèle actuelle de la SCGM et illustrent bien les différents usages et grosseurs de consommations généralement rencontrés à l'intérieur de la franchise :

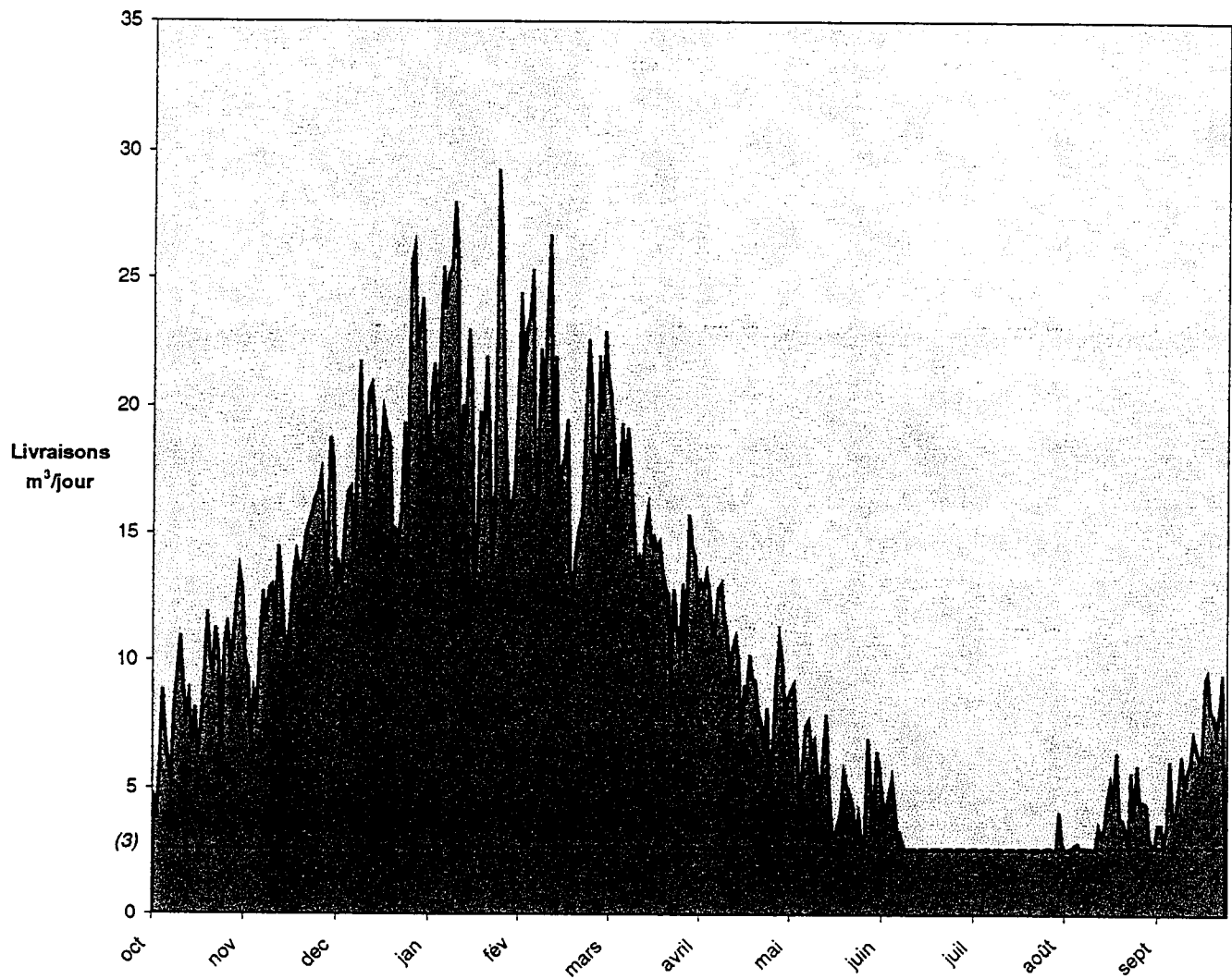
Residentiel (T1):	3 800 m ³ de consommation annuelle dont 950 m ³ en base et 2 850 m ³ de chauffage
Commercial (T1):	125 000 m ³ de consommation annuelle dont 43 750 m ³ en base et 81 250 m ³ en chauffage
Industriel (T3):	750 000 m ³ de consommation annuelle dont 600 000 m ³ en base/procédés et 150 000 m ³ en chauffage

Les trois graphiques montrés aux pages suivantes tracent le profil de charge annuel de chacune de ces catégories. Les profils de chauffage sont basés sur les degrés-jours de chauffage normaux (moyenne des 30 dernières années).

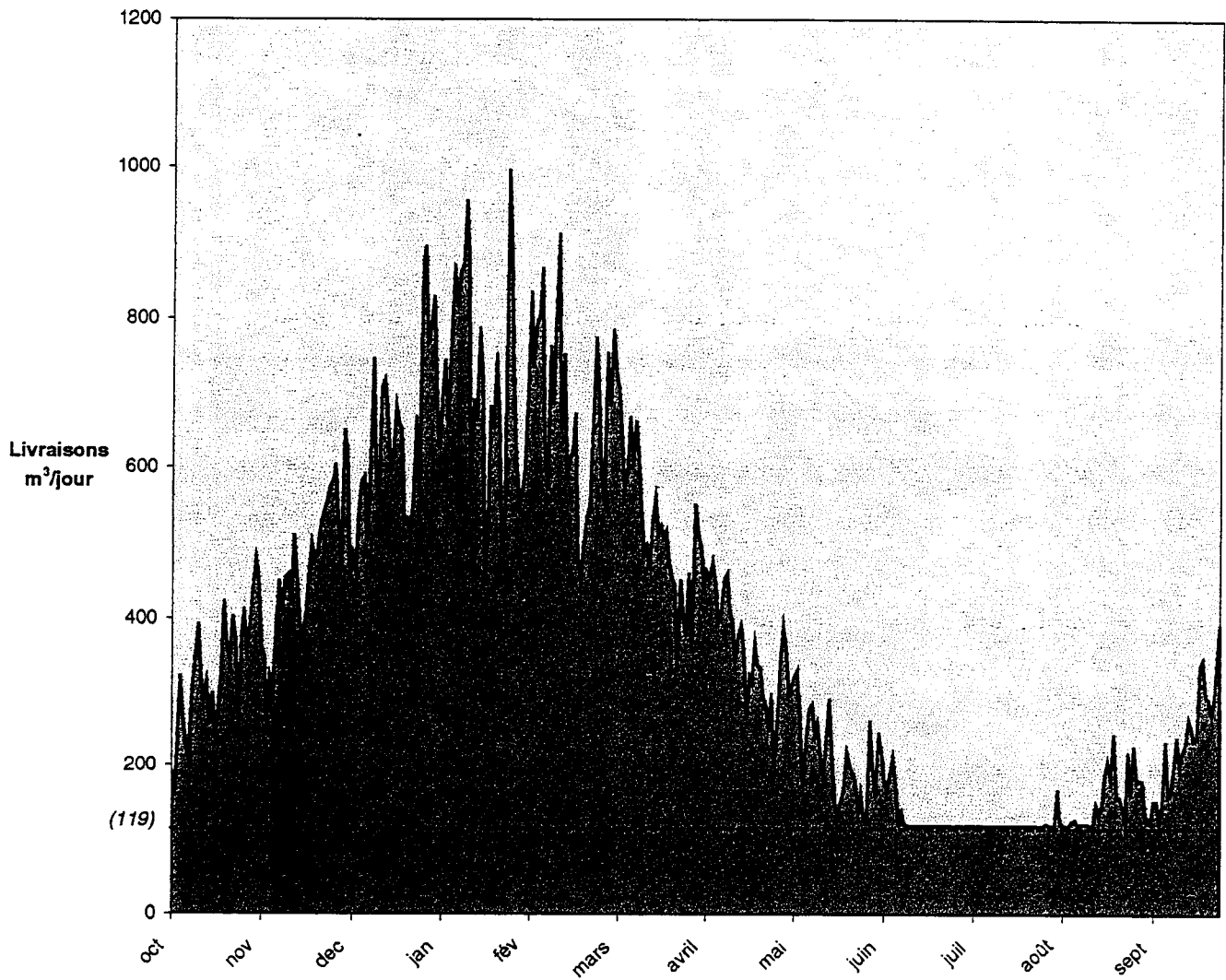
Clients existants

Le calcul des coûts évités se rapporte uniquement aux clients existants de la SCGM. Tel que déjà mentionné, l'ajout de nouveaux clients, sur réseau ou hors-réseau, implique plusieurs autres considérations, contraintes et approches stratégiques qui débordent du strict cadre des coûts évités par la réduction du niveau de consommation de gaz chez un client. Les coûts de raccordement (branchement, conduite principale...), le rendement de l'investissement, l'effet sur les tarifs, les ajouts de charges sont autant de facteurs additionnels aux coûts évités (ou au coût marginal) et débordent du cadre de cette étude.

Client Résidentiel (T₁)
Consommation annuelle 3 800 m³
(base 25%, chauffage 75%)



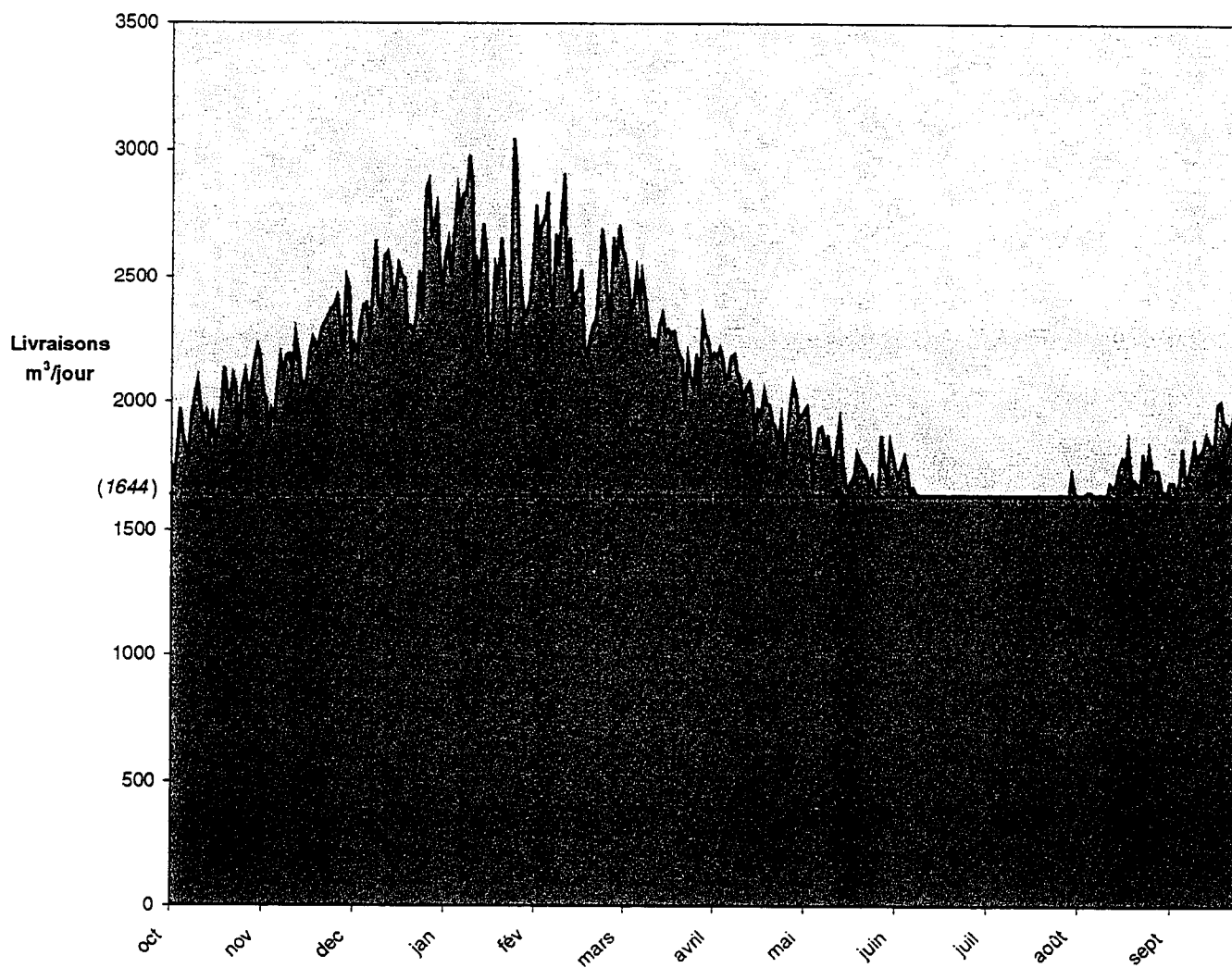
Client commercial (T₁)
Consommation annuelle 125 000 m³
(base 35 %, chauffage 65 %)



Client Industriel (T₃)

Consommation annuelle 750 000 m³

(procédé 80%, chauffage 20%)



3. Les prévisions de base des livraisons de gaz

Les coûts évités sont généralement calculés à partir de la prévision de la croissance des ventes de gaz de l'entreprise (scénario de base) et sont projetés sur un horizon qui se rapproche de la vie utile du programme ou de l'équipement relié aux programmes envisagés.

Dans la présente étude, nous nous sommes basés sur les indications reflétées dans le plan stratégique de la SCGM pour la prévision des volumes de vente (3 ans) ainsi que sur les informations obtenues du Service de l'ingénierie quant aux investissements requis pour les travaux nécessaires afin de maintenir le système de distribution en état de rencontrer cette prévision de demande.

4. La planification des approvisionnements gaziers

La SCGM utilise plusieurs sources d'approvisionnements gaziers pour rencontrer la demande de sa clientèle régulière en service continu. Par exemple, pour desservir la demande au cours de la journée de pointe (calculée à 44 degrés-jours), en sus du gaz provenant des contrats fermes de transport (FT), le distributeur utilise du gaz retiré des sites d'entreposage souterrains en Ontario ainsi que du gaz provenant de la régazéification du gaz naturel liquéfié aussi bien que des retraits des sites d'entreposage souterrain de Pointe-du-Lac et de St-Flavien.

Afin de déterminer les coûts évités par la réduction des retraits de gaz chez un client en particulier, il est donc nécessaire de connaître la contribution de chacune des sources d'approvisionnement précitées pour satisfaire chacun des types de clients représentatifs.

Afin d'évaluer les coûts ou les bénéfices découlant d'un programme de réduction de la demande en chauffage des locaux, il est nécessaire de connaître quelle est la réduction

proportionnelle qui proviendrait des approvisionnements en pointe, en entreposage hivernal et en transport ferme.

Les proportions de chacune des sources d'approvisionnement pour chacune des catégories de clients retenus pour cette étude, proviennent directement de l'étude d'allocation des coûts de service de la SCGM pour l'année financière 1997/1998, et utilisée dans la cause tarifaire R 3426-99 portant sur l'année 1999/2000. Le tableau synthèse de cette étude se trouve en Annexe.

6. LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR LA SCGM

A la base de toute méthodologie de calcul des coûts évités, il est convenu par hypothèse, que les composantes de ces coûts, en particulier ceux qui ont trait à des équipements importants (postes de détente, compresseurs) ou à des quantités contractuelles ($10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$), soient parfaitement divisibles. En d'autres termes, la réduction de la demande en gaz de 1 m^3 chez un client, se traduit par un coût évité mesurable et les notions d'économie d'échelle ou de taille minimum d'investissement ne sont pas considérées.

Les principaux paramètres et composantes qui ont été analysés et quantifiés pour le calcul des coûts évités sont les suivants:

1. Prévision de la croissance des livraisons de gaz

Le but d'évaluer l'ampleur de la croissance normale des ventes, au cours des années, est de pouvoir y rattacher les investissements requis pour le maintien du réseau de distribution de gaz en état. Les secteurs grand débit et interruptible n'ont pas été inclus car leur croissance relève généralement de facteurs extérieurs à la croissance normale et prévisible.

La prévision des livraisons de gaz en service continu pour le secteur petit et moyen débit, a été fournie par le Service de la planification stratégique, à titre indicatif uniquement, et suppose un scénario de croissance normale avec amélioration progressive de la situation concurrentielle.

<u>Prévision des ventes annuelles, petit et moyen débit</u>					
<u>(Bcf)</u>					
	<u>1988-1999</u>	<u>1999-2000</u>	<u>2000-2001</u>	<u>2001-2002</u>	<u>2002-2003</u>
Livraisons	95.8	98.5	100.6	103.5	106.5
Augmentation annuelle		2.7	2.1	2.9	3.0
Croissance (%)		2.8 %	2.1 %	2.9 %	2.9 %
Croissance moyenne sur la période: 2.7%					

2. **Investissements dans l'infrastructure de distribution**

Afin de rencontrer la croissance des ventes de gaz et les charges additionnelles sur le réseau existant dans un scénario de croissance normale de la demande (2.7% par an), le Service de l'ingénierie a estimé à quelques 300 000 \$ par année les immobilisations requises. Ceci exclut les projets majeurs, les extensions de réseau pour des projets spéciaux ainsi que les travaux reliés à l'extension du territoire de la franchise de SCGM.

Le coût, année après année, de l'investissement pour le renforcement du réseau de distribution est composé du rendement sur la base de tarification accordée par la Régie ainsi que de la dépense d'amortissement.

Dans un scénario de mise en application de programmes d'efficacité énergétique, toute réduction de la demande en gaz qui en résulterait viendrait réduire les volumes additionnels prévus dans la prévision de vente et reporterait d'autant l'investissement requis pour le renforcement du réseau de distribution et donc le coût qui s'y rattache.

Coût annuel de l'investissement de 300 000\$ pour le renforcement du réseau				
	<u>1999-2000</u>	<u>2000-2001</u>	<u>2001-2002</u>	<u>2002-2003</u>
Rendement (9% p.a.)	27 000 \$	25 650 \$	24 368 \$	23 149 \$
Amortissement dégressif (5% p.a.)	0	15 000 \$	14 250 \$	13 538 \$
Coût annuel	27 000 \$	40 650 \$	38 618 \$	36 687 \$
Croissance des ventes ➤ en Bcf	2.7	2.1	2.9	3.0
➤ en 10 ⁶ m ³	76.4	59.5	82.2	85.0
Coûts évités ¢/m ³	0.04	0.07	0.05	0.04

L'implantation d'un programme d'efficacité énergétique qui réduirait la consommation annuelle de 1 m³, éviterait au distributeur gazier, au chapitre du renforcement du réseau, la série de coûts tels que montrés au tableau précédent. Les calculs ont été effectués pour une période de 10 ans mais, pour fins de simplification le tableau n'en montre que pour 4 ans.

3. Coût du gaz

La réduction de la consommation d'un client suite à l'implantation d'un programme en efficacité énergétique, se traduit par la réduction des achats de gaz pour un volume équivalent. Bien que le coût du gaz (marchandise) est une des composantes les plus importantes des coûts évités, elle demeure la donnée la moins contestée puisqu'elle constitue généralement un intrant-extrant sans effet sur le bilan du distributeur gazier. Ceci est encore plus évident dans le contexte de la déréglementation du gaz naturel et des achats directs.

Néanmoins, pour les fins de calcul économique des coûts évités, la plupart des approches méthodologiques incluent le coût du gaz.

La SCGM ne publie pas de façon régulière des prévisions pour le coût du gaz, mais s'en tient informée par le biais de sources spécialisées en la matière telles que les publications économiques de la CIBC, la Banque du Canada, Enerdata Ltd., ARC Finance et autres.

Pour cette étude, nous avons retenu les données prévisionnelles de la revue «The Natural Gas Lookout» publiée par Enerdata Ltd. (édition de janvier 2000), pour le coût du gaz livré à Empress dans l'Ouest canadien. Les prévisions pour les années 2000, 2001 et 2002 sont montrées au tableau suivant.

La croissance de l'Indice des prix à la consommation (IPC) est appliquée pour les années 2003 à 2009 :

<u>Prix du gaz naturel, livraison Empress</u>			
<u>€/m³</u>			
<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	2003 à 2009
11.2	11.5	11.4	% de l'IPC

4. Approvisionnement gaziers

Afin de rencontrer la demande en gaz naturel, le Service des approvisionnements gaziers de la SCGM planifie l'achat de la marchandise gaz, de la capacité de transport sur les divers gazoducs et des outils d'équilibrage des charges. Les outils d'équilibrage des charges servent principalement à satisfaire la demande accrue de gaz durant la saison de chauffage ainsi que celle des journées de pointe (journées de grand froid). Pour la SCGM, ces outils d'équilibrage consistent principalement en entreposage souterrain en Ontario, à Pointe-du-Lac, à St-Flavien ainsi que le cyclage (liquéfaction, storage et regazéification) de l'usine de gaz naturel liquéfié dans l'Est de Montréal.

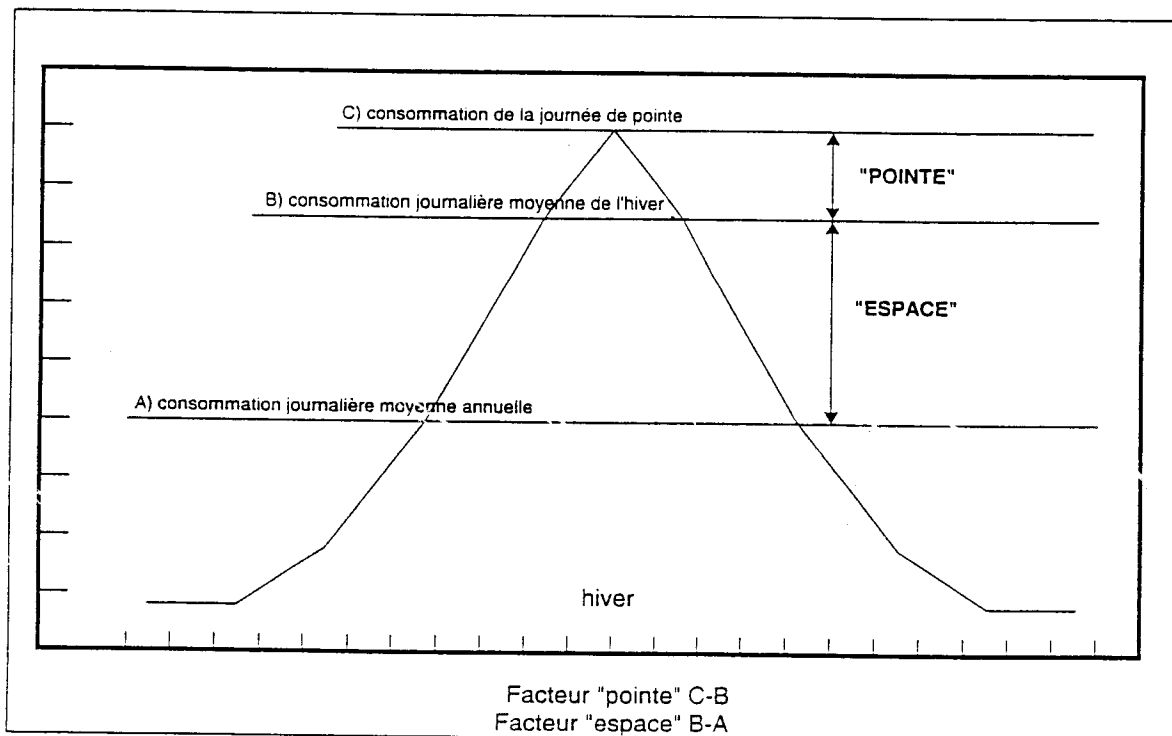
La planification de ces approvisionnements gaziers s'effectue à partir des prévisions annuelles de ventes, telles qu'estimées par les Services des ventes et du budget. Ces prévisions, détaillées en demande journalière, mensuelle et saisonnière, sont traitées par le Service des approvisionnements gaziers qui, à l'aide d'un logiciel interne, optimise le choix des sources et des outils d'approvisionnement au moyen d'un algorithme de programmation linéaire. Les résultats de cette optimisation fournissent aux gestionnaires du Service des approvisionnements, les paramètres de base pour gérer les achats, le transport et les autres outils requis pour rencontrer la demande prévue.

Pour déterminer les coûts d'approvisionnements gaziers à chaque classe tarifaire et, à la limite, à chaque client individuel, une méthode d'allocation de ces coûts a été élaborée par le Service de tarification de la SCGM et entérinée par la Régie de l'énergie dans plusieurs dossiers, notamment dans sa décision D-2000-34 concernant la requête tarifaire 1999-2000.

Cette méthode alloue à chaque client :

- Un coût de transport basé sur sa consommation moyenne par jour;
- Un coût d'espace (entreposage souterrain) basé sur sa consommation quotidienne moyenne des 151 jours d'hiver;
- Un coût de pointe basé sur sa consommation journalière moyenne durant les journées de pointe (calculées à 44 DJ).

Le schéma suivant illustre le concept de l'allocation des coûts de transport et d'équilibrage (pointe et espace) pour un profil de consommation type. Un exemple appliqué à différents profils de consommation, tiré du dossier tarifaire R-3426-99 déposé par la SCGM, se retrouve en Annexe.



Dans la présente étude, et afin de calculer pour un client spécifique les coûts d'approvisionnement qui lui sont propres, il suffit de déterminer ses besoins en «équilibre» (c.à.d. pointe et espace), et en «transport» qui correspondent au profil annuel de sa consommation. La multiplication des volumes correspondant à l'«équilibre» et au «transport» par leurs coûts unitaires respectifs donne le coût total associé à l'approvisionnement de ce même client. Ce coût total, divisé par la consommation annuelle de ce client, donne un taux unitaire par mètre cube de consommation.

Cet exercice, effectué avant et après la réduction de consommation résultant de l'application d'un programme spécifique d'efficacité énergétique (pointe, base ou chauffage) donne le coût des approvisionnements évités.

Le coût d'équilibre

Les coûts d'équilibre encourus par SCGM pour l'ensemble des ventes correspondent aux coûts des outils utilisés pour équilibrer quotidiennement les volumes des clients, c.à.d. les livraisons aux clients (forcément fluctuantes) avec les approvisionnements (généralement stables). Comme il a déjà été mentionné, ces outils d'équilibre se composent d'outils pour rencontrer la demande hivernale (espace) et la demande de la journée de grand froid (pointe).

Pour l'année témoin, ces coûts d'équilibre totalisent 50,054,462 \$ dont 14,754,336 \$ pour la pointe et 35,300,126 \$ pour l'espace (équilibre saisonnier). Ceci représente, pour l'année témoin, 313,7 ¢/m³/jour pour la pointe et 790,4 ¢/m³/jour pour l'espace.

Il est à noter que le coût de la pointe s'ajoute au coût de l'espace puisque forcément la journée de pointe se manifeste durant l'hiver.

Le coût de transport

Les coûts de transport encourus par SCGM correspondent principalement aux frais fixes et variables du transporteur TransCanada Pipelines à 100% de coefficient d'utilisation. Pour l'année témoin, ces coûts de transport incluant le gaz de compression ont représenté en moyenne 3,769 ¢/m³ pour l'ensemble des clients.

Les simulations, pour chacun des types de clients retenus et selon divers scénarios de réduction des charges, ont été effectuées au moyen du modèle fourni par le Service de tarification de la SCGM et les résultats sont montrés au tableau de la page suivante.

Les tableaux détaillés de ces calculs se trouvent en Annexe.

Coût annuel des approvisionnements gaziers (Transport et Équilibrage)

Catégorie		0 % de réduction	20% réduction de la base	20% réduction du chauffage
Résidentiel	Base m ³ /an	950	760	950
	Chauffage m ³ /an	2 850	2 850	2 280
	Total m ³ /an	3 800	3 610	3 230
	Coût total annuel	211,61 \$	204,45 \$	176,45 \$
	Coût total unitaire	5,56 ¢/m ³	5,66 ¢/m ³	5,46 ¢/m ³
	Coût évité annuel	---	7,16 \$	35,16 \$
	Coût évité unitaire	---	3,77 ¢/m ³	6,17 ¢/m ³
	Commercial	Base m ³ /an	43 750	35 000
Chauffage m ³ /an		81 250	81 250	65 000
Total m ³ /an		125 000	116 250	108 750
Coût total annuel		6 661,03 \$	6 331,24 \$	5 658,61 \$
Coût total unitaire		5,33 ¢/m ³	5,45 ¢/m ³	5,20 ¢/m ³
Coût évité annuel		---	329,79 \$	1 002,42 \$
Coût évité unitaire		---	3,77 ¢/m ³	6,17 ¢/m ³
Industriel		Base m ³ /an	600 000	480 000
	Chauffage m ³ /an	150 000	150 000	120 000
	Total m ³ /an	750 000	630 000	720 000
	Coût total annuel	31 867,09 \$	27 344,29 \$	30 016,48 \$
	Coût total unitaire	4,25 ¢/m ³	5,06 ¢/m ³	4,17 ¢/m ³
	Coût évité annuel	---	4 522,80 \$	1 850,61 \$
	Coût évité unitaire	---	3,77 ¢/m ³	6,17 ¢/m ³

Il ressort clairement de ce tableau que le coût des approvisionnements gaziers annuels, selon le concept et l'approche utilisée par le Service de la tarification ainsi que par le Service des approvisionnements gaziers de la SCGM, dépend de l'usage final du gaz

(base ou chauffage) ainsi que de la catégorie de client (proportion entre la base et le chauffage).

Nous pouvons aussi constater que le coût évité de 1 m³ de gaz de chauffage est constant quel que soit le type d'utilisateur (volume annuel ou classe tarifaire). Le même constat s'applique pour le 1 m³ de gaz évité en consommation de base.

5. Coûts d'exploitation reliés aux volumes de gaz distribués aux clients

Frais reliés au service à la clientèle

Pour la SCGM, la réduction de la consommation d'un client existant ne résulte en aucune réduction mesurable des frais d'exploitation reliés à sa desserte. Les coûts reliés à l'entretien du réseau, aux frais administratifs, aux activités de lecture des compteurs, à la facturation, à l'envoi et collecte de la facture demeurent inchangés.

Gaz perdu

Il semble toutefois, que le seul coût d'exploitation directement rattaché ou alloué au volume consommé par les clients est le «gaz perdu et non facturé» qui représente 0,4% de l'ensemble des volumes retirés et facturés. Cette même proportion a été retenue au titre des coûts évités d'exploitation.

7. LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS POUR LA SCGM

Des 4 composantes des coûts évités qui ont été retenues dans cette étude, notamment:

- le coût du gaz,
- les investissements dans le réseau de distribution,
- les dépenses d'exploitation liées aux volumes consommés,
- les approvisionnements gaziers.

les trois premiers s'appliquent uniformément par m³ de gaz, à toutes les catégories de clients visées par cette étude. Par contre, le coût des approvisionnements gaziers devrait, en principe, être spécifique à chacune des catégories de clients retenues et à chacun des profils de consommation tels que déjà illustrés dans les graphiques et tableaux précédents.

Le tableau de la page suivante montre le coût évité total de 1 m³ de gaz naturel non consommé en usage de base ou de chauffage et ce, pour chacune des trois catégories de clients représentatifs choisis.

Ces calculs reflètent adéquatement le coût évité de gaz naturel pour la SCGM et sont cohérents avec des données internes à l'entreprise portant sur les coûts marginaux des approvisionnements gaziers.

La principale constatation qui en découle est que le coût évité de l'unique composante variable, soit l'approvisionnement gazier, est spécifique à l'usage évité de ce gaz: usage de base ou usage de chauffage.

Coût évité du gaz naturel. 1999-2000

	€/m ³					
	Résidentiel		Commercial		Industriel	
	Base	Chauffage	Base	Chauffage	Base	Chauffage
Coût du gaz *	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Approvisionnement gazier ** (équilibre et transport)	3,77	6,17	3,77	6,17	3,77	6,17
Réseau de distribution	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Frais d'exploitation - clientèle	0	0	0	0	0	0
- gaz perdu	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,07
Total	15,07	17,48	15,07	17,48	15,07	17,48
Prix unitaire moyen facturé						
T et D ***	30,28	30,28	18,81	18,81	14,96	14,96
Coût du gaz	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Total	41,48	41,48	30,01	30,01	26,16	26,16

* Coût moyen du gaz pour l'année 1999-2000

** Selon l'étude d'allocation du coût de service pour l'année 1997-1998

*** En vigueur le 1^{er} octobre 1999 suite à la décision D-99-170

Pour fins de comparaisons, des simulations tarifaires ont été effectuées pour déterminer le prix moyen annuel facturé par la SCGM pour chacune des catégories de clients et qui représente le « revenu évité ». Ces données se retrouvent au bas du tableau sous la rubrique « Prix unitaire moyen facturé ».

Extrapolation

L'extrapolation des coûts évités annuels couvre un horizon de 10 ans. Il nous semble peu significatif de prolonger les prévisions au-delà de cette période qui est d'ailleurs largement suffisante pour inclure les additions majeures de capacité, étaler les investissements ponctuels et accommoder la durée de vie de la majorité des programmes de gestion de la demande.

Pour les années futures, l'augmentation du coût des composantes majeures du « coût évité », dépend de facteurs externes à la SCGM. Ces composantes seront soumises de façon directe aux forces de l'offre et de la demande. Par exemple,

- La marchandise (gaz), déjà déréglementée, se transige sur le parquet des bourses nord-américaines et le prix des contrats à terme varie selon les fluctuations du marché continental;
- La capacité d'entreposage en Ontario (Union gas), libérée des contrats à long terme qui viennent bientôt à échéance, sera confrontée à la concurrence des sites américains;
- Les contrats à long terme de la SCGM pour le transport sur TransCanada Pipelines, viennent à échéance en 2003 et bien que les taux seront toujours réglementés par l'Office national de l'énergie, la cession ou l'acquisition de capacité sur le marché court terme ou spot pourrait être un facteur déterminant sur les prix. De plus, la mise en service de nouveaux gazoducs à partir de l'ouest canadien (Northern Border, Alliance, Vector) et bientôt à partir de l'île de Sable dans l'est canadien (M & N Pipelines) rendra les taux de transport encore moins prévisibles mais probablement plus concurrentiels.

Au cours de la période prévisionnelle de dix ans, nous avons adopté une progression des prix compatibles avec cette nouvelle réalité de marché. Pour la projection du prix de la marchandise gaz, nous avons appliqué le taux d'augmentation moyen de la période 2000-2003 telle que rapportée par Enerdata Ltd. Les composantes « entreposage et transport » suivent la

consommation tirée du « Canadian Market Outlook ». Le rendement de la base de tarification, utilisé pour le calcul des dépenses d'amélioration du réseau gazier, a été maintenu à 9%. Tous ces indices et taux devront nécessairement être revus et modifiés au besoin, lors de la mise à jour des coûts évités.

Le tableau de la page suivante, montre la prévision du coût évité de gaz naturel pour une période de 10 ans.

Prévision du coût évité de gaz naturel, 10 ans

€/m³

Année *	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Base										
Coût du gaz	11,2	11,5	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	13,0	13,4	13,8
Approvisionnements gaziers	3,77	3,84	3,91	4,00	4,11	4,22	4,34	4,46	4,60	4,74
Réseau de distribution	0,04	0,07	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Exploitation (gaz perdu)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Total	15,07	15,47	15,42	15,80	16,21	16,63	17,05	17,56	18,10	18,64
Chauffage										
Coût du gaz	11,2	11,5	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	13,0	13,4	13,8
Approvisionnements gaziers	6,17	6,28	6,41	6,55	6,72	6,91	7,10	7,31	7,53	7,77
Réseau de distribution	0,04	0,07	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Exploitation (gaz perdu)	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09
Total	17,48	17,92	17,93	18,36	18,84	19,33	19,82	20,42	21,04	21,69

* Année 1 = année financière 1999-2000

ANNEXE

- 1. Étude d'allocation du coût de service 1997-98**
- 2. Exemple de coût d'équilibrage pour divers profils de consommations**
- 3. Coût de transport et d'équilibrage avant et après réduction des consommations, pour chaque catégorie de clients**
- 4. Croissance de l'Indice des prix à la consommation**

Annexe 1

ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE - BUDGET 1997/98 - MODIFICATION PROPOSÉE
(redéfinition du facteur "pointe" et re-classification des coûts d'équilibrage / les parties ombragées indiquent là où il y a changement)

MODIFICATION	T 1 petits	T 2 grands	T 3	T 4	T 5.6	T 5.7	T 5.8	T 5.9	T 5	T 6P	T M	TOTAL
1 Nombre de clients (#)	138 279	11 013	246	119	100	89	45	20	257	2	613	150 529
2 Volumes annuels (Mm³)	685 313	1 380 564	180 017	1 943 421	157 609	320 768	488 991	582 341	1 647 491	17 133	322 473	6 176 412
3 Volumes d'hiver (Mm³)	493 129	980 452	93 281	841 039	90 112	174 539	218 368	161 953	663 154	8 805	149 708	3 229 568
4 TOTAL REVENUS T, C, É & D (000 \$)	185 727	236 728	18 920	123 610	10 420	17 692	21 002	23 815	75 917	1 089	36 777	678 823
A Cons. journalière moy. annuelle (Mm³/jr)	1 878	3 782	493	5 324	432	879	1 340	1 595	4 514	47	883	16 922
B Cons. journalière moy. de l'hiver (Mm³/jr)	3 268	6 493	618	5 570	597	1 158	1 433	1 073	4 392	58	991	21 388
C Cons. de la journée de pointe (Mm³/jr)	5 935	11 865	800	5 938	0	0	0	0	0	0	1 472	26 091
D Facteur "pointe" (C-B) (Mm³/jr)	2 669	5 372	182	369	(597)	(1 158)	(1 433)	(1 073)	(4 392)	22	481	4 703
E Facteur "espace" (B-A) (Mm³/jr)	1 388	2 711	125	245	165	277	93	(523)	(122)	11	108	4 466
F Coût "pointe" (\$/m³/jr)	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7	313.7
G Coût "espace" (\$/m³/jr)	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4	790.4
6 Coûts de transport (T+C) (000 \$)	25 498	51 363	6 697	72 303	5 864	11 934	18 192	21 665	61 293	637	11 997	229 788
6 Coûts d'équilibrage (000 \$)	19 346	38 279	1 556	3 096	(568)	(1 438)	(3 759)	(7 488)	(14 742)	158	2 361	50 054
7 Coûts de transport et d'équilibrage (000 \$)	44 844	89 642	8 254	75 399	5 295	10 497	14 434	14 178	48 552	795	14 358	279 842
8 Dépenses d'exploitation (000 \$)	58 342	18 902	2 439	8 242	1 257	1 564	2 007	2 046	7 149	62	4 860	99 997
9 Dépenses de distribution	38 666	20 466	1 363	8 650	834	1 435	2 821	2 532	7 822	60	1 881	79 008
10 Taxes et redevance	10 657	7 571	651	5 316	429	741	1 221	1 372	3 964	44	1 208	29 411
11 Impôt sur le revenu	8 971	23 647	1 183	6 679	354	521	76	928	2 250	38	4 066	46 834
12 P.R.C.	2 905	18 723	1 864	114	54	0	378	813	1 246	0	56	24 908
13 Sous total	119 541	89 309	7 502	29 002	3 029	4 261	6 303	7 690	22 431	203	12 170	280 156
15 Rendement base de tarification (000 \$)	54 638	28 342	2 186	17 282	1 624	2 362	4 618	3 697	12 567	130	3 677	118 823
18 Coûts de distribution (000 \$) (14+15)	174 179	117 651	9 688	48 285	4 653	6 623	10 921	11 387	34 998	333	15 847	398 981
17 TOTAL COÛTS DE T, C, É & D (000 \$)	219 021	207 293	17 941	121 684	8 948	17 121	26 365	26 666	81 550	1 129	30 205	678 823

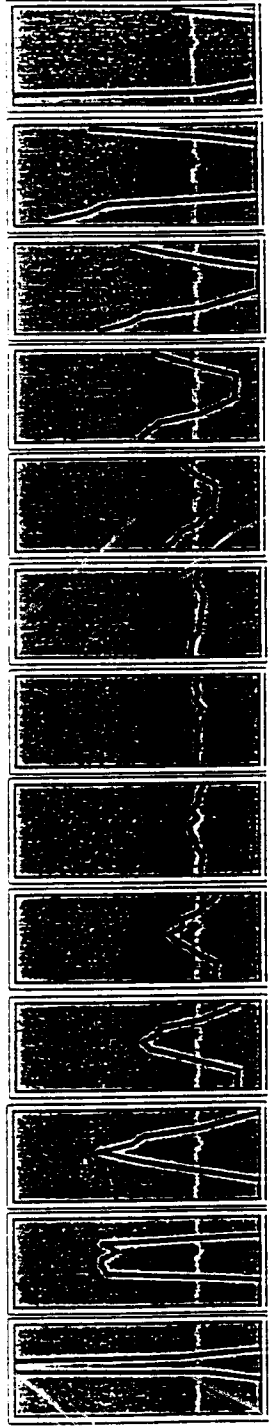
* coût "pointe" / m³ = coût "pointe" \$ / facteur "pointe" Mm³/jr + 10 → 1,754 338 \$ + 4 703 Mm³/jr + 10 = 313.7 \$/m³/jr
 ** coût "espace" / m³ = coût "espace" \$ / facteur "espace" Mm³/jr + 10 → 35.300 128 \$ + 4 466 Mm³/jr + 10 = 790.4 \$/m³/jr
 *** coût d'équilibrage \$ = ligne D + 100 x ligne F + ligne E + 100 x ligne G → P.C.R.C. de chacun des tarifs

Annexe 2

COUTS D'ÉQUILIBRAGE POUR DIVERS PROFILS TYPES SELON D-97-47 ET SELON POSITION

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
1	Juillet	m ³	53 051	0	0	0	19 602	37 688	49 101	53 082	58 898	75 569	96 024	130 625	173 242	508 787
2	Août	m ³	53 051	0	0	0	19 602	37 688	49 101	53 082	57 070	68 501	89 970	106 250	140 915	49 267
3	Septembre	m ³	51 339	0	0	0	19 045	36 473	47 517	51 370	56 132	61 876	80 533	93 750	124 337	0
4	Octobre	m ³	53 051	0	0	0	45 085	49 651	52 195	53 082	51 267	50 573	50 445	50 000	0	0
5	Novembre	m ³	51 401	0	0	0	124 172	75 000	53 142	51 370	50 976	44 938	44 127	25 000	0	0
6	Décembre	m ³	53 113	49 267	128 311	108 250	88 970	68 501	57 070	53 082	49 101	37 688	19 602	0	0	0
7	Janvier	m ³	53 114	508 787	128 311	130 625	96 024	75 569	58 898	53 082	49 101	37 688	19 602	0	0	0
8	Février	m ³	53 113	66 046	115 894	103 125	85 192	63 947	52 084	53 082	47 517	36 473	19 045	0	0	0
9	Mars	m ³	53 113	0	128 311	83 750	80 533	64 976	56 132	53 082	47 517	36 473	19 045	0	0	0
10	Avril	m ³	51 401	0	50 000	50 445	50 973	51 267	51 370	51 370	52 195	49 651	45 085	41 250	0	0
11	Mai	m ³	53 051	25 000	25 000	25 000	34 127	44 938	53 142	53 082	53 082	63 947	85 192	103 125	136 771	66 946
12	Juin	m ³	51 339	0	0	0	19 045	36 473	47 517	51 370	52 084	63 947	85 192	103 125	136 771	66 946
13	TOTAL	m ³	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000	625 000
14	Janvier (D) jr ple (D) jr moyen		1,642	1,000	1,642	1,405	1,165	1,048	1,048	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
15	Proportion chauffage		100,0%	100,0%	100,0%	63,0%	29,0%	7,5%	7,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
16	A - Cons. jour moy annuelle	(m ³ /jr)	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712	1 712
17	B - Cons. jour moy de l'hiver	(m ³ /jr)	4 137	4 139	3 369	2 768	2 193	1 837	1 837	1 712	1 617	1 280	738	166	0	0
18	B' - corr hypothétique fine pointe	(m ³ /jr)	4 027	4 027	3 278	2 721	2 176	1 833	1 833	1 712	1 617	1 280	738	166	0	0
19	C - Cons. de la journée de pointe	(m ³ /jr)	26 953	4 139	6 920	4 351	2 892	1 891	1 891	1 712	1 699	1 498	1 138	833	0	0
20	Facteur "pointe" (C-A)	m ³ /jr	25 241	2 427	5 208	2 639	1 179	279	279	0	-13	-214	-575	-679	-1 712	-1 712
21	Facteur "espace" (B'-A)	m ³ /jr	2 319	2 315	1 566	1 009	463	121	121	0	95	-432	-974	-1 547	-1 712	-1 712
22	Coût "pointe"	(\$/m ³ /jr)	130,3	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9
23	Coût "espace"	(\$/m ³ /jr)	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3	924,3
24	Coût de l'équilibrage	\$	54 439	24 575	21 291	12 761	5 827	1 480	1 480	0	-896	-4 278	-9 759	-15 447	-18 068	-18 068
25	Coût de l'équilibrage	(\$/m ³ const)	8,70	3,932	3,407	2,045	0,932	0,237	0,237	0,000	-0,143	-0,684	-1,561	-2,472	-2,891	-2,891
26	Facteur "pointe" (C-B)	(m ³ /jr)	22 814	0	3 551	1 582	699	155	155	0	82	218	400	668	0	0
27	Facteur "espace" (B-A)	(m ³ /jr)	2 427	2 427	1 657	1 056	480	124	124	0	95	-432	-974	-1 547	-1 712	-1 712
28	Coût "pointe"	(\$/m ³ /jr)	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3	266,3
29	Coût "espace"	(\$/m ³ /jr)	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2	694,2
30	Coût de l'équilibrage	\$	77 601	16 846	20 958	11 546	5 197	1 275	1 275	0	-442	-2 421	-5 700	-8 959	-11 887	-11 887
31	Coût de l'équilibrage	(\$/m ³ const)	12,416	2,695	3,353	1,847	0,831	0,204	0,204	0,000	-0,071	-0,387	-0,912	-1,434	-1,902	-1,902

0101, 0102, 0103, 0104, 0105, 0106, 0107, 0108, 0109, 0110, 0111, 0112, 0113, 0114, 0115, 0116, 0117, 0118, 0119, 0120, 0121, 0122, 0123, 0124, 0125, 0126, 0127, 0128, 0129, 0130, 0131, 0132, 0133, 0134, 0135, 0136, 0137, 0138, 0139, 0140, 0141, 0142, 0143, 0144, 0145, 0146, 0147, 0148, 0149, 0150, 0151, 0152, 0153, 0154, 0155, 0156, 0157, 0158, 0159, 0160, 0161, 0162, 0163, 0164, 0165, 0166, 0167, 0168, 0169, 0170, 0171, 0172, 0173, 0174, 0175, 0176, 0177, 0178, 0179, 0180, 0181, 0182, 0183, 0184, 0185, 0186, 0187, 0188, 0189, 0190, 0191, 0192, 0193, 0194, 0195, 0196, 0197, 0198, 0199, 0200, 0201, 0202, 0203, 0204, 0205, 0206, 0207, 0208, 0209, 0210, 0211, 0212, 0213, 0214, 0215, 0216, 0217, 0218, 0219, 0220, 0221, 0222, 0223, 0224, 0225, 0226, 0227, 0228, 0229, 0230, 0231, 0232, 0233, 0234, 0235, 0236, 0237, 0238, 0239, 0240, 0241, 0242, 0243, 0244, 0245, 0246, 0247, 0248, 0249, 0250, 0251, 0252, 0253, 0254, 0255, 0256, 0257, 0258, 0259, 0260, 0261, 0262, 0263, 0264, 0265, 0266, 0267, 0268, 0269, 0270, 0271, 0272, 0273, 0274, 0275, 0276, 0277, 0278, 0279, 0280, 0281, 0282, 0283, 0284, 0285, 0286, 0287, 0288, 0289, 0290, 0291, 0292, 0293, 0294, 0295, 0296, 0297, 0298, 0299, 0300, 0301, 0302, 0303, 0304, 0305, 0306, 0307, 0308, 0309, 0310, 0311, 0312, 0313, 0314, 0315, 0316, 0317, 0318, 0319, 0320, 0321, 0322, 0323, 0324, 0325, 0326, 0327, 0328, 0329, 0330, 0331, 0332, 0333, 0334, 0335, 0336, 0337, 0338, 0339, 0340, 0341, 0342, 0343, 0344, 0345, 0346, 0347, 0348, 0349, 0350, 0351, 0352, 0353, 0354, 0355, 0356, 0357, 0358, 0359, 0360, 0361, 0362, 0363, 0364, 0365, 0366, 0367, 0368, 0369, 0370, 0371, 0372, 0373, 0374, 0375, 0376, 0377, 0378, 0379, 0380, 0381, 0382, 0383, 0384, 0385, 0386, 0387, 0388, 0389, 0390, 0391, 0392, 0393, 0394, 0395, 0396, 0397, 0398, 0399, 0400, 0401, 0402, 0403, 0404, 0405, 0406, 0407, 0408, 0409, 0410, 0411, 0412, 0413, 0414, 0415, 0416, 0417, 0418, 0419, 0420, 0421, 0422, 0423, 0424, 0425, 0426, 0427, 0428, 0429, 0430, 0431, 0432, 0433, 0434, 0435, 0436, 0437, 0438, 0439, 0440, 0441, 0442, 0443, 0444, 0445, 0446, 0447, 0448, 0449, 0450, 0451, 0452, 0453, 0454, 0455, 0456, 0457, 0458, 0459, 0460, 0461, 0462, 0463, 0464, 0465, 0466, 0467, 0468, 0469, 0470, 0471, 0472, 0473, 0474, 0475, 0476, 0477, 0478, 0479, 0480, 0481, 0482, 0483, 0484, 0485, 0486, 0487, 0488, 0489, 0490, 0491, 0492, 0493, 0494, 0495, 0496, 0497, 0498, 0499, 0500, 0501, 0502, 0503, 0504, 0505, 0506, 0507, 0508, 0509, 0510, 0511, 0512, 0513, 0514, 0515, 0516, 0517, 0518, 0519, 0520, 0521, 0522, 0523, 0524, 0525, 0526, 0527, 0528, 0529, 0530, 0531, 0532, 0533, 0534, 0535, 0536, 0537, 0538, 0539, 0540, 0541, 0542, 0543, 0544, 0545, 0546, 0547, 0548, 0549, 0550, 0551, 0552, 0553, 0554, 0555, 0556, 0557, 0558, 0559, 0560, 0561, 0562, 0563, 0564, 0565, 0566, 0567, 0568, 0569, 0570, 0571, 0572, 0573, 0574, 0575, 0576, 0577, 0578, 0579, 0580, 0581, 0582, 0583, 0584, 0585, 0586, 0587, 0588, 0589, 0590, 0591, 0592, 0593, 0594, 0595, 0596, 0597, 0598, 0599, 0600, 0601, 0602, 0603, 0604, 0605, 0606, 0607, 0608, 0609, 0610, 0611, 0612, 0613, 0614, 0615, 0616, 0617, 0618, 0619, 0620, 0621, 0622, 0623, 0624, 0625, 0626, 0627, 0628, 0629, 0630, 0631, 0632, 0633, 0634, 0635, 0636, 0637, 0638, 0639, 0640, 0641, 0642, 0643, 0644, 0645, 0646, 0647, 0648, 0649, 0650, 0651, 0652, 0653, 0654, 0655, 0656, 0657, 0658, 0659, 0660, 0661, 0662, 0663, 0664, 0665, 0666, 0667, 0668, 0669, 0670, 0671, 0672, 0673, 0674, 0675, 0676, 0677, 0678, 0679, 0680, 0681, 0682, 0683, 0684, 0685, 0686, 0687, 0688, 0689, 0690, 0691, 0692, 0693, 0694, 0695, 0696, 0697, 0698, 0699, 0700, 0701, 0702, 0703, 0704, 0705, 0706, 0707, 0708, 0709, 0710, 0711, 0712, 0713, 0714, 0715, 0716, 0717, 0718, 0719, 0720, 0721, 0722, 0723, 0724, 0725, 0726, 0727, 0728, 0729, 0730, 0731, 0732, 0733, 0734, 0735, 0736, 0737, 0738, 0739, 0740, 0741, 0742, 0743, 0744, 0745, 0746, 0747, 0748, 0749, 0750, 0751, 0752, 0753, 0754, 0755, 0756, 0757, 0758, 0759, 0760, 0761, 0762, 0763, 0764, 0765, 0766, 0767, 0768, 0769, 0770, 0771, 0772, 0773, 0774, 0775, 0776, 0777, 0778, 0779, 0780, 0781, 0782, 0783, 0784, 0785, 0786, 0787, 0788, 0789, 0790, 0791, 0792, 0793, 0794, 0795, 0796, 0797, 0798, 0799, 0800, 0801, 0802, 0803, 0804, 0805, 0806, 0807, 0808, 0809, 0810, 0811, 0812, 0813, 0814, 0815, 0816, 0817, 0818, 0819, 0820, 0821, 0822, 0823, 0824, 0825, 0826, 0827, 0828, 0829, 0830, 0831, 0832, 0833, 0834, 0835, 0836, 0837, 0838, 0839, 0840, 0841, 0842, 0843, 0844, 0845, 0846, 0847, 0848, 0849, 0850, 0851, 0852, 0853, 0854, 0855, 0856, 0857, 0858, 0859, 0860, 0861, 0862, 0863, 0864, 0865, 0866, 0867, 0868, 0869, 0870, 0871, 0872, 0873, 0874, 0875, 0876, 0877, 0878, 0879, 0880, 0881, 0882, 0883, 0884, 0885, 0886, 0887, 0888, 0889, 0890, 0891, 0892, 0893, 0894, 0895, 0896, 0897, 0898, 0899, 0900, 0901, 0902, 0903, 0904, 0905, 0906, 0907, 0908, 0909, 0910, 0911, 0912, 0913, 0914, 0915, 0916, 0917, 0918, 0919, 0920, 0921, 0922, 0923, 0924, 0925, 0926, 0927, 0928, 0929, 0930, 0931, 0932, 0933, 0934, 0935, 0936, 0937, 0938, 0939, 0940, 0941, 0942, 0943, 0944, 0945, 0946, 0947, 0948, 0949, 0950, 0951, 0952, 0953, 0954, 0955, 0956, 0957, 0958, 0959, 0960, 0961, 0962, 0963, 0964, 0965, 0966, 0967, 0968, 0969, 0970, 0971, 0972, 0973, 0974, 0975, 0976, 0977, 0978, 0979, 0980, 0981, 0982, 0983, 0984, 0985, 0986, 0987, 0988, 0989, 0990, 0991, 0992, 0993, 0994, 0995, 0996, 0997, 0998, 0999, 1000



Annexe 3

Scénario 1 : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE BASE (EAU CHAUDE DOMESTIQUE)

Mois	# Jrs	totale	Consommation			Après réduction de la base de 20%
			Avant réduction base		chauffage	
			base	réduction		
1	31	81	81	0	73	65
2	31	81	81	0	73	65
3	30	136	78	58	128	120
4	31	287	81	206	279	271
5	30	406	78	328	399	391
6	31	591	81	510	583	575
7	31	653	81	572	645	637
8	28	538	73	465	530	523
9	31	492	81	412	484	476
10	30	306	78	228	298	290
11	31	152	81	71	143	135
12	30	78	78	0	70	62
13	TOTAL	3 800	950	2 850	3 705	3 610
14	Proportion chauffage	75.0%			76.9%	78.9%
15	Proportion base	25.0%		2.6 m³ base / jr	23.1%	21.1%
16	A : cons. journ. moy. annuelle	10.41			10.15	9.89
17	B : cons. journ. moy. de l'hiver	17.75			17.49	17.23
18	C : cons. de la journée de pointe en hiver	21.06			20.80	20.54
19	Facteur "pointe" (C-B)	3.31			3.31	3.31
20	Facteur "espace" (B-A)	7.34			7.34	7.34
21	Coût de la pointe	313.70			313.70	313.70
22	Coût de l'espace	790.40			790.40	790.40
23	Coût d'Équilibrage	\$ 68.39			68.39	68.39
24	Coût de Transport	\$ 143.22			139.64	136.06
25	Coût total Transport & Équilibrage	\$ 211.61			208.03	204.45
26	Variation due à l'efficacité énergétique	\$			(3.58)	(7.16)
27	Coût d'Équilibrage	1.800			1.846	1.895
28	Coût de Transport	3.769			3.769	3.769
29	Coût total Transport & Équilibrage	5.569			5.615	5.664

COUT DE TRANSPORT ET D'EQUILIBRAGE APRES APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE
PETIT RESIDENTIEL (TARIF 1)

Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE

Mois	# Jrs	Consommation				
		totale	Avant réduction base		Après réduction du chauffage de	
			chauffage	10%	20%	
1	31	m ³	81	0	81	81
2	31	m ³	81	0	81	81
3	30	m ³	136	58	130	124
4	31	m ³	287	81	267	246
5	30	m ³	406	78	374	341
6	31	m ³	591	81	540	489
7	31	m ³	653	81	596	538
8	28	m ³	538	73	491	445
9	31	m ³	492	81	451	410
10	30	m ³	306	78	283	260
11	31	m ³	152	71	144	137
12	30	m ³	78	78	78	78
13			3 800	950	3 515	3 230
14		Proportion chauffage	75.0%		73.0%	70.6%
15		Proportion base	25.0%	2.6 m ³ base / jr	27.0%	29.4%

16		A : cons. journ. moy. annuelle	10.41		9.63	8.85
17		B : cons. journ. moy. de l'hiver	17.75		16.24	14.72
18		C : cons. de la journée de pointe en hiver	21.06		19.21	17.37
19		Facteur "pointe" (C-B)	3.31		2.98	2.65
20		Facteur "espace" (B-A)	7.34		6.61	5.87
21		Coût de la pointe	¢/m ³ /jr	313.70	313.70	313.70
22		Coût de l'espace	¢/m ³ /jr	790.40	790.40	790.40

23		Coût d'Équilibrage	\$	68.39	61.55	54.71
24		Coût de Transport	\$	143.22	132.48	121.74
25		Coût total Transport & Équilibrage	\$	211.61	194.03	176.45
26		Variation due à l'efficacité énergétique	\$		(17.58)	(35.16)
27		Coût d'Équilibrage	¢/m ³	1.800	1.751	1.694
28		Coût de Transport	¢/m ³	3.769	3.769	3.769
29		Coût total Transport & Équilibrage	¢/m ³	5.569	5.520	5.463

COUT DE TRANSPORT ET D'EQUILIBRAGE APRES APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE COMMERCIAL (TARIF 1)

Scénario I : RÉDUCTION DE LA CHARGÉ DE BASE

	Mois	# Jrs	Consommation			Après réduction de la base de	
			Avant réduction		10%	20%	
			totale	base	chauffage		
1	Juillet	m³	3 716	3 716	0	3 344	2 973
2	Août	m³	3 716	3 716	0	3 344	2 973
3	Septembre	m³	5 240	3 596	1 644	4 880	4 521
4	Octobre	m³	9 602	3 716	5 886	9 231	8 859
5	Novembre	m³	12 956	3 596	9 351	12 597	12 237
6	Décembre	m³	18 266	3 716	14 550	17 894	17 523
7	Janvier	m³	20 026	3 716	16 311	19 655	19 283
8	Février	m³	16 610	3 356	13 254	16 274	15 939
9	Mars	m³	15 453	3 716	11 737	15 081	14 710
10	Avril	m³	10 084	3 596	6 488	9 724	9 364
11	Mai	m³	5 736	3 716	2 020	5 364	4 992
12	Juin	m³	3 596	3 596	0	3 236	2 877
13	TOTAL		125 000	43 750	81 250	120 625	116 250
14	Proportion chauffage		65.0%			67.4%	69.9%
15	Proportion base		35.0%		119.9 m³ base / jr	32.6%	30.1%
<hr/>							
16	A : cons. journ. moy. annuelle	m³/jr	342.47			330.48	318.49
17	B : cons. journ. moy. de l'hiver	m³/jr	551.73			539.74	527.76
18	C : cons. de la journée de pointe en hiver	m³/jr	646.01			634.02	622.04
19	Facteur "pointe" (C-B)	m³/jr	94.28			94.28	94.28
20	Facteur "espace" (B-A)	m³/jr	209.26			209.26	209.26
<hr/>							
21	Coût de la pointe	€/m³/jr	313.70			313.70	313.70
22	Coût de l'espace	€/m³/jr	790.40			790.40	790.40
23	Coût d'Équilibrage	\$	1 949.78			1 949.78	1 949.78
24	Coût de Transport	\$	4 711.25			4 546.36	4 381.46
25	Coût total Transport & Équilibrage	\$	6 661.03			6 496.14	6 331.24
26	Variation due à l'efficacité énergétique	\$				(164.89)	(329.79)
27	Coût d'Équilibrage	€/m³	1.560			1.616	1.677
28	Coût de Transport	€/m³	3.769			3.769	3.769
29	Coût total Transport & Équilibrage	€/m³	5.329			5.385	5.446

COUT DE TRANSPORT ET D'EQUILIBRAGE APRES APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE
COMMERCIAL (TARIF 1)

Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE

Mois	# Jrs	Consommation			Après réduction du chauffage de		
		Avant réduction		chauffage	10%		20%
		totale	base		10%	20%	
1	31	3 716	3 716	0	3 716	3 716	
2	31	3 716	3 716	0	3 716	3 716	
3	30	5 240	3 596	1 644	5 076	4 911	
4	31	9 602	3 716	5 886	9 014	8 425	
5	30	12 956	3 596	9 361	12 020	11 084	
6	31	18 266	3 716	14 550	16 811	15 356	
7	31	20 026	3 716	16 311	18 395	16 764	
8	28	16 610	3 356	13 254	15 284	13 959	
9	31	15 453	3 716	11 737	14 279	13 106	
10	30	10 084	3 596	6 488	9 435	8 786	
11	31	5 736	3 716	2 020	5 534	5 332	
12	30	3 596	3 596	0	3 596	3 596	
13		125 000	43 750	81 250	116 875	108 750	
14	Proportion chauffage	65.0%			62.6%	59.8%	
15	Proportion base	35.0%		119.9 m³ base / jr	37.4%	40.2%	
16	A : cons. journ.moy. annuelle	342.47			320.21	297.95	
17	B : cons. journ. moy. de l'hiver	551.73			508.54	465.36	
18	C : cons. de la journée de pointe en hiver	646.01			593.39	540.78	
19	Facteur "pointe" (C-B)	94.28			84.85	75.42	
20	Facteur "espace" (B-A)	209.26			188.34	167.41	
21	Coût de la pointe	313.70			313.70	313.70	
22	Coût de l'espace	790.40			790.40	790.40	
23	Coût d'Équilibrage	\$ 1 949.78			\$ 1 754.80	\$ 1 559.82	
24	Coût de Transport	\$ 4 711.25			\$ 4 405.02	\$ 4 098.79	
25	Coût total Transport & Équilibrage	\$ 6 661.03			\$ 6 159.82	\$ 5 658.61	
26	Variation due à l'efficacité énergétique				(501.21)	(1 002.42)	
27	Coût d'Équilibrage	1.560			1.501	1.434	
28	Coût de Transport	3.769			3.769	3.769	
29	Coût total Transport & Équilibrage	5.329			5.270	5.203	

COUT DE TRANSPORT ET D'EQUILIBRAGE APRES APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE INDUSTRIEL (TARIF 3)

Scénario 1 : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE BASE (PROCÉDÉS)

Mois	# Jrs	Consommation				Après réduction de la base de	
		Avant réduction		Après réduction de la base de		10%	20%
		totale	base	chauffage	base	10%	20%
1	31	m³	50 959	0	45 863	40 767	
2	31	m³	50 959	0	45 863	40 767	
3	30	m³	52 350	3 035	47 419	42 487	
4	31	m³	61 826	10 867	56 730	51 634	
5	30	m³	66 596	17 281	61 665	56 733	
6	31	m³	77 820	26 862	72 725	67 629	
7	31	m³	81 071	30 112	75 975	70 879	
8	28	m³	70 496	24 468	65 893	61 290	
9	31	m³	72 628	21 659	67 532	62 436	
10	30	m³	61 292	11 977	56 361	51 429	
11	31	m³	54 688	3 729	49 592	44 496	
12	30	m³	49 315	0	44 384	39 452	
13			750 000	150 000	600 000	630 000	
14		Proportion chauffage	20.0%		21.7%	23.8%	
15		Proportion base	80.0%	1 643.8 m³ base / jr	78.3%	76.2%	
16		A : cons. journ.moy. annuelle	m³/jr	2 054.79	1 890.41	1 726.03	
17		B : cons. journ. moy. de l'hiver	m³/jr	2 441.13	2 276.75	2 112.36	
18		C : cons. de la journée de pointe en hiver	m³/jr	2 615.18	2 450.80	2 286.42	
19		Facteur "pointe" (C-B)	m³/jr	174.05	174.05	174.05	
20		Facteur "espace" (B-A)	m³/jr	386.33	386.33	386.33	
21		Coût de la pointe	¢/m³/jr	313.70	313.70	313.70	
22		Coût de l'espace	¢/m³/jr	790.40	790.40	790.40	
23		Coût d'Équilibrage	\$	3 599.59	3 599.59	3 599.59	
24		Coût de Transport	\$	28 267.50	26 006.10	23 744.70	
25		Coût total Transport & Équilibrage	\$	31 867.09	29 605.69	27 344.29	
26		Variation due à l'efficacité énergétique	\$		(2 261.40)	(4 522.80)	
27		Coût d'Équilibrage	¢/m³	0.480	0.522	0.571	
28		Coût de Transport	¢/m³	3.769	3.769	3.769	
29		Coût total Transport & Équilibrage	¢/m³	4.249	4.291	4.340	

COUT DE TRANSPORT ET D'EQUILIBRAGE APRES APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITE ENERGETIQUE INDUSTRIEL (TARIF 3)

Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE

Mois	# Jrs	Consommation				
		Avant réduction base		Après réduction du chauffage de 20%		
		totale	chauffage	10%	20%	
1	31	50 959	0	50 959	50 959	
2	31	50 959	0	50 959	50 959	
3	30	52 350	3 035	52 047	51 743	
4	31	61 826	10 867	60 740	59 653	
5	30	66 596	17 281	64 868	63 140	
6	31	77 820	26 862	75 134	72 448	
7	31	81 071	30 112	78 059	75 048	
8	28	70 496	24 468	68 049	65 602	
9	31	72 628	21 669	70 461	68 294	
10	30	61 292	11 977	60 095	58 897	
11	31	54 688	3 729	54 315	53 942	
12	30	49 315	0	49 315	49 315	
13	TOTAL	750 000	150 000	735 000	720 000	
14	Proportion chauffage	20.0%		18.4%	16.7%	
15	Proportion base	80.0%	1 643.8 m³ base / jr	81.6%	83.3%	
<hr/>						
16	A : cons. journ.moy. annuelle	m³/jr	2 054.79	2 013.70	1 972.60	
17	B : cons. journ. moy. de l'hiver	m³/jr	2 441.13	2 361.40	2 281.67	
18	C : cons. de la journée de pointe en hiver	m³/jr	2 615.18	2 518.05	2 420.91	
19	Facteur "pointe" (C-B)	m³/jr	174.05	156.65	139.24	
20	Facteur "espace" (B-A)	m³/jr	386.33	347.70	309.07	
21	Coût de la pointe	¢/m³/jr	313.70	313.70	313.70	
22	Coût de l'espace	¢/m³/jr	790.40	790.40	790.40	
<hr/>						
23	Coût d'Équilibrage	\$	3 599.59	3 239.64	2 879.68	
24	Coût de Transport	\$	28 267.50	27 702.15	27 136.80	
25	Coût total Transport & Équilibrage	\$	31 867.09	30 941.79	30 016.48	
26	Variation due à l'efficacité énergétique	\$		(925.31)	(1 850.62)	
27	Coût d'Équilibrage	¢/m³	0.480	0.441	0.400	
28	Coût de Transport	¢/m³	3.769	3.769	3.769	
29	Coût total Transport & Équilibrage	¢/m³	4.249	4.210	4.169	

Annexe 4

Croissance de l'Indice des prix à la consommation

<u>Année</u>	
2000	2,2 %
2001	1,8 %
2002	2,0 %
2003	2,3 %
2004	2,6 %
2005	2,7 %
2006	2,8 %
2007	2,9 %
2008	3,1 %
2009	3,1 %

Source : DRI/McGraw Hill, Canadian Market Outlook