

R A P P O R T S U R L E S S T R A T É G I E S
F A V O R I S A N T U N D É V E L O P P E M E N T
R E N T A B L E D U M A R C H É R É S I D E N T I E L E T
P R O P O S I T I O N S D E M O D I F I C A T I O N S A U X
T A R I F S E T C O N D I T I O N S A C T U E L S

T A B L E D E S M A T I È R E S

1. INTRODUCTION	5
2. L'IMPORTANCE DU DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL DANS LA STRATÉGIE DE CROISSANCE DE GAZ MÉTRO	7
2.1 Développement récent du marché résidentiel	7
2.1.1 Évolution du nombre de clients et des volumes	7
2.1.2 Situation concurrentielle	8
2.2 La place du marché résidentiel chez Gaz Métro et les perspectives de développement	10
2.3 Développer de nouveaux marchés	11
2.4 Vers un développement durable	11
3. PROBLÉMATIQUE DE LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL	13
3.1 Constats liés au calcul de la rentabilité	13
3.2 Modifications aux tarifs et effet sur l'évolution des taux pour la clientèle résidentielle	15
3.2.1 Évolution de la structure tarifaire	16
3.2.2 Évolution des taux et interfinancement	18
4. OBJECTIFS DE LA DÉMARCHE GLOBALE	21
4.1 Objectifs à court terme	21
4.1.1 Amélioration de la rentabilité du développement résidentiel	21
4.1.2 Maintien de la rentabilité	22
4.2 Objectifs à moyen terme	23
4.2.1 Développement du marché des appareils périphériques	23
4.2.2 Intégration des nouvelles technologies	24
5. SOLUTIONS DE RÉDUCTION DES COÛTS ET DÉMARCHES DE PRÉCISION DE LA MESURE DE LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL	27
5.1 Solutions à l'interne pour l'amélioration de la rentabilité du marché	

résidentiel	27
5.1.1 Plan de réduction des coûts de construction.....	27
5.1.2 Plan d'ajustement des aides financières	28
5.2 Démarche d'amélioration de la précision de la mesure de la rentabilité du marché résidentiel	30
5.2.1 Mise à jour des taux de maturation des nouvelles ventes.....	30
5.2.2 Mise à jour des hypothèses associées aux frais généraux	31
5.2.3 Impact des démarches internes sur la rentabilité du marché résidentiel	32
6. SOLUTIONS COMPLÉMENTAIRES EXPLORÉES EN CONSULTATION POUR AMÉLIORER LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL	37
6.1 Solutions complémentaires et tarifaire explorées	38
6.1.1 Facturation d'une contribution	38
6.1.2 Augmentation des frais de base	38
6.2 Orientations relatives aux conditions de service.....	39
6.2.1 Emplacement de compteurs et délais de raccordement	39
6.2.2 Fermetures temporaires de compteurs	39
6.3 Enjeux à considérer lors de la mise en place des solutions complémentaires et tarifaires	40
7. DÉMARCHE INITIALE DE CONSULTATION AUPRÈS DE LA CLIENTÈLE DE GAZ MÉTRO ET DE BALISAGE	41
7.1 Objectifs de la démarche initiale de consultation.....	41
7.2 Méthodologie appliquée.....	41
7.2.1 Balisage auprès d'autres distributeurs canadiens	42
7.2.2 Consultation des clients de Gaz Métro.....	42
7.3 Résultats de la démarche initiale de consultation.....	43
7.3.1. Balisage auprès d'autres distributeurs canadiens	43
7.3.2 Consultation des clients de Gaz Métro.....	45
7.4 Conclusions tirées de la démarche initiale de consultation et de balisage	61

8.	PROPOSITIONS TARIFAIRES ET COMPLÉMENTAIRES	64
8.1	Augmentation des frais de base	65
8.1.1	Détermination des nouveaux frais de base	65
8.1.2	Volume utilisé pour déterminer le frais de base	68
8.1.3	Impact sur l'efficacité énergétique et sur la simplicité de la facture.....	69
8.1.4	Impact sur les revenus	71
8.1.5	Enjeux soulevés et solution pour la clientèle à faible revenu	74
8.1.6	Date d'implantation souhaitée	79
8.1.7	Modification au texte des Tarifs.....	79
8.2	Mise en place d'une contribution minimale automatique pour les nouveaux clients résidentiels	80
8.2.1	Étalement de la contribution	81
8.2.2	Report de l'atteinte de l'objectif de la rentabilité cible.....	82
8.2.3	Modification au texte des Tarifs.....	83
8.3	Impact des modifications proposées sur le développement du marché des appareils périphériques et des nouvelles technologies	84
8.3.1	Le marché des appareils périphériques	84
8.3.2	Le marché des nouvelles technologies	86
8.4	Standardisation des conditions de raccordement.....	87
8.4.1	Emplacement du raccordement.....	87
8.4.2	Délai de raccordement	88
8.5	Modification aux frais de remise en service	88
9.	CONCLUSION	91
9.1	Synthèse des propositions pour le développement du marché résidentiel.....	91
9.2	Scénarios de développement du marché résidentiel	92
10.	ANNEXES	94
10.1	Étude de Multi Réso – Senergis	94
10.2	Sites Internet avec programme pour les ménages à faible revenu.....	94
10.3	Chartwell, low income programs.....	94

1 **1. INTRODUCTION**

2 Tel que présenté dans le cadre de la cause tarifaire 2007 (R-3596-2006) le plan de
3 développement 2006-2007 présentait, pour le marché résidentiel¹, une baisse de rentabilité par
4 rapport à l'année précédente. Gaz Métro mentionnait alors que cette baisse de rentabilité
5 provenait essentiellement d'une meilleure connaissance des coûts réels de raccordement des
6 clients à la suite de l'implantation du système SAP. La rentabilité prévue en 2006-2007 n'était
7 donc pas nécessairement à la baisse, mais elle est dorénavant mieux mesurée. Cette baisse de
8 la rentabilité du marché résidentiel s'est manifestée, d'une part en extensions de réseau à
9 l'égard desquelles, de 2006 à 2007, le taux de rendement interne (TRI) est passé de 9,67 % à
10 7,44 % et le point mort tarifaire de 13,66 ans à 22,64 ans. D'autre part, en densification du
11 réseau, le TRI est passé de 14,22 % à 10,34 % et le point mort tarifaire a augmenté de 1 an à
12 8,93 ans.

13 Afin d'améliorer la rentabilité du marché résidentiel, Gaz Métro a entrepris, au printemps 2006,
14 des démarches internes pour revoir les facteurs d'influence de la rentabilité du marché
15 résidentiel, parmi lesquels les coûts de construction et les subventions.

16 Durant la Cause tarifaire 2007, le Groupe de travail proposait de mettre sur pied un groupe de
17 travail spécifique, encadré par la Régie, dont le mandat aurait été d'évaluer les démarches
18 internes de Gaz Métro et, si nécessaire, d'élaborer une solution tarifaire.

19 Dans sa décision D-2006-140, la Régie indiquait ce qui suit :

- 20 « - (...) considère que la responsabilité première, à l'égard de la réalisation des travaux visant à améliorer la
21 rentabilité des interventions dans le marché résidentiel, appartient à SCGM.
- 22 - (...) juge cependant acceptable que les intervenants intéressés, reconnus au dossier, puissent être
23 consultés et autorise la création d'un groupe de travail.
- 24 - (...) demande à SCGM de présenter à ce groupe de travail un rapport sur les démarches internes
25 entreprises pour réduire les coûts de raccordement et de ventes et les résultats de ces travaux. (...)
26 demande également à SCGM de présenter à ce groupe de travail les solutions envisagées pour améliorer la
27 rentabilité du marché résidentiel en établissant et justifiant le lien avec les critères usuels de rentabilité (TRI,
28 point mort tarifaire, etc.).

¹ Le marché résidentiel comprend les résidences unifamiliales, les duplex, les triplex ainsi que les condos

1 - (...) autorise un maximum de deux rencontres dont l'objet sera d'obtenir le point de vue des participants
2 quant aux objectifs visés et aux solutions proposées. Par ailleurs, lors du prochain dossier tarifaire, le
3 distributeur devra déposer, pour examen, un rapport sur le sujet. »

4 Faisant suite à cette décision de la Régie, le groupe de travail s'est réuni à deux reprises, soit le
5 17 novembre 2006 et le 18 janvier 2007.

6 La première rencontre avait pour but de faire un survol de l'historique de la rentabilité du
7 marché résidentiel, de définir la cible de la rentabilité à atteindre et de présenter les démarches
8 internes et de consultation auprès des différents intervenants et d'en illustrer leurs impacts.

9 La seconde rencontre permettait de présenter les résultats de la consultation de la clientèle
10 résidentielle, les divers enjeux soulevés, les pistes de solutions étudiées ainsi que les solutions
11 proposées, tarifaires ou non.

12 Le présent document a pour objectif de faire rapport à la Régie, pour approbation, et de lui
13 permettre d'avoir un portrait complet illustrant l'ensemble des stratégies proposées pour
14 améliorer la rentabilité du marché résidentiel dans une vision de développement à court et
15 moyen termes.

1 **2. L'IMPORTANCE DU DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL DANS LA**
2 **STRATÉGIE DE CROISSANCE DE GAZ MÉTRO**

3 Depuis son retour dans le résidentiel en 1997, ce marché est devenu l'un des principaux
4 éléments de croissance de Gaz Métro, avec plus de 30 000 nouveaux clients qui ont choisi le
5 gaz naturel comme source d'énergie.

6 Par ailleurs, dans la foulée de la nouvelle stratégie énergétique du Québec, avec un potentiel
7 important de conversion de bâtiments situés sur le réseau gazier et une progression constante
8 du taux de pénétration du gaz naturel sur les mises en chantier résidentielles au Québec, on
9 constate qu'il y a encore de la place pour assurer une croissance durable et rentable de ce
10 marché advenant des conditions tarifaires propices.

11 Compte tenu que les autres segments de marché de Gaz Métro, comme les grandes
12 entreprises ainsi que le marché affaires, sont à maturité ou même en déclin, le développement
13 du marché résidentiel doit donc prendre la relève afin d'assurer une croissance du
14 développement qui sera bénéfique pour l'ensemble des clients, employés et investisseurs.

15 Par ailleurs, afin de jouer le rôle social qui lui revient, Gaz Métro souhaite axer son
16 positionnement et surtout ses actions autour du concept de développement durable. Le
17 développement du marché résidentiel devra être non seulement rentable, mais aussi considérer
18 l'arrivée de nouvelles technologies environnementales telles que la géothermie et les systèmes
19 hybrides et devra être sensible aux préoccupations et aux enjeux spécifiques à sa clientèle la
20 plus démunie.

21 Gaz Métro doit ainsi mettre en place dès maintenant les conditions qui assurent une rentabilité
22 optimale, afin d'être en mesure d'appuyer le développement durable de ce marché dans
23 l'avenir.

24 **2.1 Développement récent du marché résidentiel**

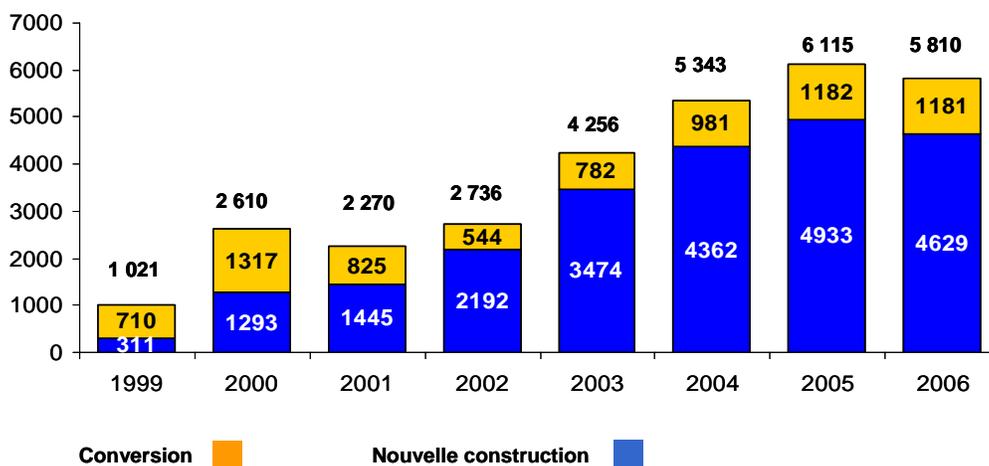
25 2.1.1 Évolution du nombre de clients et des volumes

26 L'évolution des nouvelles ventes du marché résidentiel démontre la croissance importante
27 de ce marché depuis 1999, principalement le marché de la nouvelle construction. Favorisé
28 par la croissance du nombre de mises en chantier au Québec et des efforts accrus du

1 distributeur afin d'augmenter le taux de pénétration, le nombre de nouveaux clients
2 résidentiels est passé de 1 021 en 1999 à plus de 5 800 en 2006.

3 Nouveaux clients du marché résidentiel²

4 Évolution de 1999 à 2006



5
6 La croissance du nombre de nouveaux clients a eu un effet direct sur celle des clients du
7 marché résidentiel, permettant d'atteindre environ 114 000 clients au terme de l'année
8 2006³. Rappelons que le développement du marché résidentiel avait été délaissé au cours
9 des années 80 avant la relance, en 1997, du développement du nouveau marché
10 résidentiel tel qu'on le connaît aujourd'hui.

11 2.1.2 Situation concurrentielle

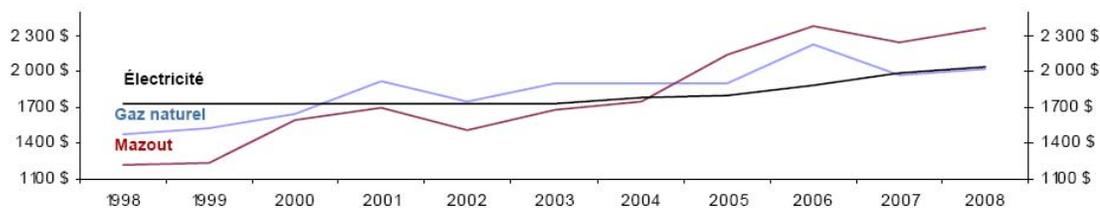
12 Il faut souligner que cette croissance du nombre de clients résidentiels s'est effectuée
13 malgré une situation concurrentielle difficile avec le réajustement majeur du prix du gaz
14 naturel sur le marché en 2000 et 2001. Les graphiques ci-dessous présentent la situation
15 concurrentielle du marché résidentiel de 1998 à 2007 ainsi qu'une prévision pour 2008.

² Tel que déposé au rapport annuel pour chacune des années (Gaz Métro 9 document 4)

³ Nombre de clients du marché résidentiel ayant une consommation supérieure à 0 m³ pour l'année 2005-2006

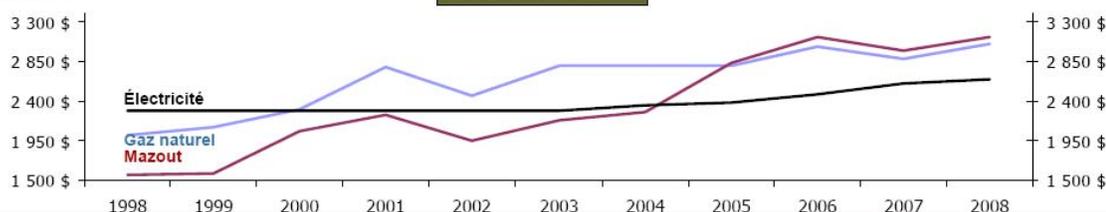
(équipements
haute efficacité)

Nouvelle résidence ⁽¹⁾



(équipements
conventionnels)

Résidence existante ⁽¹⁾



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	6 mois réels	2008
Prix du gaz (\$/GJ) ⁽²⁾	2,06	2,63	3,93	6,79	4,66	6,26	6,40	6,75	7,84	6,21	7,12
Prix du mazout n°2 (¢/l) ⁽³⁾	17,35	16,45	34,00	36,05	28,65	35,20	37,18	52,11	59,96	55,05	59,10
Prix de l'électricité	(selon tarification d'Hydro-Québec)									1,9%	2,0% ⁽⁴⁾

Répartition de la facture au gaz naturel par service

Fourniture	36 %	43 %
Compression	2 %	2 %
Équilibrage	5 %	6 %
Transport	9 %	6 %
Distribution	48 %	43 %

(1) Cas type : Consommation résidence de 205 m³ (2 200 pi³) - Nouvelle résidence 2 321 m³ - Résidence existante 3 931 m³

(2) Prix du gaz : Moyenne du prix du gaz de réseau (\$/GJ)

(3) Prix du mazout : Moyenne du prix du mazout n° 2 «à la rampe de chargement» (¢/litre)

(4) Source: Régie R-3610-2006 décision D-2007-12. La hausse tarifaire est considérée dans la situation concurrentielle de l'année suivante.

Prévisions

1
2 On constate que la situation concurrentielle du gaz naturel dans le marché résidentiel s'est
3 améliorée de façon très importante face au mazout depuis 2005. Le gaz naturel présente
4 maintenant un avantage concurrentiel marqué face à cette source d'énergie. Les
5 augmentations des tarifs d'électricité depuis le dégel ont également permis au gaz naturel
6 d'améliorer sa situation concurrentielle face à l'électricité. Selon un prix moyen du gaz
7 naturel de 7,12 \$/GJ en 2008⁴, l'électricité et le gaz naturel seront presque à parité pour
8 une nouvelle résidence, situation qui n'a pas été rencontrée depuis 2002.

9 De plus, on constate également qu'avec l'augmentation des prix du gaz naturel depuis
10 2002, le poids relatif de chacune des composantes de la facture de gaz naturel a fluctué
11 de façon importante. À titre d'exemple, entre 2002 et 2008⁵, la part de la composante
12 fourniture est passée de 36 % à 43 % alors que la composante distribution est passée de

⁴ Après transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture, Gaz Métro-4, document 1, page 10.

1 48 % à 43 %. Le prix du gaz représentera donc une composante aussi importante que la
2 distribution dans la facture du client en 2008.

3 **2.2 La place du marché résidentiel chez Gaz Métro et les perspectives de**
4 **développement**

5 Au cours des dix dernières années, Gaz Métro a déployé plusieurs stratégies pour convaincre
6 un nombre croissant de ménages québécois de choisir le gaz naturel comme source d'énergie
7 et ce, tant pour des conversions de bâtiments résidentiels sur réseau que de nouveaux projets
8 domiciliaires alimentés au gaz naturel. Depuis maintenant quatre ans, les efforts de
9 communication reliés à la campagne de positionnement de Gaz Métro visent à rendre
10 l'utilisation du gaz naturel plus sympathique et à atténuer le sentiment de crainte que 50 % de la
11 population a encore à l'égard de cette source d'énergie.

12 Aujourd'hui, le marché résidentiel représente plus de 65 % du nombre de clients desservis par
13 Gaz Métro. Malgré la faible proportion des volumes de ce marché, soit de l'ordre de 4 à 5 % des
14 livraisons totales, les revenus de distribution annuels issus de ce marché sont d'environ 65 M\$,
15 soit autant que les revenus générés par les tarifs D₄ et D₅ combinés⁶. Chaque nouveau client
16 résidentiel raccordé au réseau de Gaz Métro rapporte en moyenne des revenus de 26,5 ¢/m³.

17 D'ici les cinq prochaines années, Gaz Métro souhaite poursuivre ses efforts en vue de maintenir
18 une progression constante de sa clientèle résidentielle. Cette progression anticipée est
19 constituée d'une part, par un bassin de près de 115 000 bâtiments résidentiels sur réseau,
20 alimentés à une autre source d'énergie que le gaz naturel. Ces bâtiments, largement
21 concentrés dans la région métropolitaine de Montréal, constituent un potentiel de plus de
22 198 000 10³ m³, soit 82 % de la consommation totale des clients résidentiels existants en 2006.
23 D'autre part, Gaz Métro compte sur une progression importante de ses parts de marché en
24 nouvelle construction résidentielle. Cette progression s'exprime en termes de taux de
25 pénétration sur les mises en chantier provinciales. En 1999, 1,87 % des mises en chantier
26 résidentielles étaient alimentées en gaz naturel. En 2006, cette proportion est passée à
27 10,33 %. L'objectif de Gaz Métro serait d'atteindre un taux de pénétration de 17 % à 18 % d'ici
28 2010.

⁵ Pour l'année 2008, la répartition est établie en fonction des tarifs en vigueur au 1^{er} octobre 2006

⁶ Gaz Métro-13, document 6, page 1.

1 Bref, il est évident que le développement du marché résidentiel est très important pour Gaz
2 Métro et ses clients. Cette volonté de développer ce marché est d'ailleurs en lien direct avec la
3 stratégie énergétique du gouvernement du Québec qui prône l'utilisation de la bonne énergie au
4 bon endroit.

5 **2.3 Développer de nouveaux marchés**

6 Toujours dans le contexte d'un essoufflement constaté de la croissance des revenus générés
7 par la clientèle grandes entreprises et affaires, Gaz Métro souhaite également développer de
8 nouveaux créneaux à l'intérieur même du marché résidentiel qui sont actuellement desservis
9 par des sources d'énergie concurrentes, telles que le propane, le bois ou l'électricité. Il s'agit
10 principalement du marché des appareils périphériques (foyer, cuisinière, barbecue, sècheuse,
11 etc.). Gaz Métro serait alors en mesure de répondre à l'attrait de ces appareils auprès des
12 clients potentiels et c'est souvent la cuisinière ou le foyer à gaz naturel qui suscite l'intérêt des
13 clients à avoir accès au réseau de Gaz Métro. Jusqu'ici négligé, le développement du marché
14 des appareils périphériques est associé à de faibles volumes de consommation
15 (comparativement au chauffage), d'où la nécessité de développer des solutions qui permettront
16 de garantir la rentabilité de ce créneau prometteur.

17 **2.4 Vers un développement durable**

18 De plus en plus, les individus se questionnent sur l'impact environnemental de leur
19 consommation énergétique. Toutes les formes d'énergie seront sujettes à cette prise de
20 conscience de la part des consommateurs et le gaz naturel peut être appelé à jouer un rôle
21 important en ce sens avec des conditions tarifaires adaptées.

22 C'est donc dans un nouvel esprit de développement durable que Gaz Métro veut naviguer au
23 cours des prochaines années, dans l'atteinte de ses objectifs pour le marché résidentiel. Notre
24 positionnement comme énergie propre devra s'inscrire dans toutes nos activités de
25 développement du marché. La croissance de la géothermie, le développement de nouvelles
26 technologies hybrides ou encore les changements aux normes de construction constituent des
27 défis que Gaz Métro devra relever pour atteindre ses objectifs de croissance du marché
28 résidentiel dans le respect des demandes de ses clients. Loin de constituer des embûches, ces
29 nouvelles réalités technologiques doivent se transformer en occasions de développement.
30 Cependant, le contexte tarifaire actuel pourrait, dans plusieurs cas, freiner la pénétration de

1 solutions intégrant le gaz naturel en système d'appoint puisqu'elles auraient comme
2 conséquence d'augmenter la pression sur les tarifs des autres clients de la franchise. Ainsi, il
3 est primordial de concilier cette vision de développement durable de Gaz Métro, avec les
4 objectifs de développement à moyen terme du marché résidentiel. Cette nouvelle tendance aux
5 énergies «vertes» ou «alternatives» entraînera une réduction des volumes « garantis » par
6 client, ce qui aura pour impact de générer un effet à la baisse et une relative instabilité sur la
7 rentabilité de notre développement. Gaz Métro, en tant que distributeur, doit donc réussir à
8 assurer la réalisation de ses objectifs de rentabilité, dans une perspective où les volumes des
9 nouvelles acquisitions seront plus bas et plus sensibles à des facteurs externes.

1 **3. PROBLÉMATIQUE DE LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

2 L'importance du développement du marché résidentiel, telle que démontrée dans la section
3 précédente, se heurte toutefois à la problématique actuelle de la rentabilité, elle-même à
4 l'origine du grand questionnement et des solutions exposés dans ce rapport.

5 **3.1 Constats liés au calcul de la rentabilité**

6 Comme on peut le remarquer dans le tableau de la page suivante, le marché résidentiel a
7 présenté en général une rentabilité globale supérieure aux objectifs sur la période de 2001 à
8 2005. Ces niveaux de rentabilité étaient jugés satisfaisants pour Gaz Métro. Le calcul de la
9 rentabilité était effectué à partir d'estimés de coûts de construction issus d'analyses comptables
10 effectuées avant l'implantation de SAP.

11 Historique de la rentabilité du marché résidentiel 2001 à 2005⁷

	2001	2002	2003	2004	2005
Nouvelle construction					
Objectif					
TRI (%)	6,91	9,14	10,33	11,95	10,17
Pt Mort (an)	19,53	14,18	10,83	7,63	12,53
Résultat					
TRI (%)	12,50	12,49	11,65	15,52	13,71
Pt Mort (an)	7,08	7,47	9,25	1,81	2,58
Conversion					
Objectif					
TRI (%)	13,40	11,87	12,06	9,78	14,52
Pt Mort (an)	2,97	9,38	7,61	12,24	1,00
Résultat					
TRI (%)	18,20	11,62	14,80	13,39	12,98
Pt Mort (an)	2,23	8,97	4,56	1,00	1,00
Total					
Objectif					
TRI (%)	9,33	10,39	10,82	11,52	10,97
Pt Mort (an)	11,37	11,61	10,14	8,94	9,87
Résultat					
TRI (%)	14,16	12,36	12,28	15,11	13,61
Pt Mort (an)	4,52	7,74	7,52	1,77	2,53

12

⁷ Tel que déposé au dossier tarifaire de chacune des années pour la partie « objectifs » et calculé au rapport annuel pour la partie « résultats »

1 La mise en place du système intégré SAP a permis d'associer plus précisément l'ensemble des
2 coûts réels de construction aux projets précis auxquels ils se rapportent. Les coûts associés à
3 un projet sont comptabilisés par ordre interne (OTP). Il est ainsi plus facile d'associer les coûts
4 de construction aux projets et aux ventes.

5 Cette meilleure information à la source a permis à Gaz Métro de réviser les estimations de
6 coûts de conduites, raccordements et compteurs associées au développement du marché
7 résidentiel pour l'année 2006, dès octobre 2005, en utilisant les coûts moyens calculés à partir
8 des données de SAP de l'année financière 2004-2005. Par exemple, les coûts moyens de
9 construction (raccordements et compteurs) utilisés pour les fins du calcul de la rentabilité du
10 plan de développement 2006 étaient respectivement de 1 457 \$ et de 2 108 \$ pour une
11 nouvelle construction et pour une résidence sur réseau (conversion). Les coûts moyens réels
12 observés au cours de l'année 2004-2005 tirés des analyses de SAP se sont avérés plus élevés
13 pour atteindre 2 541 \$ pour la nouvelle construction et 3 418 \$ pour la construction sur réseau.

	Exemple	
	Résidence unifamiliale (coût moyen)	
	Cause 2006	Réal 2006
Nouvelle construction	1 457 \$	2 541 \$
Conversion	2 108 \$	3 418 \$

14 Réel 2006: Hypothèses utilisées dans le cadre de l'analyse de rentabilité 2006 basées sur les coûts 2004-2005 (SAP).

15 Puisque les coûts moyens réels 2004-2005 ayant servis aux calculs de la rentabilité réelle du
16 plan de vente 2005-2006 du rapport annuel, s'avèrent être plus élevés que les hypothèses de
17 coûts utilisées pour évaluer la rentabilité du plan de développement de 2005-2006⁸ et des
18 années antérieures, la rentabilité réelle du marché résidentiel en 2005-2006 est donc inférieure
19 à l'objectif 2006 et à celle des années précédentes. Cependant, ce constat ne permet pas de
20 conclure que le marché résidentiel est moins rentable qu'auparavant, mais plutôt que la
21 rentabilité du plan de développement est maintenant mieux mesurée que celle des plans de
22 développement des années antérieures.

⁸ R-3529-2004, SCGM-2, document 6

1 **LA RENTABILITÉ PRÉVUE ET RÉELLE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2006⁹ et 2007¹⁰**

	Cause tarifaire 2006		Résultats au 30 sept. 2006		Cause tarifaire 2007	
	Tri (%)	Pt Mort (an)	Tri (%)	Pt Mort (an)	Tri (%)	Pt Mort (an)
Nouvelle construction	9,67	13,66	7,69	20,43	7,44	22,64
Conversion	14,22	1,00	10,76	8,92	10,34	8,93
Total	10,51	10,98	8,27	16,99	7,90	19,23

2

3 Lors de la cause tarifaire 2007, au printemps 2006, ces mêmes coûts moyens plus élevés ont
4 été utilisés pour établir la rentabilité prévue du plan de développement 2006-2007. Il en est
5 résulté une rentabilité similaire à la rentabilité réelle de 2006 et inférieure à la rentabilité
6 anticipée aux plans de développement des années précédentes. On se souviendra que c'est
7 principalement la présentation des objectifs de rentabilité 2007 du marché résidentiel au groupe
8 de travail (PEN) qui avait suscité le besoin de mettre en place un groupe de travail pour discuter
9 des solutions visant à améliorer la rentabilité.

10 Même si la hausse moyenne de 5,7 % du premier palier du tarif D₁ au 1^{er} octobre 2006 n'était
11 pas une mesure directe visant l'amélioration de la rentabilité du marché résidentiel, elle y
12 contribuait tout de même comme nous le verrons un peu plus loin, sans toutefois être suffisante
13 pour régler la problématique en totalité.

14 **3.2 Modifications aux tarifs et effet sur l'évolution des taux pour la clientèle**
15 **résidentielle**

16 Si une meilleure mesure des coûts du développement résidentiel suite à l'implantation de SAP a
17 eu un impact sur la rentabilité, il faut également revenir sur d'autres facteurs liés à la structure
18 même du tarif applicable à cette clientèle pour bien saisir la problématique actuelle.

⁹ R-3559-2005, SCGM-2, document 6

¹⁰ R-3596-2006, SCGM-3, document 6

1 3.2.1 Évolution de la structure tarifaire

2 Il n'existe plus de tarif spécifique pour la clientèle résidentielle depuis 1992, année
3 d'abolition du tarif 2, le *Service domiciliaire et institutionnel*. Les clients résidentiels sont
4 maintenant facturés au service général D₁. Ce tarif est composé de deux portions
5 distinctes :

- 6 - une portion fixe (frais de base) exprimée en ¢/compteur/jour, facturée aux clients,
7 qu'ils consomment ou non;
- 8 - une portion variable (taux unitaire au volume retiré) constituée de paliers de
9 consommation dégressifs exprimée en ¢/m³, facturée aux clients en fonction de
10 leur consommation.

11 En 2002, dans le cadre du groupe de travail portant sur la révision de la structure tarifaire
12 pour favoriser l'efficacité énergétique (R-3481-2002) certaines modifications avaient été
13 proposées, entre autres la réduction des frais de base et la fusion des premiers paliers de
14 consommation. Ces modifications visaient, à ce moment, quatre objectifs : favoriser
15 l'efficacité énergétique, simplifier la structure tarifaire, éviter les débranchements
16 temporaires et améliorer la position concurrentielle pour les clients ayant une petite
17 consommation.

18 Favoriser l'efficacité énergétique à l'aide de la composante distribution

19 Gaz Métro étant une entreprise pour laquelle les coûts fixes sont très importants, des
20 économies d'échelle se dégagent avec l'augmentation du volume de consommation. Cette
21 logique de coûts dégressifs est la raison pour laquelle les tarifs du distributeur sont eux
22 aussi décroissants en fonction du volume de consommation. Or, des tarifs qui décroissent
23 progressivement lorsque la consommation des clients augmente atténuent le signal de
24 prix. Cependant, dans le contexte actuel où les prix du gaz naturel sont élevés, quoique
25 cette logique tienne toujours, le signal le plus significatif pour le client provient du prix de
26 la fourniture du gaz naturel puisqu'il représente aujourd'hui une partie de la facture aussi
27 importante que la distribution et que son niveau et son évolution sont davantage
28 médiatisés auprès de la clientèle.

29 En ce qui concerne le tarif D₁, les trois premiers paliers avaient donc été fusionnés (les

1 deux premiers au 1^{er} octobre 2002 et le troisième au 1^{er} octobre 2003). Avant la fusion,
2 comme les taux des deuxième et troisième paliers étaient inférieurs à celui du premier, les
3 clients recevaient le signal que plus leur consommation était importante, plus le taux
4 moyen de distribution au volume retiré était faible. La fusion des trois premiers paliers a
5 permis de facturer un taux unique à une part importante de clients (environ 130 000 clients
6 selon les données du dossier tarifaire 2007).

7 L'application d'un frais de base avait également été identifiée comme un élément pouvant
8 avoir un effet négatif sur l'efficacité énergétique, la logique étant que l'utilisation d'un frais
9 de base réduit le poids accordé à la portion variable de la facture et diminue le signal de
10 prix sur la composante distribution. Le groupe de travail avait alors proposé de réduire le
11 frais de base et, en contrepartie, d'augmenter le taux unitaire au volume retiré de façon à
12 générer les mêmes revenus totaux. Il est à noter qu'un autre but visé par la réduction du
13 frais de base était l'uniformisation des montants facturés aux clients résidentiels et
14 institutionnels, ainsi que ceux facturés aux autres clients, uniformisation atteinte au
15 1^{er} octobre 2006. Désormais, tous les clients du tarif D₁ sont assujettis au même frais de
16 base réduit.

17 Simplifier la structure tarifaire

18 La méthode de calcul du prix unitaire du tarif D₁, qui résulte de l'application des différents
19 paliers de consommation, générait aussi une certaine complexité à la structure du tarif. La
20 réduction du nombre de paliers pour les plus petits niveaux de consommation permettait
21 donc de simplifier le calcul du prix pour un nombre important de clients qui se voient
22 désormais facturés au même taux de distribution d'un mois à l'autre.

23 Éviter les débranchements temporaires

24 Certains clients choisissent d'interrompre temporairement leur service de gaz naturel de
25 façon à éviter le paiement du frais de base. La structure tarifaire ne devrait pas favoriser
26 un tel comportement de la clientèle puisqu'il exige une intervention de Gaz Métro pour
27 procéder à la fermeture et à la réouverture du compteur du client. La réduction des frais
28 de base devait permettre de réduire ce comportement. Toutefois, plusieurs clients
29 procèdent encore ainsi à chaque année. L'analyse de la problématique a permis de
30 constater que la solution se trouve davantage au niveau des frais de remise en service,

1 qui sont actuellement plus faibles que les coûts réels, qu'au niveau du frais de base. Ce
2 sujet sera abordé ultérieurement.

3 Améliorer la position concurrentielle pour les clients ayant une plus petite consommation

4 Lors de la cause tarifaire 2003 (R-3484-2002, SCGM-13, document 1), Gaz Métro avait
5 expliqué que la situation concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité pour les clients
6 sans chauffage de l'espace, avec une très petite consommation, était difficile depuis
7 quelques années. La réduction des frais de base avait permis d'améliorer la position
8 concurrentielle pour ce groupe de clients. La fusion des premiers paliers avait également
9 eu un effet positif puisque l'exercice impliquait, entre autres, la baisse du taux du premier
10 palier. Toutefois, l'effet négatif aura été de rendre plus difficile et moins rentable le
11 développement du marché des appareils périphériques.

12 Or, suite au dégel des tarifs d'électricité, la position du gaz naturel s'est améliorée comme
13 on peut le constater à la section 2.1. Le gaz naturel est maintenant plus compétitif que par
14 le passé par rapport à l'électricité dans le marché de la nouvelle construction. Il est donc
15 plus envisageable de procéder aujourd'hui à des ajustements tarifaires au niveau du
16 premier palier du tarif D₁ sans compromettre les revenus qui lui sont associés.

17 Ainsi, suite à ces changements, les clients ont maintenant un tarif dont les trois premiers
18 paliers sont fusionnés. La combinaison de la diminution des frais de base et de
19 l'augmentation des frais variables implique donc une facture totale de distribution qui est
20 moins stable qu'auparavant.

21 3.2.2 Évolution des taux et interfinancement

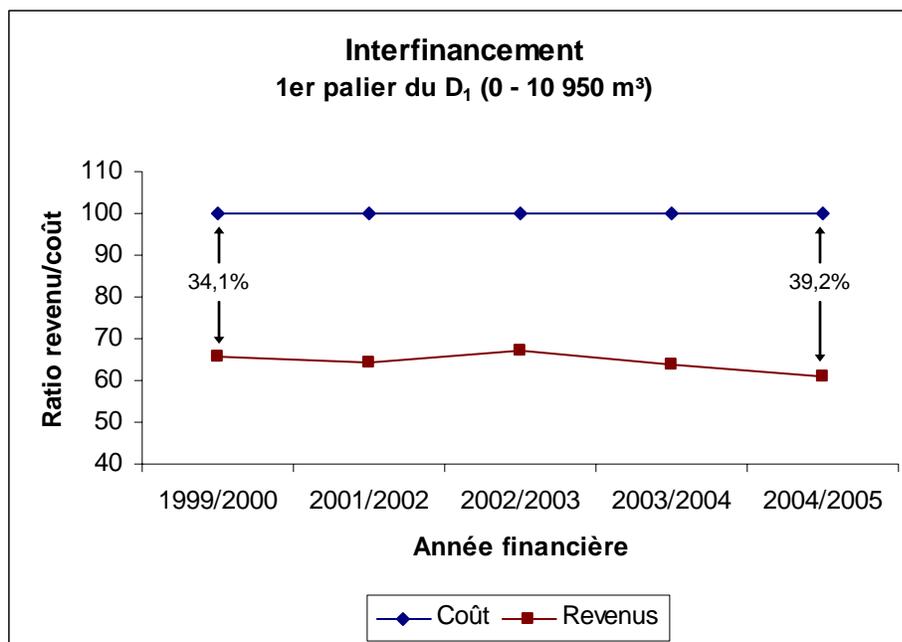
22 Le tableau suivant présente l'évolution des frais de base depuis le 1^{er} octobre 2000. On y
23 présente également l'impact des variations tarifaires apportées au cours des dernières
24 années sur le premier palier du tarif D₁.

1 **Évolution du taux moyen du premier palier du tarif D₁ (0 - 10 950 m³)**

Année	00/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07
Frais de base (FB) (¢/compteur/jour)	30,629	30,503	28,000	28,000	27,000	26,000	25,000
Portion fixe (FB) (¢/m ³)	4,257	4,239	3,892	3,892	3,753	3,614	3,475
Portion variable (¢/m ³)	21,292	22,339	22,928	23,141	21,896	21,957	23,543
Totale (¢/m³)	25,549	26,579	26,820	27,032	25,649	25,570	27,018
Variation des taux (année courante vs précédente)		(%) 4,0	0,9	0,8	-5,1	-0,3	5,7

2 Depuis six ans, le taux moyen du premier palier du tarif D₁ où se retrouvent presque tous
3 les clients résidentiels a augmenté de 5,7 %, soit 0,9 % par année en moyenne. Au-delà
4 du fait que les fusions de paliers tarifaires et la réduction de la portion fixe ont affecté très
5 différemment les clients avec différentes consommations, cette augmentation moyenne
6 n'a pas été suffisante pour maintenir une rentabilité acceptable lorsque l'évaluation de la
7 rentabilité se fait selon des coûts révisés. Une nouvelle stratégie tarifaire devrait donc être
8 mise en place pour augmenter la rentabilité. Celle-ci ne devrait pas influencer de façon
9 importante le niveau d'interfinancement actuel entre les tarifs.

10 Cet interfinancement au premier palier du tarif D₁ est présenté au graphique suivant. On y
11 voit qu'il a légèrement augmenté depuis le début des années 2000, l'écart entre les coûts
12 et les revenus passant de 34,1 % en 1999-2000 à 39,2 % en 2004-2005, impliquant
13 qu'une partie moins importante des coûts est supportée par les clients du premier palier.



- 1
- 2 Ainsi, en se basant sur une logique de coûts, il serait justifié de faire payer un montant
- 3 supplémentaire aux clients de ce palier. Si cela s'avérait nécessaire, le montant devrait
- 4 toutefois être établi en respectant la situation concurrentielle et en se souciant de l'impact
- 5 global sur la facture des clients en fonction des objectifs poursuivis.

1 **4. OBJECTIFS DE LA DÉMARCHE GLOBALE**

2 Tel que mentionné en introduction, les études entourant la rentabilité du marché résidentiel
3 soulèvent un questionnement qui est beaucoup plus large que la problématique de la rentabilité
4 elle-même. Elles ont amené Gaz Métro à réfléchir sur ses objectifs à court et moyen termes
5 pour être en mesure de décider de sa stratégie de développement de ce marché.

6 Au-delà de l'amélioration de la rentabilité du marché résidentiel, Gaz Métro doit également
7 mettre en place les bases qui assureront le maintien de cette rentabilité au-delà des premières
8 années de consommation des clients nouvellement raccordés. Elle devra, en plus de favoriser
9 le développement de nouveaux marchés actuellement peu rentables, profiter des opportunités
10 qu'offrira la mise en place graduelle des nouvelles technologies qui feront partie de son
11 quotidien à moyen terme.

12 **4.1 Objectifs à court terme**

13 4.1.1 Amélioration de la rentabilité du développement résidentiel

14 La rentabilité globale du plan de développement de Gaz Métro est fonction de la rentabilité
15 de chacun des marchés visés, lesquels ne génèrent pas le même niveau de rentabilité.

16 Généralement, les ventes du marché de la grande entreprise ainsi que celles du marché
17 commercial sur réseau pour des clients dont la consommation est supérieure à 75 000 m³
18 par année génèrent une rentabilité (TRI) généralement supérieure à 40 % avec un point
19 mort d'un an ou moins. Par contre, ces marchés tendent à se stabiliser ou même à
20 décroître. Le taux de pénétration est actuellement très élevé et les menaces nombreuses
21 pour ces marchés, tant au niveau des énergies concurrentes et en particulier l'électricité
22 en optimisation hors pointe, que par le contexte et la structure même de l'économie.

23 Le marché regroupant les clients commerciaux de taille moyenne, consommant de 10 000
24 à 75 000 m³, représente un marché en légère croissance, avec un taux de pénétration en
25 progression, mais nécessitant des coûts de développement relativement importants,
26 surtout lorsque de courtes extensions sont requises pour raccorder les clients. La
27 rentabilité moyenne des ventes de ce marché varie généralement entre 15 et 40 %.

28 Finalement, les clients résidentiels, les clients commerciaux de moins de 10 000 m³ et les

1 clients raccordés après des extensions majeures du réseau composent le marché
2 présentant la plus forte croissance, mais impliquent des investissements beaucoup plus
3 élevés. Le rendement généré par ces ventes varie alors de façon générale entre 7 et
4 14 %.

5 La rentabilité cible du marché résidentiel que vise Gaz Métro est fixée à un minimum de
6 9,5 % avec un point mort de 11 ans ou moins. Cet objectif vise à retourner
7 progressivement à une rentabilité du marché résidentiel qui tend vers celle que Gaz Métro
8 pensait avoir au cours des années passées. L'objectif pourra être révisé dans les années
9 à venir en fonction de l'évolution du contexte du marché résidentiel et de l'évolution de la
10 rentabilité globale du développement de Gaz Métro.

11 4.1.2 Maintien de la rentabilité

12 Un second objectif à court terme est d'assurer le maintien de la rentabilité des nouvelles
13 ventes principalement dans le marché résidentiel, mais également au niveau du marché
14 commercial.

15 Actuellement, l'objectif de la rentabilité des nouvelles ventes est estimé à partir
16 d'hypothèses de coûts et de revenus anticipés qui sont eux-mêmes fonction d'une
17 prévision de volumes. Par la suite, la rentabilité prospective (*a priori*), est suivie en
18 fonction des ventes signées et des coûts associés à leur réalisation. Ces deux mesures
19 sont présentées annuellement à la Régie, soit dans le cadre de la cause tarifaire ainsi que
20 dans le rapport annuel. Cependant, compte tenu des règles d'amortissement des coûts, le
21 calcul de la rentabilité des nouvelles ventes présume d'une stabilité annuelle des revenus
22 sur la durée de la période d'amortissement. Par conséquent, toutes choses étant égales
23 par ailleurs, lorsque le client consomme tel qu'anticipé tout au long de la période
24 d'amortissement des coûts, la rentabilité réelle *a posteriori* sera à la hauteur de la
25 rentabilité anticipée. Cependant, si la consommation du client est réduite significativement
26 ou si le client cesse de consommer du gaz naturel, la rentabilité *a posteriori* sera inférieure
27 à celle prévue.

28 Au-delà de la simple amélioration de la rentabilité, le maintien de celle-ci dans le temps
29 est un enjeu majeur que Gaz Métro doit considérer spécifiquement.

1 **4.2 Objectifs à moyen terme**

2 Nous avons vu dans la section 2.3 que le développement durable et le développement de
3 nouveaux marchés sont deux axes stratégiques de la vision de Gaz Métro pour accéder à de
4 nouveaux vecteurs de croissance.

5 4.2.1 Développement du marché des appareils périphériques

6 Au Québec, le marché de la rénovation totalisait des dépenses de l'ordre de 10 G\$ en
7 2006 et un plafond de 11 G\$ devrait être atteint pour l'année 2007¹¹. Gaz Métro peut se
8 positionner dans ce marché avec plusieurs appareils périphériques. Dans une perspective
9 où les mises en chantier résidentielles déclineraient au cours des prochaines années, le
10 marché de la rénovation devrait demeurer un moteur économique important. L'électricité,
11 le propane et le bois sont les principales sources d'énergie en compétition avec Gaz Métro
12 pour le marché des appareils périphériques.

13 Gaz Métro estime que sur les 115 000 bâtiments résidentiels sur réseau qui ne sont pas
14 alimentés en gaz naturel, un peu plus de 66 000 sont chauffés par des plinthes
15 électriques. Le passage du chauffage avec plinthes électriques vers un système central
16 complet, requiert des investissements importants. Ainsi, pour la plupart des propriétaires
17 de ce type de bâtiments résidentiels avec plinthes, la conversion au gaz naturel ne
18 passerait pas par le système de chauffage, mais plutôt par les appareils périphériques. En
19 moyenne, selon les données de la dernière année, chaque raccordement de ce type
20 résulte en une consommation annuelle de 646 m³. Bien entendu, compte tenu des faibles
21 volumes moyens, la rentabilité de ces nouveaux clients est relativement basse (en
22 moyenne 5,08 % de TRI en 2005-2006). L'an dernier, malgré une très forte demande de la
23 clientèle, 23 % des conversions résidentielles ont été réalisées pour des appareils
24 périphériques.

25 En nouvelle construction résidentielle, la situation est relativement similaire. On y retrouve
26 plusieurs projets de condominiums où le foyer est le seul équipement à gaz naturel
27 installé. Dans certains cas, on retrouve aussi des chauffe-eau, des barbecues ou encore
28 des cuisinières. Ces dernières applications, en consommation de base, ont de plus

¹¹ Source : Perspectives SCHL du marché de l'habitation, édition nationale, troisième trimestre de 2006.

1 l'avantage de permettre une utilisation plus constante du réseau. En moyenne, chaque
2 raccordement de ce type consomme 349 m³ annuellement. En 2005-2006, 49 % des
3 ventes en nouvelle construction résidentielle ne comportaient pas de chauffage à gaz
4 naturel dans les unités, principalement des unités de condos dans ce dernier cas, le
5 raccordement d'unités unifamiliales avec des appareils périphériques seulement étant peu
6 rentable actuellement.

7 Il est donc prioritaire pour Gaz Métro d'assurer la rentabilité du développement du créneau
8 des appareils périphériques, qui prendra une place de plus en plus importante dans le
9 développement du marché résidentiel à moyen terme.

10 4.2.2 Intégration des nouvelles technologies

11 La Géothermie

12 Il apparaît fort probable que l'installation de systèmes fonctionnant à l'énergie
13 géothermique connaîtra dans les prochaines années un engouement important au
14 Québec.

15 D'une part, il en est clairement mention dans la Stratégie énergétique du Québec qui
16 précise vouloir *soutenir la géothermie et l'énergie solaire*¹². Un des rôles de l'Agence de
17 l'efficacité énergétique du Québec (AEE) dans le Plan d'ensemble en efficacité
18 énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT) sera de réduire les obstacles d'ordre
19 économique et de favoriser la pénétration de cette technologie. Cela sera possible grâce à
20 un programme de soutien pour la géothermie, qui couvrira tant les marchés résidentiel
21 que commercial.

22 D'autre part, Hydro-Québec, dans son Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)
23 2007¹³ mentionne la possibilité d'offrir un appui financier au secteur résidentiel sous forme
24 de « prime géothermique » pour la réduction du coût initial et de la période de retour sur
25 investissement.

26 L'installation d'un système de chauffage géothermique chez un nouveau client viendra
27 réduire les besoins de gaz naturel, ne laissant à Gaz Métro que la pointe de chauffage

¹² Stratégie énergétique du Québec, p.73.

1 hivernale et la consommation des appareils périphériques. Par ailleurs, l'installation de ces
2 systèmes, compte tenu des coûts d'acquisition élevés, se fera essentiellement dans le
3 segment des résidences haut de gamme, celui qui fut ciblé prioritairement par Gaz Métro
4 dans les dernières années.

5 Une étude réalisée par la firme Technosim¹⁴, en août 2004, vient identifier un potentiel
6 annuel de 2,6 GWh pour le chauffage utilisant la géothermie. Cela correspond environ à la
7 consommation annuelle d'une centaine de résidences, ce qui concorde avec l'objectif du
8 PGEÉ d'Hydro-Québec pour 2007. Il s'agit ici d'un potentiel qui sera amené à croître au
9 fur et à mesure que l'industrie de la géothermie se structurera et que les incitatifs
10 financiers seront déployés dans le marché.

11 Tous ces éléments nous indiquent qu'il sera important pour Gaz Métro de participer à
12 l'effort de pénétration de la géothermie au Québec. Avec une structure tarifaire adaptée,
13 les baisses anticipées de consommation de gaz naturel pour la chauffe avec des
14 systèmes géothermiques chez les nouveaux clients, devront permettre des revenus de
15 distribution suffisants pour justifier un raccordement rentable au réseau.

16 Énergie solaire

17 Au cours des prochaines années, la stratégie énergétique du Québec accordera une place
18 importante au soutien de l'énergie solaire. Il est fait mention de deux types de systèmes à
19 énergie solaire qui pourraient venir affecter la consommation de gaz naturel. Ces
20 systèmes sont déjà couramment utilisés dans certains pays pour le chauffage de l'eau
21 domestique, des locaux ou des piscines, principalement comme appoint complémentaire à
22 l'énergie fournie par les équipements conventionnels.

23 Comme pour la géothermie, l'utilisation de tels systèmes solaires avec la structure tarifaire
24 actuelle affecterait directement la rentabilité de ces projets, considérant les
25 consommations réduites et imprévisibles de gaz naturel d'une année à l'autre. Il s'agit ici

¹³ R-3610-2006, HDQ-15, document 1, page 66.

¹⁴ Potentiel d'économies d'Énergie au Québec, Technosim, 2004.

1 encore une fois d'outiller Gaz Métro pour faire la promotion de cette nouvelle technologie
2 qui cadre dans sa vision de développement durable, sans pour autant nuire à sa
3 rentabilité.

1 **5. SOLUTIONS DE RÉDUCTION DES COÛTS ET DÉMARCHES DE PRÉCISION DE LA**
2 **MESURE DE LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

3 Depuis le dépôt de la cause tarifaire 2007 à la Régie au printemps 2006, les travaux et les
4 discussions se sont poursuivis à l'interne afin d'harmoniser la compréhension des équipes
5 impliquées et débiter la réflexion visant à mettre en place des actions à court terme pour
6 atteindre la rentabilité cible du développement du marché résidentiel.

7 Depuis, des actions concrètes ont été poursuivies ou entreprises pour préciser et améliorer la
8 rentabilité :

- 9 > un plan de réduction des coûts de construction sur cinq ans, mis en place en 2005, a été
10 intégré à la démarche d'amélioration de la rentabilité;
- 11 > un plan d'ajustement des aides financières (PRC) a été élaboré en juin 2006 afin de mieux
12 calibrer les aides financières en fonction de la situation concurrentielle actuelle du gaz
13 naturel et son positionnement dans le marché;
- 14 > les hypothèses associées aux taux de maturation des nouvelles ventes ont été mises à
15 jour en plus de celles reliées aux frais généraux et;
- 16 > les hypothèses d'augmentation des taux de distribution ont été remplacées par les taux en
17 vigueur depuis le 1^{er} octobre 2006.

18 Les prochaines sections fourniront davantage de détails sur chacune de ces actions.

19 **5.1 Solutions à l'interne pour l'amélioration de la rentabilité du marché résidentiel**

20 5.1.1 Plan de réduction des coûts de construction

21 Même si le plan de réduction des coûts de construction est issu d'une démarche interne
22 indépendante de celle qui nous préoccupe aujourd'hui, il tombe à point et ses retombées
23 auront certainement des impacts positifs sur la rentabilité.

24 Sommaire, le plan consiste à optimiser, sur un horizon de cinq ans, divers processus
25 associés à :

- 1 • la planification des projets;
- 2 • l'inspection des appareils chez les clients;
- 3 • l'usage des clauses contractuelles déjà en place dans les contrats avec les
- 4 entrepreneurs généraux en construction ou la renégociation de certaines clauses
- 5 au profit des deux parties (entrepreneurs et Gaz Métro) pour refléter la nouvelle
- 6 réalité du marché et;
- 7 • la diversification des achats de matériaux.

8 Globalement, le plan prévoit générer des économies de 20 % sur cinq ans. Cependant,

9 considérant l'inflation anticipée des coûts des matériaux et de la main-d'oeuvre, les

10 économies nettes devraient atteindre 6,5 % sur l'horizon 2010-2011. Les résultats de la

11 première année de ce plan de réduction des coûts sont en ligne avec l'objectif.

Année construction	Réduction coûts de construction (Résidentiel)			
	Année d'application (financière)	Taux d'inflation anticipé (coûts)	Réduction brute des coûts projetés	Effet net sur les coûts projetés
An 1: avril 05-mars 06	2006-2007	4,20 %	(3,00) %	1,20 %
An 2: avril 06-mars 07	2007-2008	2,20 %	(4,00) %	(1,80)%
An 3: avril 07-mars 08	2008-2009	2,30 %	(3,80) %	(1,50)%
An 4: avril 08-mars 09	2009-2010	2,50 %	(6,80) %	(4,30)%
An 5: avril 09-mars 10	2010-2011	2,40 %	(2,50) %	(0,10)%
Cumulatif	2006-2011	13,60 %	(20,10) %	(6,50)%

13 5.1.2 Plan d'ajustement des aides financières

14 La hausse du prix du mazout et les augmentations des tarifs d'électricité depuis 2004,

15 combinées à la baisse du prix moyen du gaz naturel en 2007¹⁵, positionnent le gaz naturel

16 en 2007 dans une situation concurrentielle plus favorable que lors des années

17 antérieures. De plus, la croissance du taux de pénétration du gaz naturel dans le marché

18 résidentiel depuis 2001 indique que le gaz naturel est de plus en plus populaire auprès

1 des clients du marché résidentiel.

2 Ces changements, dans le contexte du marché résidentiel, ont permis un réajustement à
3 la baisse des subventions (PRC), autant pour la nouvelle construction que pour la
4 conversion sur réseau afin de les calibrer en fonction de la situation concurrentielle. Pour
5 la nouvelle construction résidentielle, le plan mis en place en novembre 2006 prévoit une
6 réduction des subventions moyennes de 2 % pour 2007 et de 3 % pour 2008. Le plan
7 d'ajustement sera calibré à nouveau en fonction du contexte concurrentiel pour les années
8 suivantes. Pour le marché de la conversion, le montant de subvention moyen par client
9 « chauffage » a été réduit de 500 \$ dès septembre 2006.

10 **AJUSTEMENT DES AIDES FINANCIÈRES (PRC) POUR 2006 ET 2007**

Marché	Aides financières (PRC)		
	2005-2006 Résultat	2006-2007 Cause tarifaire	2006-2007 Objectif révisé
Résidentiel conversion	2 390 047 \$	2 727 165 \$	2 078 549 \$
Résidentiel nouvelle construction	5 190 600 \$	6 776 000 \$	4 329 346 \$
Total	7 580 647 \$	9 503 165 \$	6 407 895 \$

Réduction de 1,2 M \$ (15 %)

Réduction de 3,1 M \$ (33 %)

Nombre de ventes			
Conversion	1 181	1500	1 227
Nouvelle construction	4 629	5 500	3 938
Subvention moyenne par client (\$)			
Conversion	2 024	1 818	1 694
Nouvelle construction	1 121	1 232	1 099

11

¹⁵ Prix moyen du gaz de réseau en 2007 (octobre à mars) est de 6,21 \$/GJ comparativement à 9,11\$/GJ en 2005-2006.

1 **5.2 Démarche d'amélioration de la précision de la mesure de la rentabilité du marché**
2 **résidentiel**

3 5.2.1 Mise à jour des taux de maturation des nouvelles ventes

4 La maturation des nouvelles ventes est un indicateur permettant de mesurer le niveau de
5 consommation réel par rapport à celui anticipé au moment de la signature du contrat de
6 vente.

7 Prenons, par exemple, un contrat signé avec un client qui prévoit une consommation
8 annuelle de 100 000 m³. Si dans les faits le client ne consomme que 90 000 m³, le taux de
9 maturation sera établi à 90 % pour ce client. La rentabilité de cette vente sera alors établie
10 en utilisant le volume de 90 000 m³.

11 Rappelons que, pour les fins du calcul de la rentabilité, la consommation des clients est
12 ajustée en fonction de la maturation historique réelle des volumes des ventes signées de
13 chacun des marchés. Comme on ne connaît pas à l'avance la consommation des clients
14 lors de l'établissement du plan de développement, on utilise le taux de maturation moyen
15 basé sur un historique.

16 La mesure de la maturation des nouvelles ventes a été interrompue durant quelques
17 années à cause de la migration de l'application de calcul sur une nouvelle plate-forme
18 informatique. Les hypothèses issues des mesures antérieures n'avaient donc pu être
19 mises à jour pendant la période de transition.

20 Maintenant que le nouveau module de calcul de la maturation des nouvelles ventes est
21 opérationnel, la mise à jour des hypothèses a pu être réalisée en juin 2006. Les résultats
22 démontrent que la nouvelle mesure de la maturation des nouvelles ventes du marché
23 résidentiel est inférieure aux estimations antérieures, autant pour le marché de la nouvelle
24 construction que pour celui de la conversion.¹⁶

¹⁶ Basée sur l'analyse détaillée de la consommation réelle des ventes signées en 2001-2002 et 2002-2003. Les ventes des années plus récentes sont encore en évolution.

	Avant	2007
Conversion	95 %	87 %
Nouvelle construction	84 %	78 %

1
2 On ne peut cependant pas conclure à une baisse réelle de la maturation des ventes du
3 marché résidentiel, considérant que la mesure antérieure était moins fiable et basée
4 davantage sur des estimations calculées à partir d'échantillons plutôt que par une mesure
5 systématique, cas par cas, comme c'est le cas maintenant. On comprend que l'utilisation
6 de ces nouvelles données dans le calcul de la rentabilité du marché résidentiel vise
7 davantage à préciser les résultats qu'à les améliorer.

8 De plus, même si les taux moyens de maturation observés sur la période d'analyse sont
9 de 78 % ou plus pour le marché résidentiel, il ne s'agit pas pour autant d'une garantie de
10 maintien de ces volumes sur la période de mesure de la rentabilité. La maturation fait
11 référence à une « photo », prise à l'intérieur des trois premières années de
12 consommation, comparant la consommation anticipée à la consommation réelle
13 normalisée d'une période de douze mois Il en résulte qu'un taux global élevé de
14 maturation des nouvelles ventes, même près de 100 %, ne pourrait garantir une rentabilité
15 réelle *a posteriori* équivalente à celle anticipée initialement, d'où l'importance de mettre
16 en place des solutions visant le maintien de la rentabilité.

17 5.2.2 Mise à jour des hypothèses associées aux frais généraux

18 L'hypothèse relative aux frais généraux de Gaz Métro a été mise à jour à l'automne 2005
19 et était déjà considérée dans le calcul de la rentabilité du plan de développement 2007.
20 Les taux utilisés antérieurement variaient de 0 % à 20 % des dépenses en immobilisations
21 selon le marché et n'avaient pas été mis à jour depuis quelques années. Le taux utilisé
22 pour le plan de développement 2007, basé sur les résultats de 2005, est de 12,3 % des
23 dépenses totales en immobilisations. Tout comme pour les hypothèses relatives aux coûts
24 de construction, le taux de frais généraux sera mis à jour annuellement en octobre en
25 fonction des résultats comptabilisés à l'aide du système SAP l'année précédente. Le taux

1 applicable pour l'année financière 2006-2007 est de 12,16 % des immobilisations et
2 servira de base au calcul de la rentabilité du plan de développement de 2008.

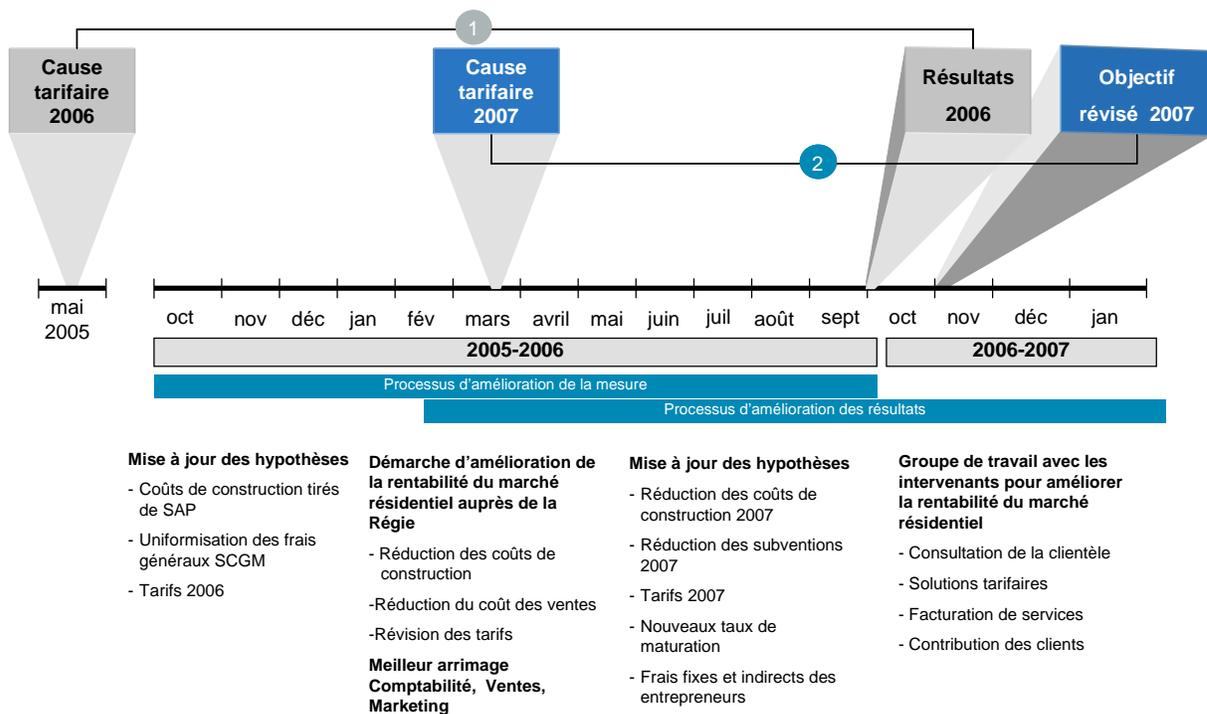
3 Les hypothèses relatives aux frais fixes et aux frais indirects des entrepreneurs en
4 construction ont également été révisées. En fait, les estimés de construction ne
5 comprenaient ni les coûts associés aux frais fixes négociés auprès des entrepreneurs ni
6 les frais indirects comprenant les frais de numérisation. La mise en place d'une méthode
7 basée sur l'historique de SAP permettra d'éviter que cette situation ne se reproduise et
8 d'assurer une mise à jour annuelle des hypothèses.

	2006	2007	
Frais fixes	11,57 %	12,23 %	— Applicables aux coûts de main-d'œuvre de l'entrepreneur, soit une proportion des coûts de conduites et de branchements ($\pm 60\%$)
Frais indirects	2,42 %	1,95 %	— Applicables sur les coûts de conduites et de branchements

9

10 5.2.3 Impact des démarches internes sur la rentabilité du marché résidentiel

11 Le graphique suivant présente l'évolution des différentes mesures de la rentabilité en
12 relation avec les actions mises en place pour améliorer ou préciser la rentabilité du
13 marché résidentiel.



1

2 Le processus d'amélioration de la mesure de la rentabilité a débuté à l'automne 2005 et
 3 s'est poursuivi tout au long de l'année 2005-2006. Le processus d'amélioration des résultats
 4 de la rentabilité a débuté à la fin de l'hiver 2006 après que Gaz Métro eût pris connaissance
 5 de la rentabilité anticipée du marché résidentiel dans le cadre de la cause tarifaire 2007.

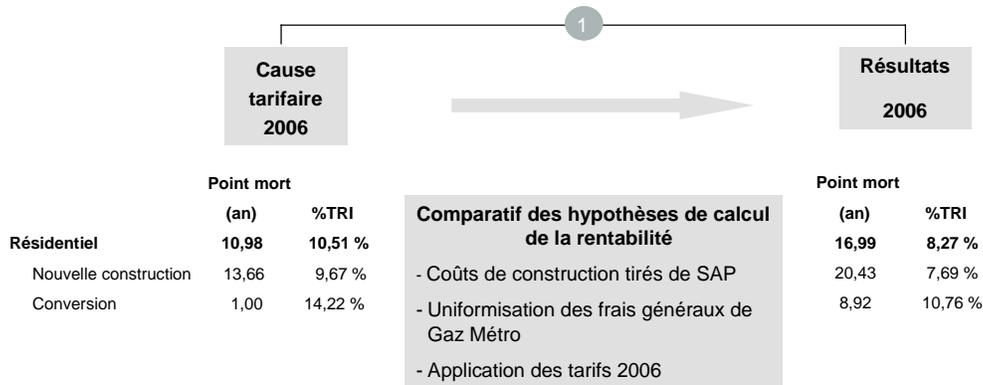
6 Afin de bien illustrer la séquence et les impacts de la mise en place des mesures, des
 7 analyses comparatives détaillées sont présentées ci-après entre la rentabilité déposée pour
 8 la cause tarifaire 2006 et les résultats 2006¹⁷ ainsi qu'entre la cause tarifaire 2007 et les
 9 objectifs internes révisés au 1^{er} octobre 2006 pour l'année 2007¹⁸.

¹⁷ Fait référence à la première analyse (1)

¹⁸ Fait référence à la seconde analyse (2)

1

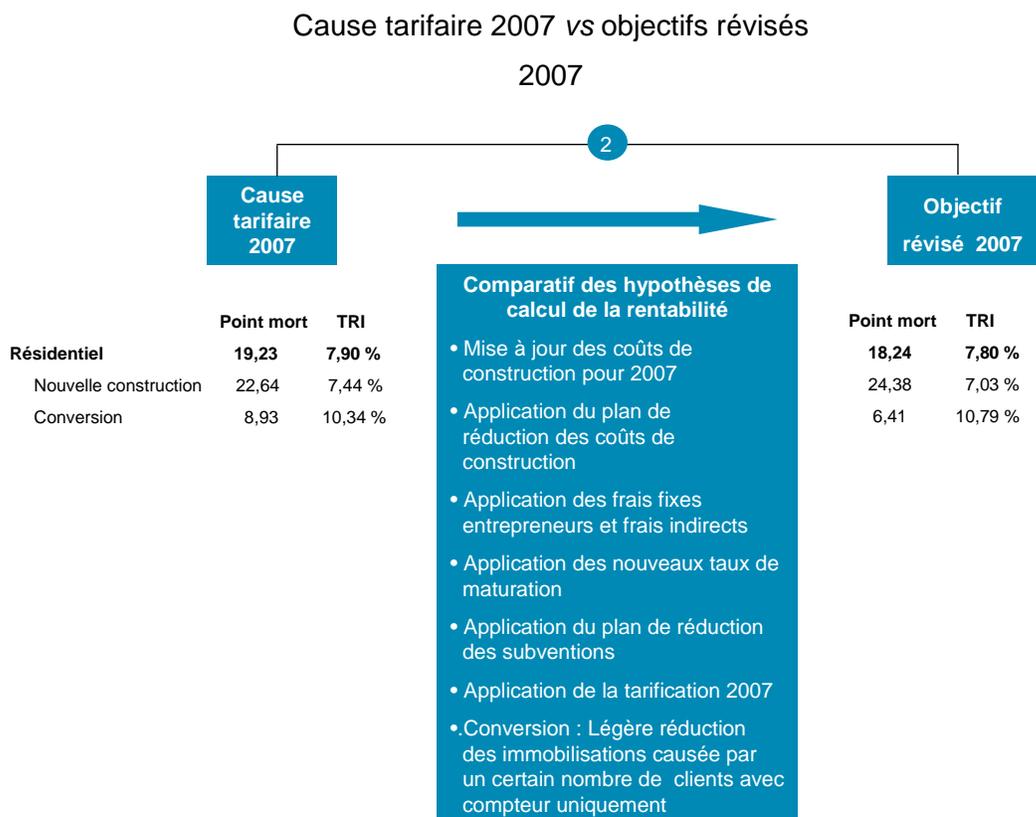
Cause tarifaire vs résultats 2006



2

3 La mise à jour des coûts de construction et l'uniformisation des frais généraux dès le
4 début octobre 2005, en plus de l'application des tarifs en vigueur au 1^{er} octobre 2005, ont
5 contribué à réduire la rentabilité de l'année financière 2005-2006. Précisons que le
6 premier palier tarifaire du tarif D₁, applicable généralement aux clients du marché
7 résidentiel, a été réduit alors qu'une hypothèse de stabilité tarifaire avait été posée pour
8 les fins du calcul de la rentabilité anticipée au plan de développement. Considérant ces
9 trois éléments, le taux de rendement interne (TRI) global du marché résidentiel
10 initialement prévu à 10,51 % dans la cause tarifaire fut finalement de 8,27 % au terme de
11 l'année financière 2006.

1
2



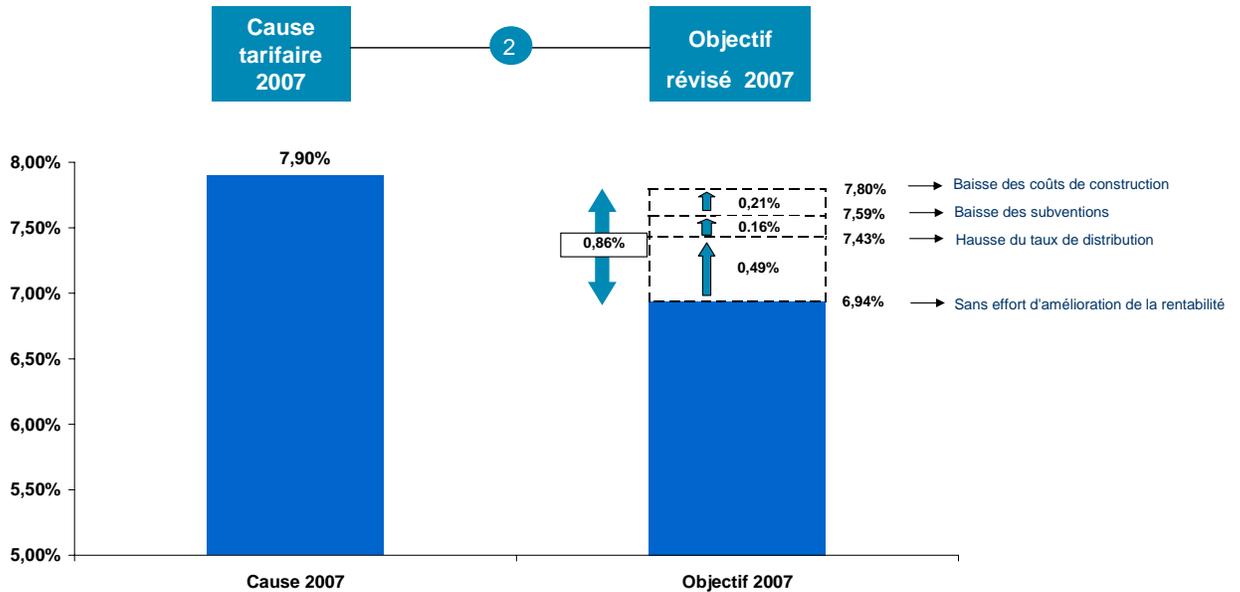
3

4 On remarque que la rentabilité prévue à la cause tarifaire 2007 et l'objectif de rentabilité
5 révisé pour 2007 en octobre 2006 sont très semblables pour le marché résidentiel.
6 Cependant, plusieurs hypothèses ont été mises à jour, notamment les hypothèses visant
7 les coûts de construction, les frais fixes des entrepreneurs et les frais indirects ainsi que
8 les taux de maturation des nouvelles ventes. De plus, l'objectif révisé de 2007 comprend
9 l'ajustement des subventions et l'application des tarifs en vigueur au 1^{er} octobre 2006.
10 Finalement, l'objectif révisé prend en considération une modification des hypothèses
11 associées au marché de la conversion où, dans un historique récent, une partie non
12 négligeable des raccordements a desservi plus d'un compteur pour des immeubles multi-
13 locatifs sur réseau.

14 Cependant, n'eut été de la réduction des coûts de construction, de la baisse des
15 subventions et de la hausse du tarif de distribution, la rentabilité révisée aurait été
16 beaucoup plus faible comme l'illustre le graphique de la page suivante.

1

Cause tarifaire 2007 vs objectifs révisés 2007



2

3 En effet, sans ces mesures et ajustements, l'objectif de rentabilité révisé aurait été de
 4 6,94 % pour 2007. La réduction des coûts de construction génère un impact favorable de
 5 0,21 %, celle des subventions de 0,16 % alors que la hausse des tarifs de distribution a un
 6 impact positif de 0,49 % pour un impact total de 0,86 %.

1 **6. SOLUTIONS COMPLÉMENTAIRES EXPLORÉES EN CONSULTATION POUR**
2 **AMÉLIORER LA RENTABILITÉ DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL**

3 En plus des mesures déjà mises en place afin de réduire les coûts de construction et de calibrer
4 les aides financières, de nouvelles mesures doivent être prévues afin de combler l'écart entre la
5 rentabilité actuelle et la rentabilité cible pour le marché résidentiel.

6 L'une des façons d'augmenter la rentabilité est de hausser la génération de revenus de la part
7 des clients à desservir. Un moyen apparemment simple pour le problème spécifique de la
8 rentabilité serait d'augmenter le tarif applicable aux clients du marché résidentiel en réduisant
9 l'interfinancement afin de le ramener au niveau observé au début des années 2000, tel que
10 présenté à la section 3.2.2 de ce document.

11 Toutefois, au-delà de la simple augmentation des tarifs, d'autres modifications tarifaires, telles
12 des contributions de la part des clients et la facturation de certains services au-delà du service
13 de base, ont été analysées plus en profondeur afin de fournir un levier flexible et efficace au
14 problème de la rentabilité du marché résidentiel et ainsi atteindre les objectifs détaillés à la
15 section 4 du présent document.

16 Pour régler rapidement la problématique spécifique de la rentabilité, plusieurs pistes de
17 solutions ont été discutées lors des rencontres du groupe de travail. L'une de celles-ci visait la
18 combinaison d'une contribution de la part des nouveaux clients et une augmentation des frais
19 de base pour ces clients pendant une période de cinq ans. Le groupe de travail, s'est montré
20 préoccupé par le fait qu'il puisse y avoir deux structures tarifaires différentes applicables à des
21 clients de même consommation et a invité Gaz Métro à réfléchir à une solution alternative. Par
22 contre, pour régler une partie de la problématique, la facturation d'une contribution aux
23 nouveaux clients résidentiels semblait être une solution plus acceptable selon les commentaires
24 reçus lors des rencontres.

25 Ainsi, en plus de répondre au problème de la rentabilité immédiate, les solutions proposées
26 doivent prendre en considération les impacts récurrents des solutions déjà en place et
27 présentées à la section 5 qui influenceront les résultats attendus pour les années à venir.

1 **6.1 Solutions complémentaires et tarifaire explorées**

2 En ayant en tête l'ensemble des objectifs à court et moyen termes présentés à la section 4,
3 deux modifications à la facturation des clients du tarif D₁ permettraient de s'adresser tant à
4 l'atteinte de la rentabilité cible qu'à son maintien à moyen terme:

- 5 > Facturation d'un montant forfaitaire aux nouveaux clients résidentiels;
- 6 > Augmentation des frais de base de l'ensemble des clients du tarif D₁.

7 6.1.1 Facturation d'une contribution

8 Comme le font certains autres fournisseurs d'énergie, une contribution facturée aux
9 nouveaux clients résidentiels serait un moyen simple pour améliorer la rentabilité de ce
10 marché. En effet, la contribution, comptabilisée à l'encontre des coûts, permettrait de
11 réduire les investissements nets requis et aurait pour effet d'augmenter la rentabilité sans
12 développer une structure tarifaire spécifique aux clients résidentiels.

13 6.1.2 Augmentation des frais de base

14 Il a été expliqué précédemment que, dans le but d'assurer le maintien de la rentabilité des
15 nouvelles ventes au-delà des premières années en plus de favoriser l'accès à de
16 nouveaux marchés, Gaz Métro devait mettre en place des solutions visant le maintien de
17 la rentabilité anticipée lors du raccordement, malgré une réduction potentielle de la
18 consommation sur la durée de vie du client.

19 Au niveau tarifaire, la seule façon d'assurer un revenu lors de la baisse ou de variations
20 imprévisibles de la consommation est de fixer une partie de la structure tarifaire.
21 Présentement, la portion fixe du tarif D₁ est de 25,0 ¢/compteur/jour, ce qui représente
22 une somme de 91,25 \$/an ou 7,60 \$/mois en moyenne. Ce montant n'est actuellement
23 pas suffisant pour maintenir la rentabilité au niveau anticipé en cas de baisse de la
24 consommation et empêche d'envisager le développement de nouveaux marchés, comme
25 celui des appareils périphériques par exemple. L'augmentation des frais de base du tarif
26 D₁ a donc été approfondie d'autant plus que le frais de base actuel est le plus bas au
27 Canada et se situe bien en deçà de la moyenne Nord Américaine. L'étude récente de la

1 firme Multi Réso – Senergis réalisée auprès de plus de 70 distributeurs gaziers confirme
2 l'écart important entre Gaz Métro et les autres distributeurs à ce niveau¹⁹.

3 **6.2 Orientations relatives aux conditions de service**

4 6.2.1 Emplacement de compteurs et délais de raccordement

5 L'analyse détaillée des coûts de construction nous a permis de constater que l'application
6 des règles internes à Gaz Métro n'était pas uniforme en ce qui concerne l'emplacement
7 des compteurs et le traitement des délais de raccordement.

8 Dans le premier cas, à la demande du client, le compteur pouvait être placé à l'endroit
9 choisi par ce dernier, occasionnant souvent des raccordements plus longs que requis et,
10 par le fait même, des coûts plus élevés.

11 Dans le second cas, Gaz Métro pouvait accepter certaines demandes des clients pour des
12 raccordements « en urgence ». Le traitement prioritaire de ces cas occasionnait des coûts
13 additionnels de planification et de réalisation pour les entrepreneurs généraux sans que
14 les frais occasionnés par ce traitement particulier ne soient facturés aux clients.

15 Même si une orientation claire de réduction des coûts de construction est en cours, elle
16 pourrait être encore plus efficace pour augmenter la rentabilité si elle était accompagnée
17 par la facturation des coûts associés à des demandes des clients qui excèdent un service
18 de base uniforme à tous.

19 La possibilité de facturer les clients pour des services « supplémentaires » aux services
20 de base a donc été étudiée.

21 6.2.2 Fermetures temporaires de compteurs

22 L'analyse du comportement des clients à l'égard de la fermeture et de la réouverture
23 saisonnière des compteurs, démontre qu'un potentiel de plus de 2 000 clients auraient pu
24 demander à Gaz Métro de fermer temporairement leur compteur dans le but d'économiser
25 les frais de base. Les coûts de remise en service sont actuellement facturés aux clients à
26 raison de 50 \$ pour un client résidentiel ou institutionnel et de 135 \$ pour un client

¹⁹ Pratiques en matière de frais fixes résidentiel chez les distributeurs nord-américains de gaz naturel, Multi Réso-Senergis, 2007

1 commercial. Ces coûts n'ont pas été actualisés depuis 1982 et ne reflètent plus les coûts
2 réels associés à la remise en service.

3 **6.3 Enjeux à considérer lors de la mise en place des solutions complémentaires et**
4 **tarifaires**

5 Comme on peut le constater, plusieurs facteurs influencent la rentabilité actuelle et les moyens
6 sont diversifiés pour l'améliorer. Toutefois, les solutions proposées devront tenir compte, entre
7 autres, des éléments suivants : la capacité des clients à absorber des coûts supplémentaires,
8 les impacts sur la situation concurrentielle, l'encadrement réglementaire, les impacts
9 administratifs et la satisfaction de la clientèle.

10 Pour aider Gaz Métro à déterminer la combinaison optimale des solutions pour la clientèle, une
11 consultation des clients résidentiels en parallèle à celle des principaux intervenants a été
12 effectuée. La démarche et les résultats obtenus sont présentés à la prochaine section.

1 **7. DÉMARCHE INITIALE DE CONSULTATION AUPRÈS DE LA CLIENTÈLE DE GAZ**
2 **MÉTRO ET DE BALISAGE**

3 **7.1 Objectifs de la démarche initiale de consultation**

4 Dans la section précédente, plusieurs avenues de réflexion et pistes de solutions ont été
5 proposées afin d'améliorer la rentabilité du développement du marché résidentiel de Gaz Métro
6 et atteindre les objectifs de la section 4. L'application concrète de ces pistes de solutions aura
7 inévitablement un impact sur les coûts d'utilisation ou les coûts d'acquisition de la clientèle
8 ciblée par ces mesures et aura un effet sur notre part de marché, à la hausse ou à la baisse
9 selon les choix finaux.

10 Un des objectifs de la consultation était d'aider Gaz Métro à déterminer la combinaison idéale
11 permettant de limiter les impacts négatifs tout en maximisant les chances de croissance du
12 développement du marché résidentiel. Dans cette perspective, les objectifs de la démarche de
13 consultation auprès de la clientèle de Gaz Métro étaient les suivants :

- 14 1) **Recueillir, analyser et synthétiser les informations** nécessaires à la validation des
15 pistes de solutions proposées dans l'élaboration de notre stratégie globale, visant
16 l'amélioration et le maintien de la rentabilité du développement résidentiel;
- 17 2) **Évaluer l'effet des leviers possibles** pour identifier la combinaison qui permettra
18 d'augmenter la rentabilité dans le marché résidentiel, tout en minimisant les effets
19 négatifs sur la part de marché du gaz naturel;
- 20 3) Établir les bases d'une **stratégie tenant compte de l'effet sur la demande actuelle**
21 **et potentielle ainsi que des enjeux** concernant la clientèle de Gaz Métro.

22 **7.2 Méthodologie appliquée**

23 L'étude comprend deux sections distinctes :

- 24 ․ Balisage (Benchmark) auprès d'autres distributeurs canadiens ;
- 25 ․ Consultation des clients résidentiels de Gaz Métro.

1 7.2.1 Balisage auprès d'autres distributeurs canadiens

2 Ce volet de l'étude vise à comparer les pratiques d'affaires de Gaz Métro avec celles des
3 autres compagnies distributrices d'énergie au Canada. Au cours des recherches, les
4 thèmes suivants ont été explorés :

- 5 ▪ Critères de profitabilité;
- 6 ▪ Financement du raccordement du réseau principal aux projets domiciliaires;
- 7 ▪ Frais spéciaux;
- 8 ▪ Tarification en vigueur.

9 7.2.2 Consultation des clients de Gaz Métro

10 L'objectif de cette section de l'étude était de quantifier la sensibilité des clients de Gaz
11 Métro face aux variables suivantes :

- 12 ▪ Le potentiel de différentes options relatives aux coûts de raccordement;
- 13 ▪ La réaction face à un frais de raccordement et à un tarif de développement;
- 14 ▪ La sensibilité face au montant du frais de base sur la facture de gaz naturel;
- 15 ▪ La tolérance face aux variations annuelles de la facture de gaz naturel;
- 16 ▪ Les coûts d'acquisition des équipements de chauffage à gaz naturel.

17 Nous avons choisi de réaliser l'étude à l'aide de 13 groupes de clients dans six segments
18 de clientèle de Gaz Métro : conversion air, conversion eau, clients chauffage matures
19 (10 ans chez Gaz Métro), condos, nouvelle construction (de constructeurs), nouvelle
20 construction (autoconstructeurs). Ces six segments couvrent la totalité de nos activités de
21 développement dans le marché résidentiel et nous permettent ainsi de tester les pistes de
22 solution pour l'ensemble de nos catégories de clientèle. Le tableau suivant présente la
23 répartition de l'échantillon testé. Cette taille d'échantillon nous permet d'atteindre une
24 marge d'erreur globale sur les résultats de l'ordre de 7,3 %, 19 fois sur 20.

	Total
Segment	<i>n=181</i>
Conversion air	29
Conversion eau	32
Clients chauffage	34
Clients condo	35
Nouvelle construction - constructeurs	33
Nouvelle construction - autoconstructeurs	18

1
2 Afin de mieux évaluer l'impact de diverses variables sur la décision en matière de choix
3 énergétique, les clients sélectionnés devaient être en mesure de se repositionner au
4 moment de la prise de leur décision, soit lorsqu'ils ont choisi le gaz naturel comme source
5 d'énergie pour leur résidence, d'où la nécessité qu'ils soient clients depuis maximum trois
6 ans (à l'exception du groupe de clients chauffage «matures»).

7 Les résultats de ces analyses statistiques nous ont permis de dégager l'importance
8 relative de chaque variable testée et de simuler l'impact de cette variable sur les parts de
9 marché du gaz naturel et donc sur les intentions initiales du client qui peuvent se résumer
10 comme suit : *quelle est l'incidence de la variable mesurée sur les intentions du client de*
11 *choisir ou non le gaz naturel comme source d'énergie pour sa résidence ?*

12 7.3 Résultats de la démarche initiale de consultation

13 7.3.1. Balisage auprès d'autres distributeurs canadiens

14 La rentabilité du développement chez Gaz Métro est déterminée via le taux de rendement
15 interne (TRI) et le point mort. L'étude de balisage permettait de comparer ces mesures de
16 rentabilité auprès des autres distributeurs gaziers canadiens. L'étude nous démontre que
17 les distributeurs gaziers canadiens utilisent des indices de rentabilité relativement
18 similaires à ceux de Gaz Métro. Les indices prennent des noms tels que *Profitability index*
19 ou encore *Investment faisability* et sont constitués de composantes telles que le coût des
20 immobilisations, les volumes de gaz consommés, la période d'amortissement, les
21 revenus, etc. Lorsque le seuil de rentabilité pour un projet spécifique n'est pas atteint ou
22 encore que les standards de réalisation sont dépassés, le distributeur doit exiger une
23 contribution de la part du promoteur du projet qui la transfère à son tour au client. Cette

1 pratique d'affaires est aussi en vigueur chez Gaz Métro, mais les cas où une contribution
2 est exigée aux clients demeurent des exceptions.

3 Ce qui distingue particulièrement les autres distributeurs canadiens de Gaz Métro est la
4 standardisation de leurs normes de raccordement de la clientèle. Chacun de ces
5 distributeurs fixent des normes de base quant à l'emplacement du raccordement et du
6 compteur, ainsi qu'aux délais de raccordement . Des frais additionnels, couvrant les coûts
7 reliés au dépassement des normes de base, sont facturés au demandeur. Chez
8 Gaz Métro, ces normes minimales existent en théorie, mais ne sont pas appliquées
9 systématiquement. Par ailleurs, un dépassement des standards n'est que très rarement
10 facturé au nouveau client qui en fait la demande. Le tableau qui suit dresse un portait
11 sommaire des frais supplémentaires qui sont exigés par les distributeurs gaziers
12 canadiens et ce, dès que les standards ne sont pas respectés.

Enbridge	Union Gas	SaskEnergy	Gazifère	Terasen Gas	Gaz Métro
Déplacement du compteur : entre 500 \$ et 700 \$.	Déplacement du compteur aux frais du client.	100 \$ pour surélever un compteur. 70 \$ pour déplacer un compteur de l'intérieur vers l'extérieur. Distances de dépl : - 0m - 5m : 315 \$ - 6m - 20m : 540 \$ - 21m - 35m : 780 \$	Frais de déplacement du compteur. Frais pour branchement en hiver (+ 50 %). Branchement rapide (5 jours → + 10 % et 1 jour → + 50 %).	Frais de déplacement du compteur. Frais pour branchement en hiver.	Frais de déplacement du compteur pour les clients existants sauf s'il y a un ajout de consommation. Pour les nouveaux clients, il n'y a aucun frais: Branchement en hiver; Branchement rapide; Déplacement ou longueurs excédentaires.

13
14 Ainsi, pour Gaz Métro, la dérogation aux standards s'avère être une pratique très
15 coûteuse, puisque la majorité des coûts de dépassement des standards sont absorbés par
16 le distributeur, ce qui contribue à hausser les frais unitaires de raccordement des clients et
17 ainsi réduire la rentabilité.

18 L'étude de balisage avait aussi pour but de répertorier les cas où des frais d'entrée étaient
19 exigés pour les nouveaux clients. Les résultats nous indiquent qu'au-delà des frais
20 administratifs d'ouverture de compte qui varient entre 25 et 50 \$, le seul distributeur gazier
21 facturant des frais d'entrée est *Terasen Gas* de Colombie-Britannique qui exige 300 \$ à

1 tout nouveau client résidentiel qui se raccorde au réseau. L'étude souligne qu'Hydro-
2 Québec exige également des frais de raccordement pour une nouvelle résidence.

3 Finalement, notre analyse de balisage comparait les tarifs des autres distributeurs gaziers,
4 notamment quant à l'ampleur de la portion fixe. Les résultats indiquent qu'à 7,60 \$/mois
5 (25 ¢/jour), Gaz Métro est le distributeur gazier canadien ayant les frais de base les plus
6 faibles²⁰.

Enbridge	Union Gas	SaskEnergy	Gazifère	Terasen Gas	Hydro-Québec	Gaz Métro
11,25 \$/mois + variable	14,00 \$/mois + variable	10,50 \$/mois + variable	9,00 \$/mois + variable	11,16 \$/mois + variable	12,00 \$/mois + variable	7,60 \$/ mois + variable

8 7.3.2 Consultation des clients de Gaz Métro

9 **Critères de choix d'une source d'énergie**

10 Les pistes de solution soumises aux clients présentent une augmentation des coûts
11 d'acquisition ou d'utilisation du gaz naturel. Les principaux critères de décision de la
12 clientèle, compte tenu de cette contrainte, ont donc aussi été mesurés.

13 Les résultats de l'étude nous démontrent que 86 % des clients ont mentionné comme
14 critères de choix, principalement ceux reliés aux coûts. Ainsi, toute démarche entreprise
15 par Gaz Métro pour augmenter ses revenus aura un impact sur ces critères de décision.
16 Au-delà des coûts, d'autres critères sont très importants aux yeux des clients, notamment
17 l'efficacité et la performance (49 % des mentions) et la propreté (39 % des mentions).

²⁰ Depuis, une étude de la firme Multi-réso-Senergis est venue confirmée cette affirmation pour l'Amérique du Nord

**Quels étaient vos principaux critères de sélection
dans le choix d'une source d'énergie pour votre
système de chauffage?** n = 79

* Mentions multiples	
- Efficacité/performance/rapidité	49 %
- Coût/économique (non précisé)	42 %
- Propre (non précisé)/non polluant	39 %
- Coût de l'énergie	24 %
- Coût installation/équipements	20 %
- Confort	18 %
- Alimentation constante/pas d'interruption	18 %
- Espace requis pour équipements	15 %
- Subventions	10 %
- Cuisinière à gaz naturel	8 %
- Inodore	8 %
- Indépendance/pas de livraison de mazout	8 %
- Voulait le gaz naturel	6 %
- Sécuritaire	6 %
- Bonne réputation du gaz naturel/commentaires	6 %
- Ne voulait plus de réservoir	5 %
- Compatibilité avec installation existante	4 %
- Délai d'installation	4 %
- Mise à jour du système	4 %
- Bruit	4 %
- Recommandation du plombier	3 %
- Possibilité de plusieurs appareils à gaz naturel	3 %
- Disponibilité de Gaz Métro	3 %
- Facilité d'installation	3 %
- Durabilité	3 %
- Qualité de l'air	3 %
- Ne veut plus de mazout	1 %
- Entretien facile	1 %
- Capacité de l'entrée électrique	1 %
- Foyer à gaz naturel	1 %
- Chauffage central	1 %
- Autre	14 %

86 % coûts

1

2

3

4

5

6

Le degré de connaissance des participants envers les coûts d'utilisation des différentes sources d'énergie a aussi été mesuré. L'étude nous démontre que 80 % des participants disaient connaître au moins approximativement les coûts d'utilisation des différentes sources d'énergie au moment de prendre leur décision d'opter pour un système à gaz naturel.

7

Potentiel des options

8

9

10

La seconde étape de la consultation des clients avait pour but d'évaluer le potentiel de certaines alternatives à offrir au client choisissant de déroger aux normes de base d'installation définies par Gaz Métro.

11

CHOIX DE L'EMPLACEMENT DU COMPTEUR

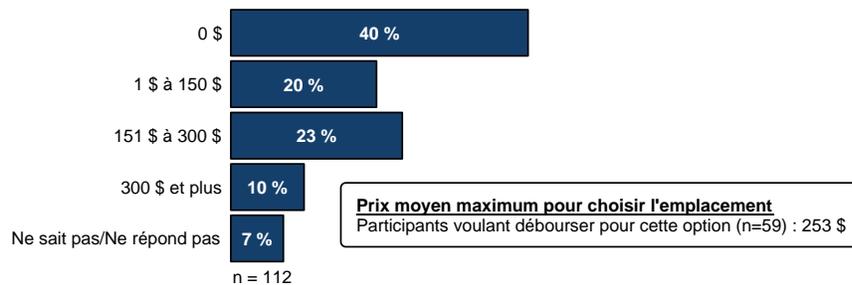
12

13

- Dans un premier temps, l'option qui consiste pour le client à faire le choix de l'emplacement de son compteur a été évaluée. Les participants acceptant de

1 payer pour cette option se sont dits prêts à déboursier en moyenne une somme de
2 253 \$.

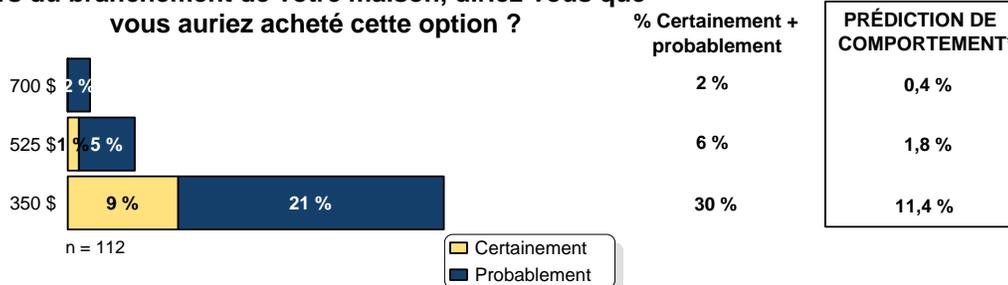
Selon vos besoins, quel serait le prix maximum que vous auriez été prêt à payer pour choisir l'emplacement du compteur à gaz naturel sur votre maison au moment où on a fait le branchement de votre résidence au réseau de gaz naturel ?



3

4 ▪ Dans un deuxième temps, la prédiction d'adhésion à cette option a été évaluée en
5 fonction de plusieurs coûts prédéfinis. Pour une valeur de 350 \$, la prédiction
6 d'adhésion serait de l'ordre de 11 %. La prédiction d'adhésion est bâtie en
7 considérant la somme de 80 % des répondants qui auraient *certainement* choisi
8 cette option et de 20 % des répondants qui l'auraient *probablement* choisi.

Si Gaz Métro vous avait offert l'option de choisir l'emplacement de votre compteur à un prix de ... \$ lors du branchement de votre maison, diriez-vous que vous auriez acheté cette option ?



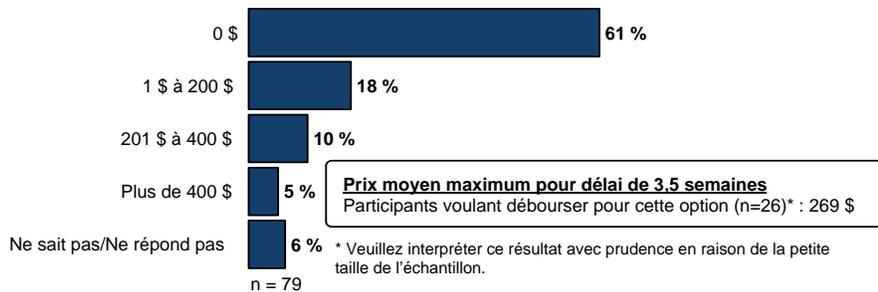
9 * Résultats pondérés : 80 % certainement pas + 20 % probablement pas

10 **CHOIX DU DÉLAI DE RACCORDEMENT**

11 ▪ Par la suite, l'option de choisir le délai de raccordement de la résidence du client a
12 été évaluée. Les participants acceptant de payer pour cette option seraient prêts à
13 déboursier en moyenne une somme de 269 \$. Il est à noter que plus de 60 % des

1 répondants ne seraient pas prêts à déboursier quoi que ce soit pour cette option. Il
 2 est intéressant de croiser cette information avec la statistique qui indique un taux
 3 de satisfaction de la clientèle de l'ordre de 86 %, en ce qui concerne les délais
 4 d'installation encourus. Il semble donc que l'accélération du délai de raccordement
 5 n'a que peu de valeur pour les clients de Gaz Métro.

Selon vos besoins, quel serait le prix maximum que vous auriez été prêt à payer pour avoir un délai d'installation du gaz naturel de 3,5 semaines entre le moment où vous donner un contrat à un entrepreneur et le moment où vous pouvez commercer à utiliser votre nouveau système de chauffage ?



6

7 ■ Finalement, la prédiction d'adhésion à cette option a été évaluée en fonction de
 8 plusieurs coûts prédéfinis. Pour une valeur de 500 \$, la prédiction d'adhésion
 9 serait d'environ 6,6 %.

Si Gaz Métro vous avait offert ce délai d'installation de 3,5 semaines au lieu de 6 semaines à un prix de ... \$, diriez-vous que vous auriez opté pour cette offre lors du branchement de votre maison au réseau de gaz naturel ?



* Résultats pondérés : 80 % certainement pas + 20 % probablement pas

10

11 **Orientations tarifaires**

12 La troisième étape du processus de consultation de la clientèle avait pour but d'évaluer le
 13 potentiel de certaines orientations tarifaires, notamment au niveau d'une contribution

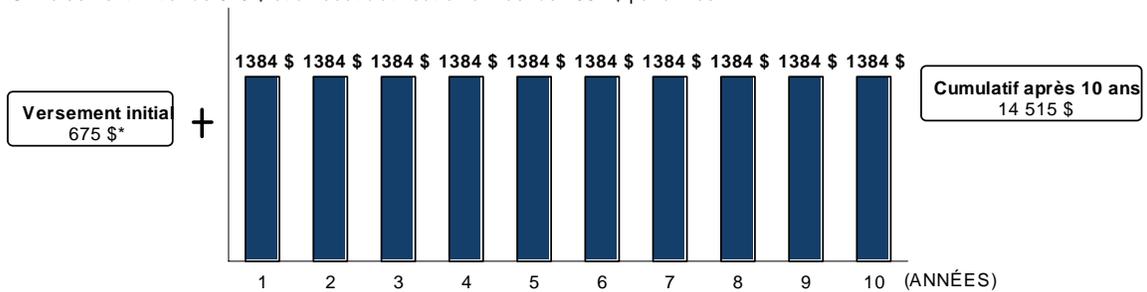
1 initiale du client, de l'implantation d'un « tarif de développement » et de la sensibilité aux
2 portions fixe et variable du tarif.

3 CONTRIBUTION INITIALE VERSUS « TARIF DE DÉVELOPPEMENT »

4 Le degré de préférence des nouveaux clients entre une contribution initiale à verser à
5 Gaz Métro et un étalement sur leur facture (« tarif de développement ») a été évalué. Pour
6 les besoins de l'exercice, les coûts d'utilisation du gaz naturel pour une résidence
7 standard ont été fixés à 1 384 \$ par année. Les participants ont donné leur préférence à
8 l'égard de six scénarios de tarification potentiels. Tous les scénarios varient en fonction de
9 l'ampleur du versement initial, de la durée et du type d'étalement. Le détail de ces
10 scénarios est présenté ci-après.

SCÉNARIO 1

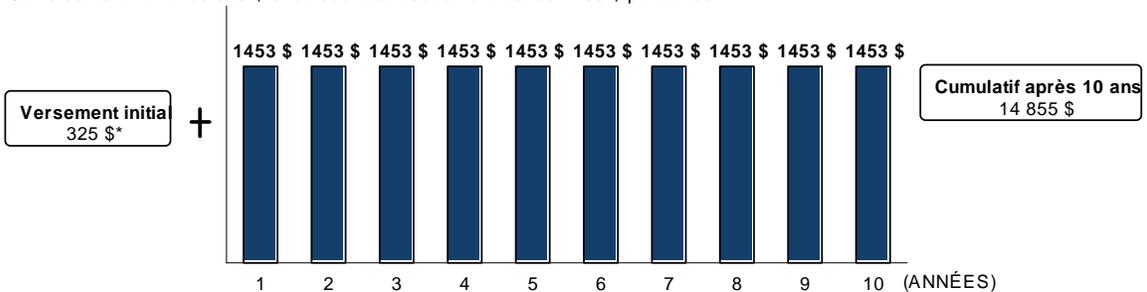
Un versement initial de 675 \$ et un coût d'utilisation annuel de 1384 \$ par année.



11

SCÉNARIO 2

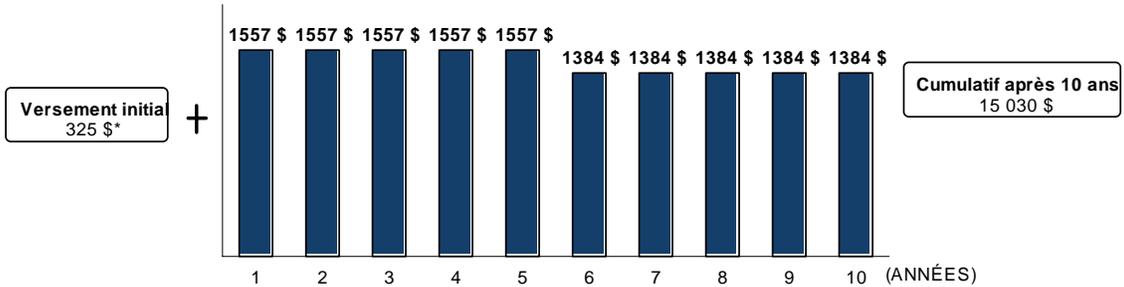
Un versement initial de 325 \$ et un coût d'utilisation annuel de 1453 \$ par année.



12

SCÉNARIO 3

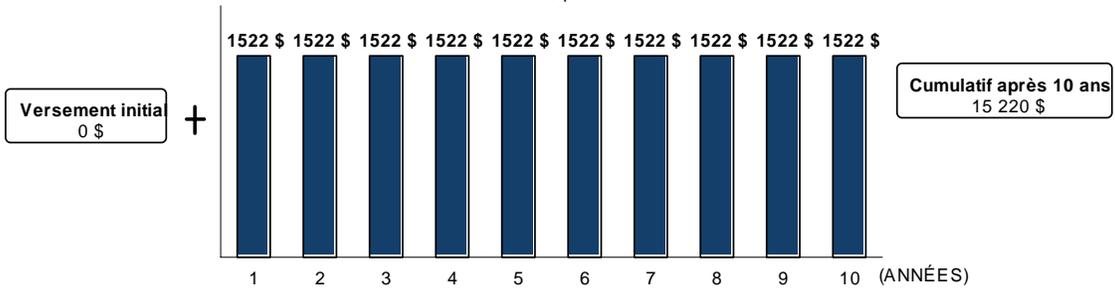
Un versement initial de 325 \$ et un coût d'utilisation annuel de 1557 \$ pendant les 5 premières années et de 1384 \$ durant les années suivantes.



1

SCÉNARIO 4

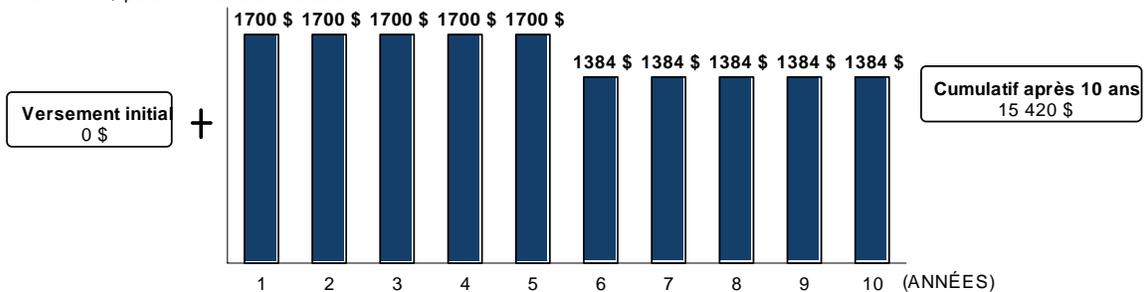
Aucun versement initial et un coût d'utilisation annuel de 1522 \$ par année



2

SCÉNARIO 5

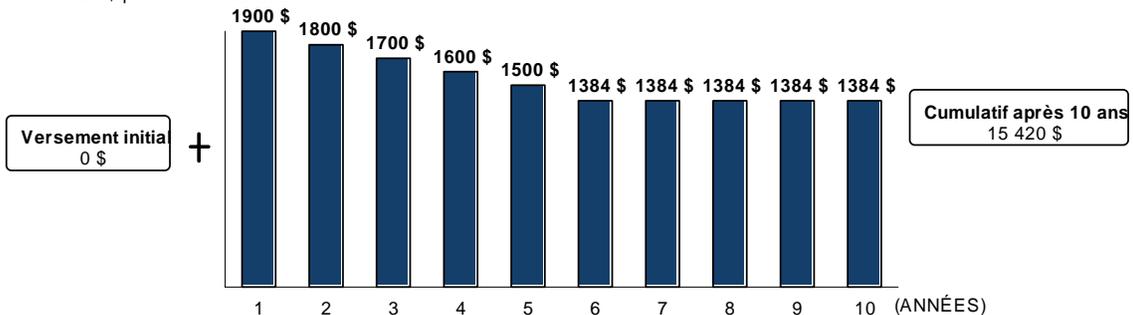
Aucun versement initial et un coût d'utilisation annuel de 1700 \$ pendant les 5 premières années et de 1384 \$ pour les années suivantes.



3

SCÉNARIO 6

Aucun versement initial et un coût d'utilisation annuel de 1900 \$ à 1500 \$ pendant les 5 premières années et de 1384 \$ pour les années suivantes.



4

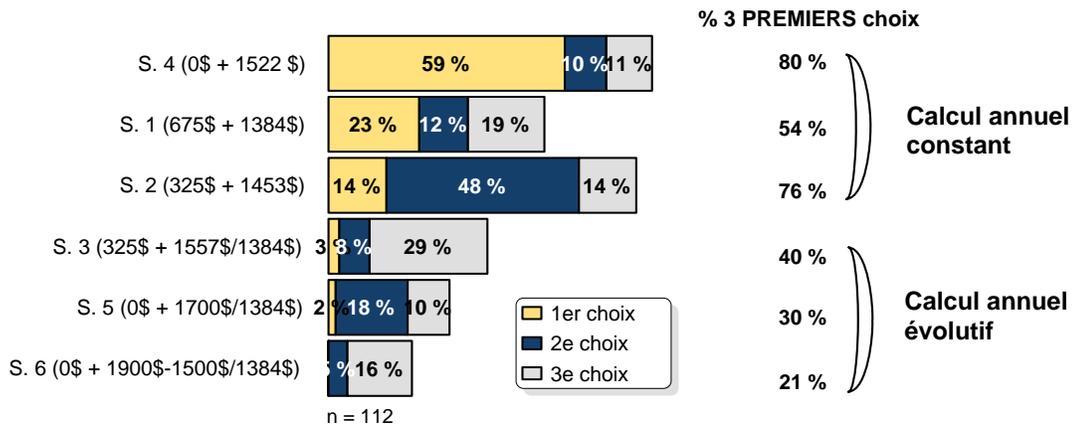
1 Par la suite, ces scénarios ont été classés en fonction des préférences cumulatives des
 2 clients (1^{er}, 2^e, 3^e choix) afin de faire ressortir les préférences globales. Les scénarios 4 et
 3 2, avec des préférences cumulatives de 80 % et 76 %, constituent les premiers choix.

4 Les répondants qui ont porté leur choix sur ces deux scénarios l'ont fait pour l'une ou
 5 l'autre des raisons suivantes :

- 6 ▪ Aucun versement initial ou versement initial raisonnable;
- 7 ▪ Uniformité/stabilité dans les paiements;
- 8 ▪ Ne sait pas s'il va garder sa maison à long terme / ne veut pas payer pour le
 9 prochain propriétaire / ne veut pas payer d'avance;
- 10 ▪ Facile à budgéter / Simplicité.

11 Les scénarios les moins populaires sont ceux qui présentaient un étalement évolutif
 12 décroissant dans le temps. Il est à noter qu'une proportion non négligeable (23 %) de
 13 clients aurait opté, comme premier choix, pour un versement initial complet, sans aucun
 14 étalement.

Q1. D'abord, si au moment de magasiner votre système de chauffage à gaz naturel on vous avait offert un ou plusieurs des scénarios de facturation présentés à l'ANNEXE A, quelle aurait été votre appréciation de chacun? Veuillez classer les 6 scénarios de facturation proposés en ordre de préférence de 1 à 6 (1 étant le scénario que vous appréciez le plus et 6 le scénario que vous appréciez le moins).



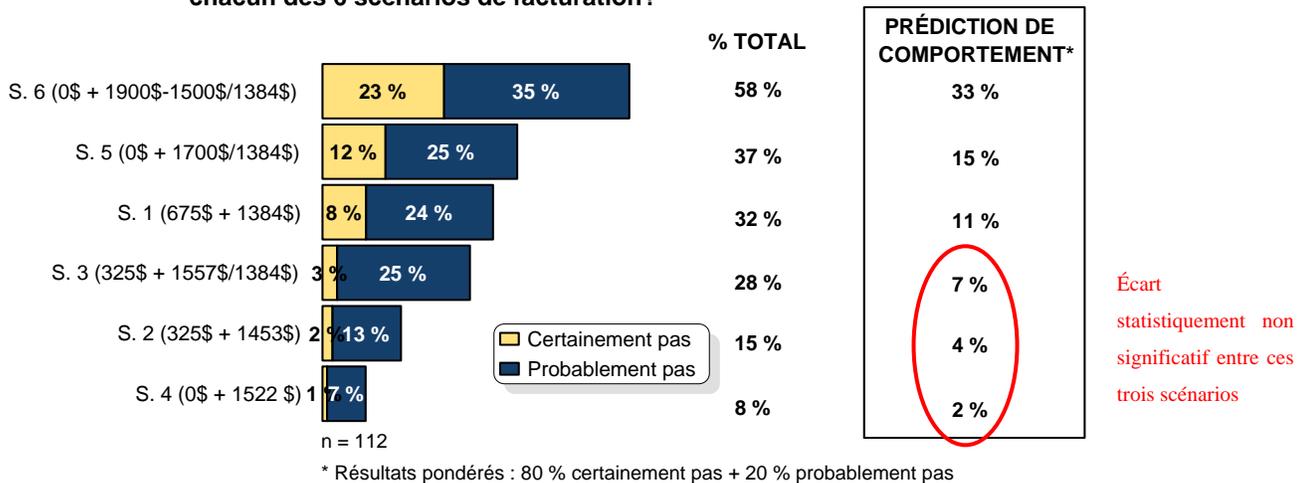
15

16 Plusieurs facteurs viennent expliquer la préférence pour un étalement stable :

- 1 • le manque de liquidités suite à l'achat d'une résidence ou suite à des travaux
- 2 de conversion coûteux;
- 3 • l'impact limité sur la facture;
- 4 • le fait que le client va probablement revendre sa maison sur un horizon à
- 5 moyen terme;
- 6 • et la simplicité.

7 Bien entendu, tous les scénarios présentés aux clients impliquent un montant additionnel
8 qui n'était pas prévu initialement lorsque les clients interrogés ont pris la décision d'aller
9 au gaz naturel. Il a donc fallu mesurer l'impact de cette nouvelle orientation sur les
10 intentions de choisir le gaz naturel.

Q4. Au moment où vous avez changé votre système de chauffage, quelle aurait été votre intention d'installer un système à gaz naturel si on vous avait imposé chacun des 6 scénarios de facturation?



11

12 Cette analyse démontre que pour les deux scénarios les plus appréciés (scénarios 4 et 2),
13 la proportion de clients qui n'auraient pas choisi le gaz naturel varie entre 2 et 4%.
14 Gaz Métro pourrait donc sans crainte opter pour ces scénarios, sans risquer une érosion
15 marquée de ses parts de marché. Il est intéressant de constater que le scénario 3
16 présente une proportion de 7 %, qui n'est pas statistiquement différente des deux
17 scénarios préférés.

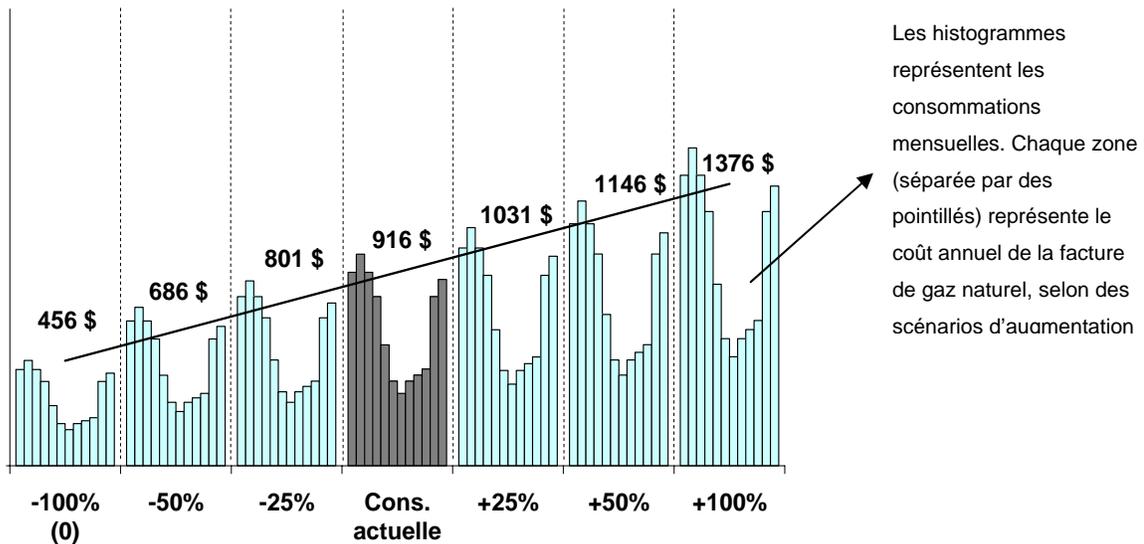
1 PORTIONS FIXE ET VARIABLE DU TARIF

2 Le degré de préférence des clients entre une tarification majoritairement fixe en
3 comparaison à une tarification complètement variable a aussi été évalué. Pour les besoins
4 de l'exercice, un cas-type d'utilisation du gaz naturel, qui fixe le coût annuel à 916 \$ a été
5 défini. Les participants devaient donner leur préférence à l'égard de quatre scénarios.
6 Dans chaque scénario, l'effet d'un doublement de la consommation ou d'une réduction de
7 la consommation à zéro était présenté sur la facture du client.

SCÉNARIO 1 : QUASI-TOTALEMENT FIXE

Le coût d'utilisation annuel de gaz naturel est 916 \$.

Si la consommation annuelle de gaz naturel augmente de 25% (m³), le coût d'utilisation annuel sera de 1031 \$. Si la consommation annuelle de gaz naturel diminue de 25%, le coût annuel sera de 801 \$.



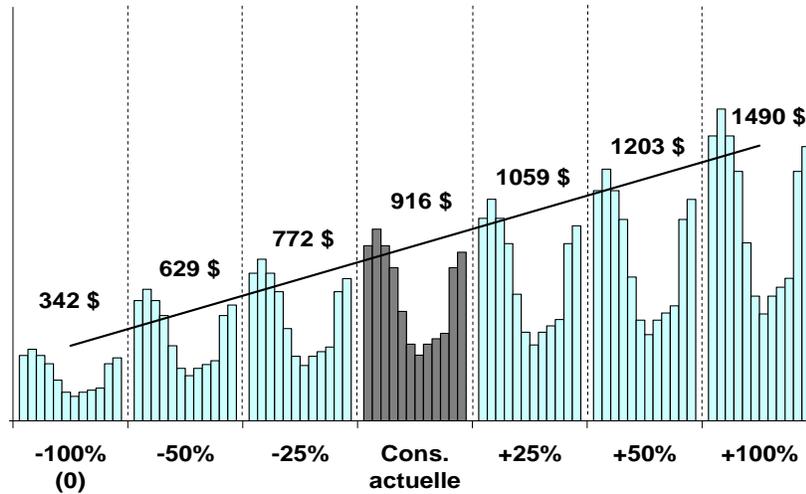
8

9 Dans le premier scénario, les coûts de fourniture, transport, compression et équilibrage
10 varient en fonction de la consommation alors que les coûts de distribution sont fixés à
11 100 % et demeurent stables à 456 \$ par année. Ce scénario présente ainsi une
12 élimination totale de la portion variable des tarifs.

SCÉNARIO 2 : MAJORITAIREMENT FIXE

Le coût d'utilisation annuel de gaz naturel est 916 \$.

Si la consommation annuelle de gaz naturel augmente de 25% (m³), le coût d'utilisation annuel sera de 1059 \$. Si la consommation annuelle de gaz naturel diminue de 25%, le coût annuel sera de 772 \$.



1

2

3

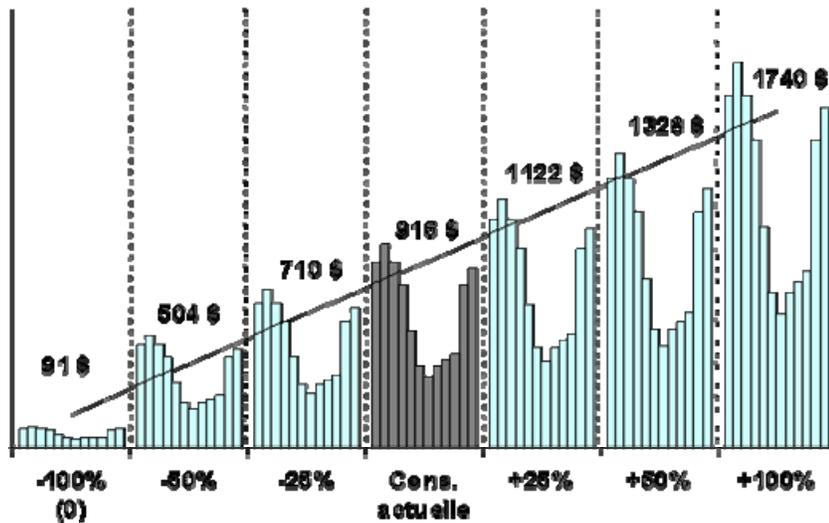
4

Le second scénario présente un tarif de distribution avec une portion variable un peu plus importante, mais qui demeure majoritairement fixe. Les autres services (fourniture, transport, compression et équilibrage) fluctuent en fonction de la consommation du client.

SCÉNARIO 3 : MAJORITAIREMENT VARIABLE

Le coût d'utilisation annuel de gaz naturel est 916 \$.

Si la consommation annuelle de gaz naturel augmente de 25% (m³), le coût d'utilisation annuel sera de 1122 \$. Si la consommation annuelle de gaz naturel diminue de 25%, le coût annuel sera de 710 \$.



1

2

3

4

5

6

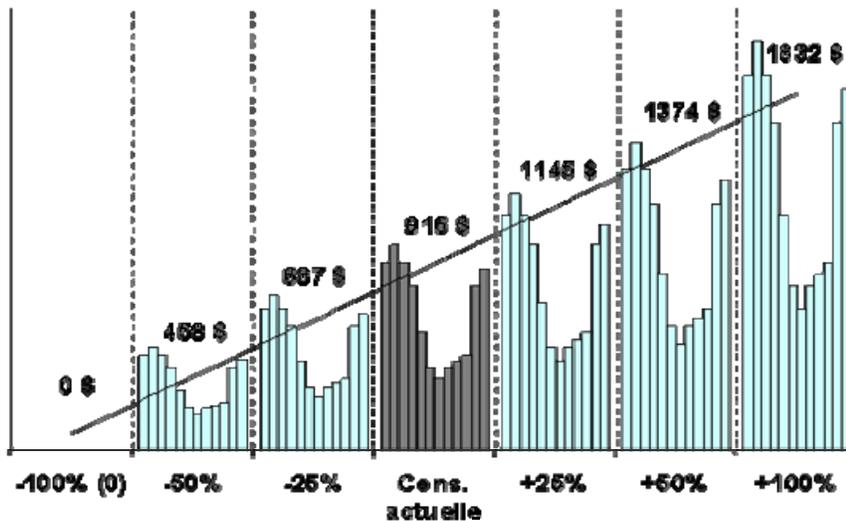
7

Le troisième scénario reflète la structure actuelle du tarif de distribution de Gaz Métro, avec une portion fixe très limitée et une portion variable importante. Contrairement aux deux scénarios précédents, le client qui cesse de consommer voit sa facture annuelle réduite de façon substantielle (il ne paie que le frais de base de 25 ¢ par jour). L'inverse est aussi vrai pour une augmentation de 100 % de sa consommation, qui a un impact marqué à la hausse.

SCÉNARIO 4 : QUASI-TOTALEMENT VARIABLE

Le coût d'utilisation annuel de gaz naturel est 916 \$.

Si la consommation annuelle de gaz naturel augmente de 25% (m³), le coût d'utilisation annuel sera de 1145 \$. Si la consommation annuelle de gaz naturel diminue de 25%, le coût annuel sera de 687 \$.

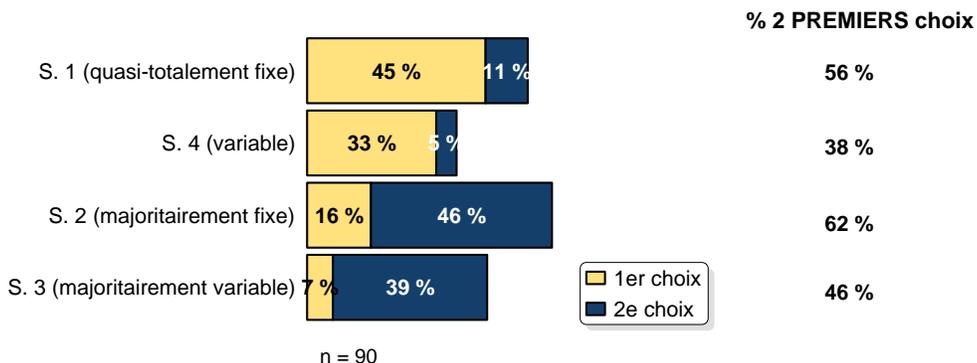


1

2 Le quatrième scénario présente un tarif de distribution qui serait à 100 % variable, sans
 3 aucun frais de base. La facture totale du client serait de 0 \$ en l'absence de
 4 consommation et de 1 832 \$ pour un doublement de la consommation.

5 En classant ces scénarios en fonction des préférences cumulatives des clients (1^{er}, 2^e,
 6 3^e choix), une certaine polarisation des répondants en terme de préférences globales a été
 7 constatée.

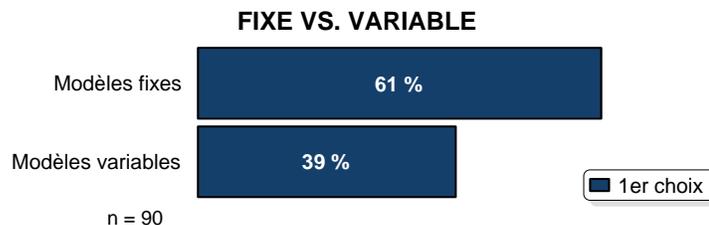
Q1. D'abord, si aujourd'hui comme client on vous offrait l'un ou l'autre des scénarios de tarifs de gaz naturel présentés dans l'annexe B, quelle serait votre appréciation de chacun d'eux? Veuillez classer les 4 scénarios de tarifs proposés en ordre de préférence de 1 à 4 (1 étant le scénario que vous appréciez le plus et 4 le scénario que vous appréciez le moins).



8

1 Si le premier choix se porte au niveau du scénario 1, une proportion importante de
 2 répondants portent leur préférence sur le scénario 4. Par contre, en cumulant la somme
 3 des premiers choix pour les scénarios fixes et variables, la conclusion qu'une majorité de
 4 répondants préfère une tarification à tendance fixe plutôt qu'à tendance variable semble
 5 évidente.

Q1. D'abord, si aujourd'hui comme client on vous offrait l'un ou l'autre des scénarios de tarifs de gaz naturel présentés dans l'annexe B, quelle serait votre appréciation de chacun d'eux? Veuillez classer les 4 scénarios de tarifs proposés en ordre de préférence de 1 à 4 (1 étant le scénario que vous appréciez le plus et 4 le scénario que vous appréciez le moins).



6

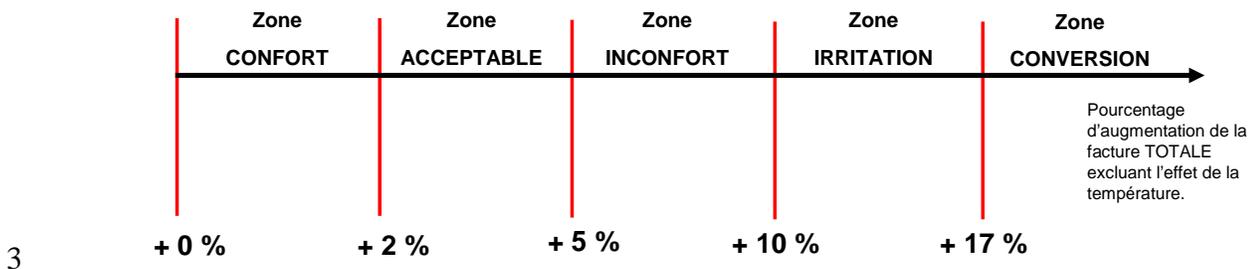
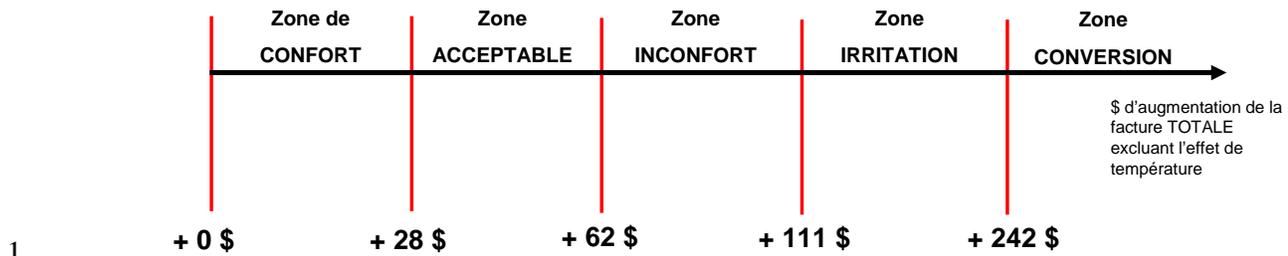
7 Les répondants qui ont porté leur choix sur une tarification à portion fixe plus importante
 8 l'ont fait pour les raisons suivantes :

- 9 ▪ Moins grande fluctuation de la facture, stabilité;
- 10 ▪ Simplicité, plus facile à budgéter;
- 11 ▪ Protège en cas d'augmentation de la consommation.

12 Sensibilité au coût d'utilisation

13 La quatrième étape avait pour but d'évaluer la sensibilité des répondants à une
 14 augmentation de leur facture annuelle de gaz naturel. Cette analyse vient donc mesurer
 15 l'impact d'un éventuel « tarif de développement » ou encore de l'étalement temporel d'une
 16 contribution qui serait exigée des nouveaux clients se raccordant au réseau gazier.

17 Il est important de rappeler ici que les participants à ce projet de recherche étaient des
 18 clients avec un profil de chauffage qui devaient évaluer leur tolérance face à divers
 19 niveaux d'augmentation de leur facture annuelle. Les deux tableaux suivants résument les
 20 résultats.

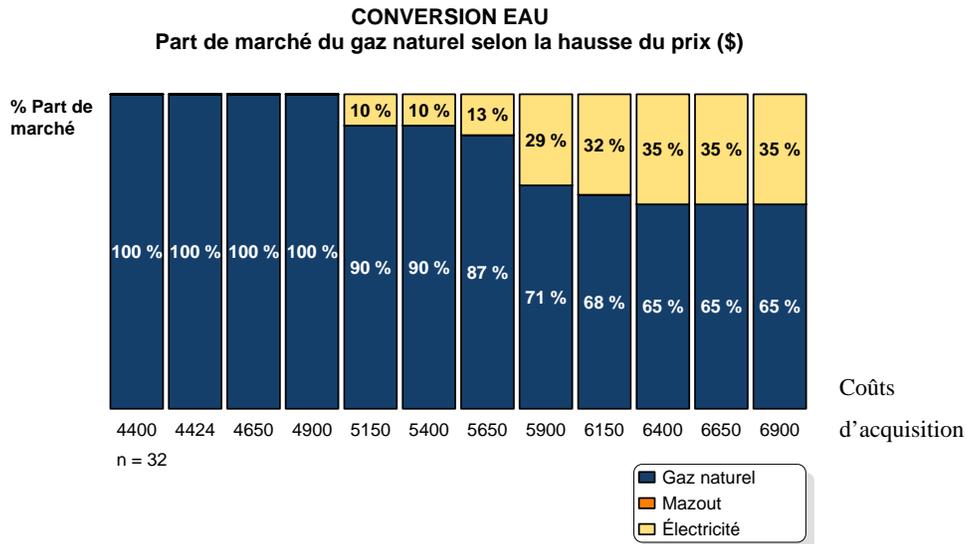


5 Le premier tableau présente les augmentations en dollars et le suivant en pourcentage.
6 Cette analyse démontre que le seuil de confort des clients se situe au niveau d'une
7 augmentation annuelle similaire à celle de l'inflation. De l'autre côté du spectre,
8 l'augmentation moyenne pour songer à convertir de source d'énergie est de 23,4 % ou
9 303 \$ par année, avec un seuil à 17 %. Bien entendu, il y a tout un pas à franchir entre
10 une intention de conversion et la réalisation de ce geste. Les simples fluctuations des prix
11 de la fourniture ont déjà entraîné des hausses annuelles de la facture des clients
12 résidentiels se situant à l'intérieur ou dépassant les zones d'irritation et de conversion,
13 sans pour autant entraîner de vagues massives de conversion. Ces résultats doivent être
14 considérés comme étant des indicateurs ou des balises pour Gaz Métro dans sa stratégie
d'accroissement des revenus auprès de sa clientèle résidentielle.

15 **Sensibilité au coût d'acquisition**

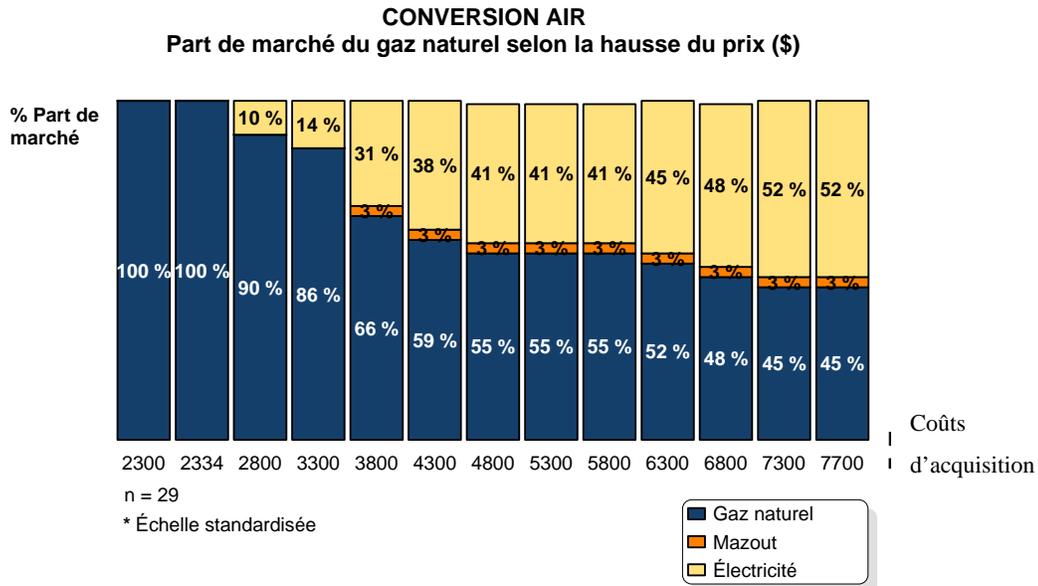
16 La cinquième étape avait pour but d'évaluer la sensibilité des répondants à une
17 augmentation du coût d'acquisition. Cette analyse vient donc mesurer l'impact d'une
18 éventuelle contribution qui serait exigée par Gaz Métro pour les nouveaux clients
19 résidentiels ou encore une baisse des aides financières versées par le distributeur.

1 La mesure de la sensibilité face à une augmentation des coûts d'acquisition a été établie
 2 en partant d'un prix standard moyen d'installation et en augmentant progressivement ce
 3 prix par tranches. Quatre groupes de clients ont été soumis à cet exercice.



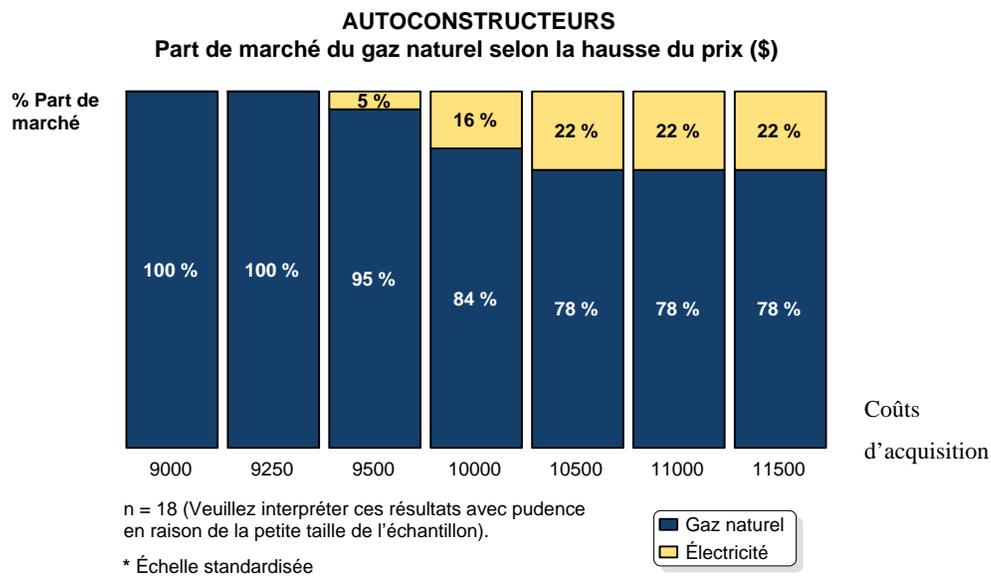
4

5 Chez les clients qui ont fait la conversion de leur système à eau chaude, la sensibilité à
 6 une augmentation des coûts d'acquisition est modérée. En effet, il faut aller vers une
 7 augmentation supérieure à 500 \$ (donc un coût d'installation supérieur à 4 900 \$) pour
 8 avoir un effet d'érosion sur les parts de marché. L'effet maximal mesuré est de 35 % avec
 9 une augmentation de 2 500 \$.



1
2
3
4
5

Chez les clients qui ont fait la conversion de leur système à air chaud, la sensibilité à une augmentation des coûts d'acquisition est un peu plus élevée. L'érosion des parts de marché est de 10 % pour une augmentation de 500 \$. L'effet maximal mesuré est de 55 % avec une augmentation de 5 400 \$.

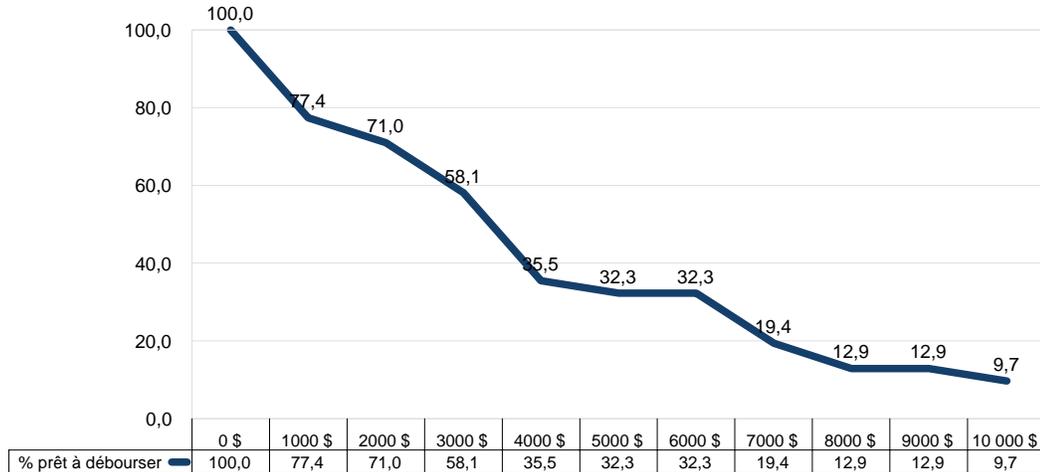


6

1 Chez les autoconstructeurs, la sensibilité à l'augmentation des coûts d'installation est
 2 modérée. En effet, à 500 \$ d'augmentation, l'effet sur les parts de marché est de 5 %.

Q2. À l'époque où vous avez acheté votre maison neuve, jusqu'à combien de plus auriez-vous été prêt(e) à payer votre maison pour avoir l'option du gaz naturel ?

À l'époque, s'il avait fallu, j'aurais payé jusqu'à _____ \$ de plus pour ma maison pour avoir le gaz naturel VS des équipements électriques et au propane.



n = 31 (Nouvelle-construction, constructeur)

* Résultats cumulés

3
 4 Chez les clients qui ont acheté d'un constructeur, la sensibilité aux coûts d'acquisition est
 5 très élevée. Une hausse de 1 000 \$ du coût d'acquisition a un impact de près de 23 % sur
 6 les parts de marché.

7 La conclusion à tirer de ces quatre scénarios est que la sensibilité aux coûts d'acquisition
 8 est la plus faible chez les clients en conversion eau chaude et chez les autoconstructeurs
 9 et plus élevée chez les clients en conversion air chaud et chez ceux qui achètent
 10 directement d'un constructeur. Par ailleurs, il est important de mentionner qu'en dessous
 11 de 500 \$ d'augmentation, l'effet sur les parts de marché reste limité.

12 **7.4 Conclusions tirées de la démarche initiale de consultation et de balisage**

13 Les résultats de ce projet de recherche nous permettent de tirer neuf grandes conclusions, qui
 14 serviront de fondement aux recommandations de Gaz Métro.

15 **Première conclusion** : Gaz Métro, à la différence des autres distributeurs gaziers canadiens,
 16 ne facture pas de façon systématique toutes les demandes spécifiques des clients qui sortent

1 du cadre des conditions standards de raccordement (emplacement du compteur, délai de
2 raccordement, variation des coûts saisonniers, etc.).

3 **Seconde conclusion** : à l'heure actuelle, certains distributeurs d'énergie exigent une
4 contribution monétaire aux nouveaux clients. Cette contribution est de l'ordre de 300 \$ chez
5 *Terasen* et de 200 \$ chez *Hydro-Québec*.

6 **Troisième conclusion** : Gaz Métro a les frais de base les plus bas de l'ensemble des
7 distributeurs à l'étude.

8 **Quatrième conclusion** : 30 % des répondants seraient certainement ou probablement prêts à
9 payer jusqu'à 350 \$ afin de choisir l'emplacement de leur compteur. La prédiction de
10 comportement est de 11 %.

11 **Cinquième conclusion** : 15 % des répondants seraient certainement ou probablement prêts à
12 payer jusqu'à 500 \$ afin de bénéficier d'un délai de raccordement plus rapide. La prédiction de
13 comportement est de 7 %.

14 **Sixième conclusion** : si Gaz Métro en venait à exiger une contribution monétaire aux
15 nouveaux clients, l'effet sur le développement serait relativement limité, à condition de proposer
16 un étalement du montant exigé pour minimiser l'impact sur la facture.

17 **Septième conclusion** : une majorité de répondants préfèrent une tarification à tendance fixe
18 plutôt qu'à tendance variable.

19 **Huitième conclusion** : en ce qui concerne les coûts d'utilisation, les répondants consultés sont
20 confortables avec des augmentations qui avoisinent le taux d'inflation (2 %). Le seuil critique se
21 situe au niveau d'une augmentation de leur facture totale qui dépasserait 17 % ou 242 \$ par
22 année, selon nos cas-types. Cette conclusion étant applicable uniquement à l'échantillon
23 consulté, nous avons dû compléter notre analyse de sensibilité sur les coûts d'utilisation auprès
24 du sous segment 0-1095 m³/an, les résultats sont présentés à la section 8.

1 **Neuvième conclusion** : pour ce qui est des coûts d'acquisition, une augmentation de 500 \$
2 aurait des effets de 5 à 10 % d'érosion sur nos ventes futures, en fonction des différents
3 segments analysés. Cela vient renforcer la nécessité d'étaler la contribution dans le temps et
4 même de chercher à la réduire si possible.

5 Ces neufs conclusions ont été présentées au groupe de travail lors de la dernière rencontre
6 prévue par la Régie dans sa décision D-2006-140. Les commentaires reçus lors de cette
7 deuxième rencontre ont alors permis de poursuivre la réflexion à l'interne et d'arriver ici avec
8 des propositions mieux adaptées encore.

1 **8. PROPOSITIONS TARIFAIRES ET COMPLÉMENTAIRES**

2 Suite aux nombreuses démarches entreprises depuis plusieurs mois pour comprendre et
3 ensuite viser l'amélioration de la rentabilité du marché résidentiel dans une perspective de
4 pérennité, des propositions concrètes sont soumises pour approbation à la Régie. Les
5 propositions en ce sens seront présentées dans cette section. Rappelons que, tel qu'introduit
6 aux sections précédentes, la facturation d'une contribution vise à permettre l'atteinte de la
7 rentabilité cible rapidement, que l'augmentation des frais de base vise à préserver autant que
8 possible, cette rentabilité et que la combinaison de ces deux propositions vise le
9 développement de nouveaux marchés. La proposition d'augmenter la portion fixe des tarifs par
10 rapport à la portion variable est qualifiée ici de « tarifaire » alors que les autres propositions
11 dites « complémentaires » sont davantage des ajustements aux conditions générales actuelles.

12 Nous verrons plus en détail chacune des quatre grandes propositions suivantes :

- 13 > - Augmentation des frais de base (section 8.1);
- 14 > - Mise en place d'une contribution minimale automatique pour les nouveaux clients
15 résidentiels (section 8.2);
- 16 > - Standardisation des conditions de raccordement (section 8.4);
- 17 > - Modifications aux frais de remise en service (section 8.5).

1 **8.1 Augmentation des frais de base**

2 Une augmentation des frais de base permettrait de favoriser le maintien de la rentabilité lors
3 d'une variation de la consommation, développer de nouveaux marchés et de supporter le
4 développement des nouvelles technologies. En plus de s'inscrire dans une tendance de fond en
5 Amérique du Nord²¹, les clients consultés se sont montrés relativement favorables à une
6 augmentation de la portion fixe de la facture par rapport à la portion variable. Il faut maintenant
7 déterminer la façon dont cette augmentation pourrait se traduire.

8 8.1.1 Détermination des nouveaux frais de base

9 Idéalement, les frais de base devraient refléter l'ensemble des coûts fixes nécessaires
10 pour desservir les clients. Or, l'essentiel du coût de service de Gaz Métro est constitué de
11 coûts fixes : les conduites de distribution, les raccordements, les compteurs, les dépenses
12 d'administration, etc. sont tous des coûts encourus que les clients consomment ou non.

13 Ainsi, si l'ensemble des coûts fixes était supporté par les frais de base, la structure du tarif
14 D_1 serait presque 100 % fixe. Peu importe que les clients consomment ou non, le prix
15 facturé et les revenus générés seraient presque toujours les mêmes. Dans ce cas,
16 l'objectif du maintien de la rentabilité serait immédiatement atteint. Cela aurait cependant
17 un effet négatif sur le signal de prix de la distribution. Gaz Métro s'assure toujours de
18 respecter le principe que plus un client consomme, plus sa facture de distribution est
19 élevée. Même si la structure des prix actuelle est décroissante, il demeure toujours que
20 chaque mètre cube non consommé par le client contribue à réduire sa facture totale de
21 distribution. Avec une structure presque entièrement fixe, ce principe ne serait plus
22 respecté. Les services de fourniture, compression, transport et équilibrage continueraient
23 à dépendre de la consommation. Toutefois la distribution, qui représente une portion
24 importante (43 % en 2008) de la facture totale dans le cas des clients résidentiels, ne
25 varierait plus.

26 Il faut alors déterminer jusqu'où devrait aller la hausse du frais de base et donc la garantie
27 de maintien de la rentabilité. Lorsque Gaz Métro doit approvisionner une nouvelle adresse

²¹ L'étude intitulée « Position des distributeurs nord-américains de gaz naturel à l'égard des frais fixes – marché résidentiel », de Multi-réso Senergis, est venue confirmer cette tendance

de service, un nouveau raccordement et un nouveau compteur doivent généralement être installés. Ces coûts constituent donc les coûts minimums encourus. Ce n'est pas nécessairement vrai pour les autres coûts. En effet, certains autres coûts tels la mise en place de conduites de distribution peuvent par exemple être encourus dans des cas d'extension de réseau. Toutefois, les coûts d'installation de conduites ne seraient pas encourus dans des cas de densification de réseau. Les frais de base devraient donc au moins couvrir les coûts de raccordements et compteurs.

Il est à noter que l'augmentation des frais de base toucherait aussi les clients du tarif D_M puisque les tarifs D₁ et D_M sont liés à la même grille tarifaire. Le tableau suivant présente les coûts associés aux raccordements et compteurs pour les tarifs D₁ et D_M répartis par palier tarifaire²². Les dépenses d'exploitation et d'amortissement sont incluses dans les coûts.

Identification des coûts fixes – Raccordements et compteurs*

	0 10 950	10 950 36 500	36 500 109 500	109 500 365 000	365 000 1 095 000	1 095 000 3 650 000	3 650 000 >	Total
Coûts (\$)								
Branchements	19 317 135	4 602 799	2 354 946	758 374	230 475	79 182	24 179	27 367 089
Compteurs	4 088 250	2 163 347	1 451 423	619 408	290 474	78 028	18 939	8 709 869
Total	23 405 385	6 766 146	3 806 369	1 377 781	520 949	157 210	43 117	36 076 958
Nombre de clients:								
	137 898	19 565	9 228	3 165	912	209	23	171 001
Coûts unitaires (¢/client/jour)								
Branchements	38,379	64,453	69,918	65,646	69,205	103,818	287,513	43,847
Compteurs	8,122	30,293	43,093	53,617	87,222	102,304	225,203	13,955
Total	46,501	94,746	113,011	119,263	156,427	206,121	512,716	57,802

* Coûts excluant le rendement et les taxes liés aux raccordements et compteurs

Les résultats permettent de constater que les coûts totaux sont décroissants par palier de consommation. Par contre, le nombre de clients est lui aussi décroissant. Ramené en terme de coûts unitaires par client, la résultante est alors croissante. Le coût unitaire varie de 46,5 à 512,7 ¢/client/jour selon l'importance du volume consommé. Les trois derniers paliers ont été fusionnés pour le calcul du coût unitaire en raison du faible nombre de

²² Les données proviennent de l'étude d'allocation du coût de service 2006/2007

1 clients pour ces niveaux de consommation.

2 Un coût unitaire par client croissant en fonction des paliers de consommation s'explique
3 par le fait que plus le volume de gaz consommé par un client est important, plus le
4 raccordement et le compteur nécessaires pour le desservir et le facturer représentent un
5 investissement important pour Gaz Métro. Bien sûr, lorsque les coûts unitaires associés à
6 ces composantes sont évalués en fonction des m³ consommés et non en fonction du
7 nombre de clients, une décroissance est plutôt constatée. Le même raisonnement peut
8 s'appliquer aux conduites de distribution. Étant donné les coûts fixes relativement grands
9 par rapport aux coûts variables, Gaz Métro réalise des économies d'échelle en desservant
10 des clients de plus en plus gros puisque les coûts sont amortis sur un plus grand volume.
11 Ainsi, lorsque la facturation des clients se fait essentiellement en fonction du volume
12 consommé, comme c'est le cas actuellement, des tarifs décroissants permettent de
13 refléter ces économies d'échelle.

14 **Il est donc proposé de lier directement les frais de base applicables aux tarifs D₁ et**
15 **D_M aux coûts unitaires de raccordements et compteurs évalués à partir de**
16 **l'allocation du coût de service.**²³ Ces coûts pourraient être revus à chaque année. Les
17 clients se verraient facturer un frais de base distinct en fonction du palier tarifaire atteint
18 (un exemple sera présenté plus loin). Il est à noter que bien que calculés en €/client/jour,
19 les frais de base seraient facturés en €/compteur/jour. Les coûts unitaires n'ont pas été
20 déterminés directement à partir du nombre de compteurs dans le tableau précédent
21 puisque cette donnée n'est pas disponible au niveau des prévisions budgétaires pour le
22 tarif D₁. Le calcul des coûts en fonction du nombre de clients constitue toutefois une
23 hypothèse valable.

24 Comme il a été mentionné précédemment, la modification proposée toucherait l'ensemble
25 des clients des tarifs D₁ et D_M. Il est vrai que la problématique de rentabilité à laquelle ce
26 rapport s'adresse concerne uniquement les clients résidentiels. Par contre, ce sont les
27 caractéristiques de consommation qui affectent les coûts du distributeur et non l'usage
28 qu'un client fait du gaz naturel. Ainsi, un client provenant du marché affaires aura le même
29 effet sur les coûts qu'un client de même consommation provenant du marché résidentiel. Il

²³ Il est à noter que la compagnie gazière Gaz de France a actuellement des tarifs avec des frais de base (appelés « abonnement »)

1 n'y aurait donc pas lieu de facturer des frais de base différents selon le marché.

2 Il n'y aurait pas lieu non plus de limiter la hausse des frais de base au premier palier de
3 consommation. En effet, la logique utilisée tient autant pour les petits que les grands
4 clients. Il serait difficile de justifier un frais de base lié aux coûts réels pour les clients du
5 premier palier alors que les frais de base facturés aux autres clients suivraient une toute
6 autre logique.

7 8.1.2 Volume utilisé pour déterminer le frais de base

8 Pour éviter qu'un client puisse être assujéti à des frais de base différents au cours d'une
9 même année et afin de stabiliser davantage les revenus, le frais de base pourrait être
10 déterminé à partir du volume annuel du client. Ainsi, un client qui, par exemple, aurait une
11 consommation de 11 000 m³/an se verrait facturer toute l'année un frais de base de
12 94,7 ¢/compteur/jour. Toutefois, cette solution présente des problématiques importantes au
13 niveau de l'identification du volume annuel en plus d'être administrativement lourde :

- 14 - Le volume pourrait être déterminé à partir du volume historique. Mais que faire
15 lorsque le client n'a pas un historique couvrant au moins 12 mois ou lorsqu'il
16 prévoit changer significativement sa consommation ?
- 17 - Le volume pourrait également être déterminé à partir du volume projeté.
18 Toutefois, la plupart des clients du tarif D₁ n'ont pas de contrat écrit et donc pas
19 de volume projeté.

20 De façon à conserver une structure simple et afin de ne pas ajouter de paramètres
21 supplémentaires à la facture des clients, **le volume réel mensuel serait utilisé pour**
22 **déterminer le frais de base**. Cela éviterait les traitements manuels et les risques d'erreur
23 au niveau de l'évaluation des volumes. Il est vrai qu'en utilisant les volumes réels
24 mensuels, les revenus seraient un peu moins stabilisés. À l'extrême, un très gros client qui
25 cesserait de consommer pourrait passer d'un frais de base de 512,7 ¢/compteur/jour à un
26 frais de base de 46,5 ¢/compteur/jour. Par contre, la simplicité de la solution par rapport à
27 l'utilisation d'un volume projeté ou historique compense les lacunes identifiées. De plus,
28 un changement dans la consommation n'entraîne pas nécessairement un changement de

croissants en fonction de la consommation.

1 palier. Ainsi, si le dernier palier atteint demeure le même, le frais de base payé par le
2 client ne serait pas modifié. À ce titre, l'analyse détaillée des consommations de 2006
3 démontre que 72 % des clients du tarif D₁ voient leur consommation facturée au même
4 palier à chaque mois. En considérant les clients qui ne subissent qu'une ou deux
5 variations de palier tarifaire par année, la statistique grimpe à 89% de la clientèle du tarif
6 D₁. Il en résulte que pour une très grande majorité de la clientèle, la volatilité mensuelle
7 potentielle du frais de base serait presque inexistante.

8 Mentionnons finalement que, dans la mesure où tous les clients verraient au moins leur
9 frais de base passer de 25,0 ¢ à 46,5 ¢, les revenus seraient déjà plus sécurisés et donc
10 plus stabilisés qu'actuellement. Présentement, au premier palier du tarif D₁, les frais de
11 base génèrent 12,0 M\$ sur un revenu total de distribution de 93,4 M\$, soit 12,9 % du
12 revenu total. Avec l'application de la nouvelle structure tarifaire, ils permettraient de
13 générer 22,4 M\$ et donc de stabiliser 23,9 % des revenus de ce palier. Pour l'ensemble
14 du tarif D₁, la portion fixe des revenus passerait de 5,9 % à 11,8 % des revenus totaux.

15 8.1.3 Impact sur l'efficacité énergétique et sur la simplicité de la facture

16 Un des effets importants lié à l'augmentation des frais de base est que cette solution
17 pourrait sembler venir à l'encontre de la logique tarifaire suivie depuis 2002. Cette
18 stratégie, telle qu'expliquée en détail à la section 2.1.1, consistait à réduire graduellement
19 les frais de base de façon à :

- 20 - uniformiser le frais de base facturé à l'ensemble de la clientèle; et
- 21 - envoyer un meilleur signal de prix au niveau de l'efficacité énergétique en
22 accordant un poids plus important à la portion variable de la facture.

23 Dans les sections précédentes, nous avons expliqué en détail les raisons qui nous
24 poussent à ajuster notre stratégie par rapport à 2002. Nous avons vu que le signal de prix
25 vient davantage de la fourniture et qu'il est toujours présent dans un marché libre comme
26 le gaz naturel. D'ailleurs, une étude réalisée en 2004, en Californie, traite plus en détail
27 des limites d'utiliser des composantes spécifiques de la facture d'énergie, comme la

1 distribution, pour envoyer le bon signal de prix à la clientèle résidentielle²⁴. Toutefois, dans
2 une certaine continuité avec notre désir de maintenir un signal de prix sur la composante
3 distribution, nous suggérons de garder une certaine logique avec une progression des
4 coûts fixes en fonction des paliers tarifaires.

5 D'abord, au niveau de l'uniformisation des frais de base, la solution proposée permettrait
6 de continuer à traiter de la même façon deux clients ayant le même profil de
7 consommation, mais provenant de marchés différents. Ainsi, les clients résidentiels et
8 commerciaux consommant les mêmes volumes se verraient encore facturer le même frais
9 de base sans discrimination. Bien sûr, les clients commerciaux et industriels ont
10 habituellement des consommations plus élevées que les clients résidentiels et atteignent
11 des paliers plus grands de la structure tarifaire. Ils seraient donc facturés pour un frais de
12 base plus élevé en fonction des coûts de raccordement et de compteurs plus élevés. La
13 différence dans les frais de base payés par les clients serait par contre due à l'importance
14 des volumes et non au marché, comme c'était le cas auparavant.

15 Si la solution visait l'établissement d'un frais de base unique pour l'ensemble de la
16 clientèle de façon à couvrir le coût total moyen des raccordements et compteurs, le signal
17 de prix attribuable à la composante distribution pourrait être théoriquement réduit. En effet,
18 la hausse du frais de base sans égard à la consommation ne ferait que diminuer le poids
19 accordé à la portion variable de la facture de distribution. Toutefois, le fait d'avoir des frais
20 de base croissants en fonction des paliers de consommation et basés sur une logique de
21 coûts, permet de conserver un certain niveau de signal de prix. Les clients ont toujours
22 avantage à optimiser leur consommation pour réduire leur facture totale, mais l'effet serait
23 encore plus présent pour les clients chevauchant plus d'un palier.

24 Par contre, la consommation d'un grand nombre de clients ne se rend jamais au-delà du
25 premier palier. Pour eux, le signal de prix au niveau de la distribution serait marginalement
26 réduit en étant loin d'être éliminé. Peu importe les modifications apportées au niveau
27 tarifaire, il y aura des efforts soutenus de la part de Gaz Métro afin d'inciter ses clients à
28 participer à des programmes d'efficacité énergétique et donc lui permettre d'atteindre les
29 objectifs fixés dans le nouveau mécanisme incitatif et les cibles spécifiées respectant la

²⁴ Residential Customer Understanding of Electricity Usage and Billing, Momenum Market Intelligence, California Energy

1 *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant*
2 *diverses dispositions législatives.*

3 Plusieurs efforts ont été consentis depuis 2002 dans le but de simplifier la facture et donc
4 la structure tarifaire pour les clients du tarif D₁. La fusion des premiers paliers a permis à
5 la majorité des clients de ce tarif de se voir facturer un seul taux uniforme plutôt que de
6 voir leur consommation répartie sur plusieurs paliers. Alors même si en apparence
7 l'application de frais de base croissants ajoute un élément de complexité qui semble aller
8 à l'encontre de la simplification de la facture, il faut toutefois rappeler qu'environ 80 % des
9 clients du tarifs D₁ ne consomment jamais au-delà du premier palier et que ce sont eux qui
10 étaient visés par la fusion des paliers en 2002. Ces clients ne verraient donc pas l'effet
11 d'une structure tarifaire en apparence plus complexe.

12 8.1.4 Impact sur les revenus

13 L'augmentation des frais de base devrait être compensée par une diminution des frais
14 variables afin de toujours générer les mêmes revenus totaux de distribution aux tarifs D₁
15 et D_M. Comme ce fut inversement le cas lors de la fusion des paliers en 2002, les clients
16 les plus affectés par des frais de base plus élevés seraient les petits clients du premier
17 palier. Étant donné leur consommation annuelle plus faible, le frais de base représente
18 une portion non négligeable de leur facture de distribution. Dans le cas des clients des
19 autres paliers dont la consommation est plus élevée, une augmentation des frais de base
20 aurait un impact moins grand.

21 De façon à réduire l'impact pour les petits clients, il est suggéré de compenser la hausse
22 des frais de base en réduisant le taux unitaire au volume retiré du premier palier jusqu'à
23 ce que l'effet moyen sur ce palier soit nul et de réduire ensuite le taux des autres paliers
24 de façon uniforme. Sur la base du dossier tarifaire 2007, la grille tarifaire obtenue serait la
25 suivante :

1

Grilles actuelle et proposée des tarifs D₁ et D_M

Paliers m ³ /an	Paliers m ³ /jour	Grille actuelle (D-2006-140)		Grille proposée	
		¢/m ³	¢/compteur/jr	¢/m ³	¢/compteur/jr
0 - 10 950	0 - 30	24,627	25,000	21,405	46,501
10 950 - 36 500	30 - 100	15,670	25,000	15,612	94,746
36 500 - 109 500	100 - 300	13,496	25,000	13,446	113,011
109 500 - 365 000	300 - 1 000	10,682	25,000	10,642	119,263
365 000 - 1 095 000	1 000 - 3 000	7,690	25,000	7,661	156,427
1 095 000 - 3 650 000	3 000 - 10 000	5,404	25,000	5,384	206,121
3 650 000 - 10 950 000	10 000 - 30 000	4,029	25,000	4,014	512,716
10 950 000 - 36 500 000	30 000 - 100 000	3,298	25,000	3,286	512,716
36 500 000 et plus	100 000 et plus	2,641	25,000	2,631	512,716

2

Concrètement, la nouvelle structure tarifaire s'appliquerait de la façon suivante :

3

Supposons un client dont la consommation mensuelle serait de 1 800 m³, soit 60 m³/jour.

4

La portion variable de la facture, déterminée à partir des taux unitaires au volume retiré,

5

correspondrait à :

6

$$[30 \text{ m}^3/\text{jour} \times 21,405 \text{ ¢/m}^3 + 30 \text{ m}^3/\text{jour} \times 15,612 \text{ ¢/m}^3] \times 30 \text{ jours} = 333,15 \text{ \$};$$

7

et la portion fixe, déterminée par le frais de base du dernier palier atteint, correspondrait à

8

$$94,746 \text{ ¢/compteur/jour} \times 30 \text{ jours} = 28,42 \text{ \$}, \text{ pour un montant total de } 361,57 \text{ \$}.$$

9

L'impact sur les taux moyens de chacun des paliers du tarif D₁ et sur le taux moyen du

10

tarif D_M est présenté au tableau suivant. Le premier palier a été scindé en trois sous-

11

paliers afin de présenter précisément l'effet des variations sur les différentes catégories de

12

clients de ce palier.

1
2

**Impact sur les taux de distribution pour
les clients des tarifs D₁ et D_M**



Paliers D ₁		Vol. moyen	D-2006-140	Grille proposée	Variation
m ³ /an		m ³ /an	¢/m ³	¢/m ³	%
0 -	1 095	405	45,793	61,789	34,9
1 095 -	3 650	2 308	27,748	28,059	1,1
3 650 -	10 950	5 946	24,907	23,349	-6,3
0 -	10 950	2 626	27,018	27,018	0,0
10 950 -	36 500	19 532	19,483	19,401	-0,4
36 500 -	109 500	57 526	15,833	15,816	-0,1
109 500 -	365 000	174 010	12,708	12,724	0,1
365 000 -	1 095 000	533 705	9,844	9,881	0,4
1 095 000 -	3 650 000	1 500 653	7,488	7,518	0,4
3 650 000 et plus		4 481 387	5,585	5,623	0,7
Tarif D₁		11 836	16,696	16,686	-0,1
Tarif D_M		506 417	6,629	6,651	0,3

3 Les résultats montrent que l'impact le plus important est sur le premier sous-palier. En
4 moyenne, le coût de distribution subirait une hausse annuelle de 65 \$.

5 Les effets sur la facture totale pour les cas-types moyens du premier palier sont évalués
6 dans le tableau ci-dessous.

7

Impact sur la facture totale

Volume	Fourniture Compression	Transport Équilibrage Inventaires	Distribution		Facture totale		Variation	
			D-2006-140	Proposée	Actuelle	Proposée		
m ³ /an	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	%
405	96	32	186	251	314	379	65	20,6
2 308	548	184	640	648	1 372	1 380	7	0,5
5 946	1 411	475	1 481	1 388	3 367	3 274	-93	-2,8

8

1 8.1.5 Enjeux soulevés et solution pour la clientèle à faible revenu

2 Si les objectifs visant l'atteinte de la rentabilité cible et la réduction du risque d'une baisse
3 de rentabilité dans le cas d'une réduction de consommation sont comblés, l'augmentation
4 des frais de base pour l'ensemble de la clientèle des tarifs D₁ et D_M soulève deux enjeux
5 auxquels il est important de répondre.

6 *8.1.5.1 Enjeu n° 1 : augmentation de la facture annuelle des clients consommant moins*
7 *de 1 095 m³ par année*

8 Nous avons vu précédemment que l'augmentation des frais de base de 25 à 46 ¢ par jour
9 aura pour effet d'augmenter de 20,6 % ou de 65 \$ en moyenne la facture annuelle totale
10 des clients dont les volumes se situent au palier 0 à 1 095 m³. Plusieurs questions nous
11 viennent alors à l'esprit. Est-ce qu'il s'agit d'une augmentation induite de la facture chez
12 cette catégorie de clientèle? Quel est l'impact de cette augmentation sur les ménages à
13 faible revenu? Sont-ils surreprésentés dans ce palier de consommation? Notre démarche
14 de consultation auprès des clients de Gaz Métro ne ciblait pas la clientèle dans ce palier
15 de consommation annuelle. Depuis la deuxième rencontre du groupe de travail, nous
16 avons donc choisi de mieux comprendre et même de consulter ces clients dans une
17 démarche parallèle afin d'évaluer l'impact de cette hausse et, aussi, de comparer leurs
18 réponses à celles des clients consommant plus de 1 095 m³ annuellement.

19 *Profil socio-démographique comparatif*: cette deuxième démarche de consultation
20 démontre que la proportion de ménages à faible revenu²⁵ est de 18,9 % chez les 1 095 m³
21 et moins et de 9,3 % chez les 1 095 m³ et plus.

²⁵ Selon la définition de ménage à faible revenu de Statistiques Canada. Le seuil de faible revenu correspond à 50 % du revenu médian de la population, pondéré en fonction du nombre de personnes dans le foyer et le degré d'urbanisation

1 *Sensibilité à une hausse de prix en pourcentage et en dollars :*

2 Chez les clients consommant entre 0 et 1 095 m³ par année, tous revenus confondus,
3 l'augmentation moyenne qui serait jugée inacceptable est de 47,99 \$.

Augmentation acceptable en \$		Augmentation inacceptable en \$	
Augmentation	Fréquence	Augmentation	Fréquence
Entre 0\$ et 20\$	60,1%	Entre 0\$ et 20\$	38,1%
Entre 21\$ et 100\$	11,0%	Entre 21\$ et 100\$	21,1%
Plus de 100\$	0,9%	Plus de 100\$	7,8%
NSP/NRP	27,5%	NSP/NRP	33,0%

5 Chez les clients consommant entre 0 et 1 095 m³ par année et considérés à faible revenu,
6 l'augmentation moyenne qui serait jugée inacceptable est de 40,52 \$.

Augmentation acceptable en \$		Augmentation inacceptable en \$	
Augmentation	Fréquence	Augmentation	Fréquence
Entre 0\$ et 20\$	63,9%	Entre 0\$ et 20\$	41,7%
Entre 20\$ et 100\$	8,3%	Entre 21\$ et 100\$	11,1%
Plus de 100\$	0,0%	Plus de 100\$	11,1%
NSP/NRP	27,8%	NSP/NRP	36,1%

8 Il importe de relativiser ces résultats en fonction des besoins, du type d'appareils et
9 surtout de la capacité de payer des différentes clientèles. Il est important de rappeler qu'il
10 existe un écart important entre une perception de la part d'un client et une intention de
11 quitter le gaz naturel pour une autre source d'énergie.

12 Ainsi, en plus d'une représentativité plus importante des ménages à faible revenu chez les
13 clients consommant 1 095 m³ et moins, il semble que l'augmentation tarifaire moyenne
14 proposée chez ces clients se retrouvera dans la zone jugée inacceptable. Dans le cas des
15 ménages à faible revenu, qui consacrent une portion importante de leur budget à
16 l'énergie, cette augmentation peut constituer un irritant important qui doit être considéré.
17 Dans le cas des propriétaires de condos (23 % des clients de 1 095 m³ et moins sondés)
18 et qui utilisent principalement le gaz naturel pour des appareils périphériques, cette
19 augmentation aura moins d'impact sur leur budget et ne devrait pas être suffisante pour
20 entraîner une vague de conversion vers d'autres sources d'énergie. Cette affirmation peut
21 être corroborée par le revenu annuel moyen des propriétaires de condos qui est de
22 59 699 \$, soit nettement au-dessus de la moyenne de l'échantillon.

1 Nous croyons par ailleurs qu'il est important de quantifier de façon plus précise l'impact de
2 la hausse des frais de base sur les pertes de clientèle dans cette strate de consommation.
3 En bâtissant des prédictions comportementales basées sur la sensibilité à des hausses
4 annuelles de la facture, nous estimons un risque de pertes annuelles chez les clients
5 consommant de 0 à 1 095 m³, de l'ordre de 621 clients.

6 Malgré ces impacts négatifs, il faut garder en tête un des objectifs à moyen terme de Gaz
7 Métro, qui est de favoriser le développement du marché des appareils périphériques et
8 d'en accroître la rentabilité pour le bénéfice de tous. Dans ce contexte, Gaz Métro juge
9 que le risque est acceptable pour le marché actuel, compte tenu qu'il sera à terme
10 compensé par un accroissement du développement dans de nouveaux créneaux de
11 marché, tel que démontré par le tableau synthèse de la section 9.2. Par contre, une
12 hausse des frais de base peut sembler inacceptable pour la clientèle à faible revenu et
13 méritera d'être prise en considération spécifiquement.

14 *8.1.5.2 Enjeu n° 2 : besoin de mise en place d'un programme de réduction de l'impact*
15 *de la proposition tarifaire pour la clientèle à faible revenu*

16 La recommandation de Gaz Métro, afin d'éliminer l'impact négatif de cette augmentation
17 chez les clients à faible revenu, est d'offrir un crédit sur leur facture afin de les tenir
18 indemnes de l'augmentation des frais de base. Ainsi, un seul tarif demeurerait applicable à
19 l'ensemble de la clientèle du tarif D₁, mais des modalités particulières pourraient venir
20 s'appliquer aux clients les plus démunis qui viendraient bénéficier d'un crédit mensuel
21 correspondant à la hausse des frais de base nécessaires au développement du marché.

22 Ce genre de pratique ouvrirait la porte à un programme d'identification des clients à faible
23 revenu sur une base volontaire, comme c'est présentement le cas chez plusieurs
24 distributeurs d'énergie en Amérique du Nord. Une liste de sites internet de distributeurs
25 ayant ce genre de programme est présentée en annexe avec des exemples concrets de
26 modalités d'application. À titre d'exemple, nous pouvons citer un distributeur d'électricité
27 du Vermont, Green Mountain Power, nouvellement acquis par Gaz Métro. Ce distributeur
28 a mis en place une initiative nommée *Affordability Program*. Ce programme permet aux
29 familles éligibles d'obtenir un escompte de 10 % sur leur facture. Une agence d'action
30 communautaire qualifie gratuitement les familles et transmet l'information au distributeur.
31 Un autre distributeur d'électricité, Bangor Hydro, du Maine, a mis en place un programme

1 de rabais sur les tarifs d'électricité, pour lequel 6 000 clients ont participé l'an dernier.²⁶
2 Comme troisième exemple, Bay State Gas, distributeur de gaz naturel américain de
3 Nouvelle-Angleterre, peut faire bénéficier à ses clients les plus démunis d'un rabais
4 tarifaire pouvant aller jusqu'à 20 %. Les clients doivent s'inscrire auprès d'une agence
5 locale d'action communautaire pour être éligibles.²⁷ En plus de ces exemples concrets,
6 une étude récente réalisée par Chartwell²⁸ précise l'importance pour un distributeur de
7 s'associer avec des organismes locaux dans l'identification de la clientèle à faible revenu.
8 Les sections pertinentes de cette étude sont aussi présentées en annexe.

9 Gaz Métro, en tant que distributeur privé d'énergie, n'a pas accès aux informations qui lui
10 permettraient d'identifier lesquels, parmi ses clients résidentiels, pourraient être
11 considérés comme étant des ménages à faible revenu. Ainsi, l'application de cette
12 recommandation impliquerait un travail d'identification des revenus de la clientèle. Gaz
13 Métro croit que ce travail de « qualification » pourrait être réalisé par les ACEF locales ou
14 tout autre organisme similaire. Gaz Métro informerait par écrit l'ensemble de sa clientèle
15 résidentielle consommant de 0 à 1 095 m³ à propos des modalités pour bénéficier de ce
16 crédit sur la facture. Les clients seraient dirigés vers les groupes communautaires avec
17 qui Gaz Métro aurait une entente pour qu'ils puissent présenter une preuve de revenu.
18 Les organismes fourniraient ensuite à Gaz Métro la liste des clients souhaitant se
19 prévaloir du crédit. Cette liste serait complétée à date fixe une fois l'an, afin de permettre
20 une planification adéquate des impacts tarifaires. Comme critère de sélection, Gaz Métro
21 pourrait venir s'appuyer sur la définition de ménages à faible revenu telle que définie par
22 Statistique Canada, ou encore sur celle utilisée par l'Agence de l'efficacité énergétique
23 (AEE) du Québec pour son programme Éconologis. Par ailleurs, dans le cadre du
24 déploiement du Plan d'ensemble en efficacité énergétique de l'AEE, une attention
25 particulière sera apportée aux ménages les plus démunis et Gaz Métro pourrait s'associer
26 à toute initiative permettant de faciliter l'identification et le ciblage de ces ménages.

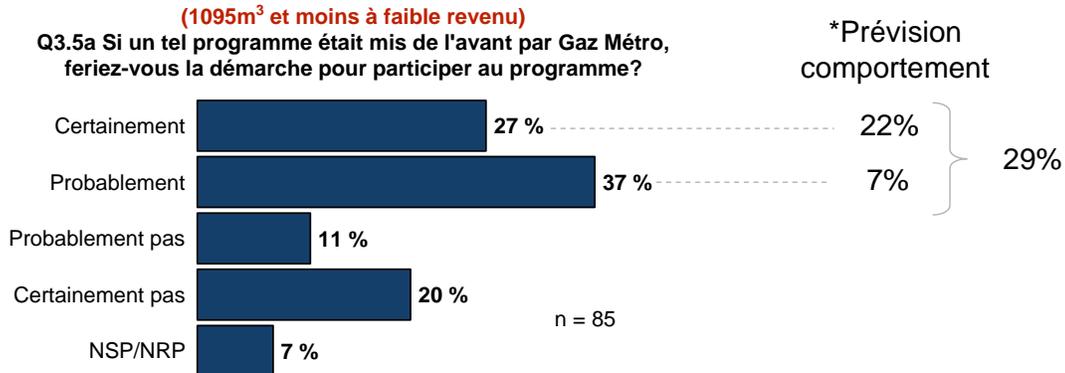
27 Ainsi, lors de notre sondage, nous avons évalué le taux de participation potentiel à cette
28 initiative. Au total, 64 % des clients de 1 095 m³ et moins à faible revenu entreprendraient
29 certainement ou probablement la démarche pour participer au programme, avec une

²⁶ Référence : site Internet de Bangor Hydro, www.bhe.com/residential/low_income.

²⁷ Référence : site internet de BayStateGas, www.baystategas.com/forhome/assist.htm

²⁸ Chartwell, low-income Energy Efficiency programs, chapter 2, February 2007.

1 prévision de comportement de 29 %.



2

3 Chez Gaz Métro, 37 905 clients consomment moins de 1 095 m³ par année et selon notre
4 étude, 18,9 % sont considérés à faible revenu parmi ceux-ci, soit 7 164 clients. De ceux-ci,
5 29 % participeraient à l'initiative pour l'application d'un crédit sur leur facture, soit 2 078
6 clients. Le montant total à rembourser serait de l'ordre de 163 000 \$ par année.

7 Gaz Métro croit que cette initiative constitue une approche équitable. Elle permettra aux
8 clients les plus démunis d'éviter de subir une augmentation de leur facture annuelle en
9 raison de la hausse des frais de base. Par ailleurs, tout comme pour l'augmentation des
10 frais de base, Gaz Métro propose de mettre en vigueur cette nouvelle démarche pour le
11 1^{er} octobre 2008, ce qui permettra de définir l'approche d'identification des ménages à
12 faible revenu auprès des intervenants communautaires.

13 Gaz Métro demande donc à la Régie d'entériner le principe du crédit sur la facture des
14 ménages identifiés à faible revenu, visant à les tenir indemnes de l'augmentation des frais
15 de base. Les modalités d'application du programme d'identification des clients à faible
16 revenu seront précisés dans le cadre de la cause tarifaire 2009.

17 8.1.5.3 Enjeu n^o 3 : augmentation du nombre de fermetures temporaires

18 Gaz Métro estime à l'heure actuelle, à plus de 2 000, le nombre de clients qui
19 annuellement se prévalent d'une fermeture temporaire de leur compteur. Ceci permet à
20 ces clients de bénéficier d'une économie en ne payant pas pour les frais de base sur une
21 période où l'utilisation du gaz naturel n'est pas requise. Les frais de réouverture du
22 compteur étant actuellement fixés à 50 \$ pour les clients résidentiels, il y aurait un
23 avantage financier pour un client fermant son compteur pour une période au-delà

1 200 jours, selon les frais de base actuels de 25 ¢. Le montant actuel facturé aux clients
2 pour la remise en service ne permet pas à Gaz Métro de couvrir ses coûts et, de surcroît,
3 la prive de revenus de distribution durant la période de cette fermeture.

4 Ainsi, la proposition tarifaire d'augmenter les frais de base de 25 à un minimum de 46 ¢
5 par jour pourrait avoir pour effet d'augmenter le nombre de clients qui verront un avantage
6 à demander une fermeture temporaire de leurs compteurs, puisque le potentiel
7 d'économies monétaires augmente lorsque les frais de base sont plus élevés.

8 La recommandation de Gaz Métro est donc de facturer aux clients un montant établi à
9 partir des coûts réels pour la remise en service. Cette solution sera présentée avec plus
10 de détails à la section 8.5.

11 8.1.6 Date d'implantation souhaitée

12 L'idéal pour Gaz Métro serait d'implanter la modification des frais de base dès le
13 1^{er} octobre 2007 de façon à mettre en place tous les outils nécessaires au maintien de la
14 rentabilité cible. Cependant, comme les impacts sur les clients à faible revenu sont
15 importants, qu'un délai raisonnable doit être accordé à ces clients pour s'identifier auprès
16 des organismes locaux, que le traitement spécial accordé à ces clients doit être intégré
17 aux différentes procédures administratives et informatiques et que la décision de la Régie
18 dans le présent dossier n'est attendue qu'en septembre 2007, Gaz Métro propose
19 d'implanter la modification des frais de base au 1^{er} octobre 2008. Dans le cas d'une
20 décision favorable dès septembre 2007, les travaux nécessaires à l'implantation
21 pourraient se faire au cours de l'année 2007-2008 de façon à ce que tout soit prêt pour
22 application au 1^{er} octobre 2008. Le coût des modifications informatiques nécessaires à la
23 mise en place des nouveaux frais de base est estimé à 75 000 \$.

24 8.1.7 Modification au texte des Tarifs

25 Pour refléter les modifications décrites ci-dessus au texte des Tarifs, Gaz Métro propose
26 de modifier l'article 2.1 du service de distribution des tarifs D₁ et D_M de la façon suivante :

1 **2.1 Frais de base**

2 Les frais de base par compteur sont ceux correspondant au taux selon le volume retiré aux paliers ci-
 3 dessous multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

volume retiré			taux
m ³ /jour			€/cmpt/jr
de	0	à 30	46,501
de	30	à 100	94,746
de	100	à 300	113,011
de	300	à 1 000	119,263
de	1 000	à 3 000	156,427
de	3 000	à 10 000	206,121
	10 000	et plus	512,716

4
 5 Tout client à faible revenu, tel que décrit à la section 9. Définitions, se verra accorder un crédit de
 6 21,501 €/compteur/jour multiplié par le nombre de jours de la période de facturation.

7
 8 **8.2 Mise en place d'une contribution minimale automatique pour les nouveaux clients**
 9 **résidentiels**

10 Selon les simulations effectuées, l'atteinte de la rentabilité cible en 2008 via une contribution du
 11 client résulterait en un montant de 340 \$ facturé aux nouveaux clients. La consultation des
 12 clients nous démontre qu'une augmentation de 500 \$ des coûts d'acquisition, entraînerait une
 13 érosion potentielle de nos parts de marché pouvant aller jusqu'à 10 %. Avec un montant de
 14 340 \$, l'impact serait donc beaucoup moindre. Par contre, si un étalement était proposé, l'effet
 15 sur les parts de marché demeurerait marginal. Cette contribution exigée des nouveaux clients
 16 pourrait cependant être plus élevée dans certains cas d'exception où le raccordement d'un
 17 client nécessiterait une extension du réseau de gaz naturel.

18 Avant d'entrer dans le détail des solutions proposées, il est important d'apporter quelques
 19 précisions quant à cette contribution de la part des nouveaux clients résidentiels :

- 20 ▶ Les nouveaux clients résidentiels touchés par cette contribution sont les résidences
 21 unifamiliales, les duplex, les triplex et les condominiums.
- 22 ▶ La contribution est rattachée à une nouvelle adresse de service (avec compteur et numéro
 23 de compte). Par exemple, pour un immeuble de dix condominiums avec un raccordement
 24 et un compteur par unité, dix contributions seraient exigibles. Si pour le même immeuble
 25 on ne retrouvait qu'un seul compteur pour alimenter un système de chauffage central pour

1 les dix unités, une seule contribution serait exigible.

2 Gaz Métro est sensible aux conclusions de la consultation de la clientèle qui confirme qu'une
3 contribution trop élevée pourrait être un frein à l'accès des nouveaux clients au gaz naturel, les
4 frais divers liés à l'achat d'une propriété étant déjà substantiels.

5 Certaines solutions pourraient être mises en place afin de réduire l'impact de la contribution
6 initiale.

7 8.2.1 Étalement de la contribution

8 L'étalement de la contribution en plusieurs versements mensuels pourrait être une option
9 intéressante à offrir aux nouveaux clients. Évidemment, l'étalement de la contribution
10 représente un manque à gagner pour Gaz Métro équivalent au coût d'actualisation de
11 l'étalement des mensualités. De façon à être équitable avec la clientèle existante ainsi que
12 pour les nouveaux clients qui décideraient de ne pas profiter de cette option, les
13 mensualités devraient comprendre le coût de cet étalement. Les mensualités incluraient
14 alors le coût d'actualisation requis pour équivaloir au montant d'une contribution sans
15 étalement. Dans tous les cas le versement mensuel demeurerait stable malgré un coût
16 d'actualisation variant d'une année à une autre et ce, afin de répondre au besoin de
17 stabilité observé auprès de la clientèle sondée ainsi qu'au besoin de simplicité
18 d'application pour Gaz Métro.

19 Cependant, la mise en place de l'étalement de la contribution en considérant le coût
20 d'actualisation demanderait des modifications informatiques importantes aux systèmes de
21 facturation en place ainsi que des frais de gestion additionnels. Pour simplifier l'application
22 de l'offre aux nouveaux clients et réduire les frais administratifs et informatiques associés
23 à la mise en place et à la gestion d'une multitude d'offres d'étalement considérant les
24 coûts d'actualisation, une offre simplifiée semblait préférable. La contribution serait donc
25 soit payable en un seul versement avec la première facture ou encore étalée en
26 versements égaux sur une période de 24 mois sans considérer le coût d'actualisation. Le
27 client qui aurait choisi l'option d'étalement pourrait en tout temps payer le solde de la
28 contribution. De plus, le fait que la période d'étalement soit limitée à 24 mois permet de
29 minimiser le manque à gagner associé au coût d'actualisation. L'impact sur la rentabilité
30 est alors négligeable.

1 La contribution demandée aux clients serait directement appliquée à l'encontre des coûts
2 de construction. En cas de transfert de propriété ou du déménagement de la personne
3 responsable du paiement de la contribution, le solde de la contribution à payer serait
4 facturé au client sur sa dernière facture.

5 8.2.2 Report de l'atteinte de l'objectif de la rentabilité cible

6 Il serait aussi possible de retarder l'atteinte de la rentabilité cible à l'année 2009. Dans ce
7 cas, en visant une rentabilité de près de 9,4 % pour 2008 et de 9,6 % en 2009, la
8 contribution initiale nécessaire passerait de 340 \$ à 300 \$ en 2008 et serait la même pour
9 les nouveaux clients de 2009, toutes choses étant égales par ailleurs, puisque les autres
10 mesures internes²⁹ pourraient compenser et permettre d'atteindre la rentabilité cible en
11 2009. Il en résulterait ainsi un plus grand équilibre entre la contribution demandée aux
12 nouveaux clients de 2008 et à ceux de 2009.

13 Il faut cependant considérer qu'il existe un risque que la contribution requise pour 2009
14 puisse être différente de celle estimée aujourd'hui, le niveau de réalisation combiné des
15 mesures internes ainsi que les fluctuations du marché étant difficiles à prévoir avec autant
16 de précision.

17 **Considérant ce qui précède, Gaz Métro propose :**

- 18 • Qu'une contribution automatique soit exigée des nouveaux clients du marché
19 résidentiel (pour une nouvelle adresse de service) ayant conclu une entente avec
20 Gaz Métro à partir du 1^{er} octobre 2007;
- 21 • Que la contribution puisse excéder la contribution automatique, dans les cas
22 spécifiques où le raccordement d'un nouveau client exige une extension du
23 réseau de gaz naturel;
- 24 • Que les options suivantes soient offertes aux nouveaux clients dans le cas de la
25 contribution automatique :
 - 26 ▪ Paiement complet de la contribution sur la première facture;

²⁹ Plan de réduction des coûts de construction et calibration des aides financières.

1 ▪ Étalement de la contribution via des mensualités fixes sur 24 mois. Le
2 remboursement du solde serait possible en tout temps par le client.

3 • Que le montant de la contribution automatique soit fixé à 300 \$ pour les années
4 financières 2008 et 2009 afin d'atteindre une rentabilité de 9,4 % en 2008 et de
5 9,6 % en 2009;

6 • Que dans le cas où le client choisit l'option d'étalement sur 24 mois, le montant
7 de la mensualité serait de 12,50 \$;

8 • Que pour les années subséquentes, un ajustement annuel de la contribution
9 exigible serait effectué, s'il y a lieu, afin de maintenir la rentabilité cible au niveau
10 déterminé en fonction des orientations stratégiques de Gaz Métro.

11 Quoique les modifications informatiques nécessaires pour mettre en place la contribution
12 automatique pour les nouveaux clients résidentiels soient moins importantes que ce
13 qu'elles auraient été si le coût d'actualisation avait été considéré, des modifications
14 mineures doivent être apportées. Le coût de ces modifications est estimé à 70 000 \$.

15 En demandant une contribution automatique aux nouveaux clients résidentiels combinée
16 aux mesures internes visant à améliorer la rentabilité, Gaz Métro réussira à atteindre la
17 rentabilité cible au terme de l'année 2009 et ce, sans nuire à son développement et tout
18 en respectant les commentaires reçus de la part des intervenants dans le cadre du
19 groupe de travail. L'objectif à court terme serait alors atteint.

20 8.2.3 Modification au texte des Tarifs

21 Pour refléter les modifications décrites ci-dessus au texte des Tarifs, Gaz Métro propose
22 de modifier l'article 4.3 des dispositions générales de la façon suivante :

23 « ~~4.3 Investissements non justifiables économiquement~~ Contribution financière
24 du client

25 Lorsqu'un client résidentiel demande le raccordement de son adresse de
26 service au réseau de distribution de gaz naturel et que ce raccordement ne
27 nécessite aucune extension du réseau de distribution, le distributeur exigera

1 une contribution de 300 \$ payable en un seul versement ou étalée sur une
2 période de 24 mois.

3 Dans tout autre cas, lorsque les revenus générés par un client dont l'adresse de
4 service est nouvellement raccordée au réseau de distribution de gaz naturel ne
5 permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements aux
6 conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut lui
7 demander une contribution, payable avant le début des travaux ou récupérée
8 sur la durée du contrat, et, le cas échéant, un engagement de consommation
9 minimale. À défaut d'entente, le client peut recourir à la Régie de l'énergie. »

10 **8.3 Impact des modifications proposées sur le développement du marché des appareils**
11 **périphériques et des nouvelles technologies**

12 8.3.1 Le marché des appareils périphériques

13 Nous avons vu, à la section 4.2.1, qu'il s'agit d'un marché très prometteur, mais qui
14 présente une rentabilité de développement relativement faible. En effet, la rentabilité
15 globale du marché des conversions a été de 10,76 % en 2005-2006 alors que la portion
16 des conversions dédiée aux appareils périphériques est beaucoup moins rentable avec un
17 TRI de 5,08 %, puisque les volumes moyens sont nettement plus bas pour des coûts
18 d'acquisition similaires. Le tableau suivant présente l'impact de l'application combinée du
19 nouveau frais de base et de la contribution du client sur la rentabilité du développement du
20 marché des appareils périphériques.

Rentabilité des conversions de périphériques 2005-2006		
	TRI	Point-mort
Rentabilité initiale	5,08%	>40
Rentabilité avec contribution du client (300 \$)	6,80%	28,44
Rentabilité avec contribution du client et frais de base à 46 ¢/jour	9,32%	4,94

1 Ces résultats nous démontrent dans un premier temps que l'effet de la contribution du
2 client à lui seul n'est pas suffisant pour amener la rentabilité de ce type de conversion à la
3 rentabilité cible. En faisant passer les frais de base de 25 à 46 ¢ par jour, la rentabilité fait
4 un bond de 2,97 % pour atteindre 9,32 % de TRI. Comme la consommation annuelle
5 moyenne des nouveaux clients en conversion d'appareils périphériques est de 646 m³,
6 l'effet de la hausse des frais de base sur la rentabilité est très marqué.

7 Il a été mentionné précédemment que le gaz naturel est en compétition directe avec
8 plusieurs sources d'énergie pour le marché des appareils périphériques. Prenons à titre
9 d'exemple le marché du chauffe-piscine; plusieurs cas-types basés sur des soumissions
10 nous démontrent clairement que pour le client, les coûts d'installation d'un chauffe-piscine,
11 qu'il soit à gaz naturel ou au propane, sont relativement similaires (entre 3 000 et 3 500 \$
12 pour une installation de base, incluant l'appareil). Dans le cas du propane, il faut venir
13 toutefois ajouter des frais annuels de location de l'ordre de 90 \$. De plus, les coûts
14 d'utilisation sont plus élevés compte tenu de la situation concurrentielle avantageuse du
15 gaz naturel. Dans ces conditions, Gaz Métro aurait donc tout avantage à élargir son offre
16 pour le raccordement de ce type d'appareil, mais le contexte actuel rend ce marché peu
17 rentable pour le distributeur avec beaucoup d'incertitude en fonction des comportements
18 des clients, d'où la nécessité d'aller chercher des revenus additionnels via une
19 contribution du client et une hausse du frais de base.

20 Le marché des appareils périphériques est aussi étroitement relié au segment des
21 condominiums. Prenons comme exemple un immeuble de 12 condos où le promoteur
22 choisirait d'installer un foyer à gaz naturel dans chaque unité.

23 Actuellement, un projet de 12 unités de condos avec foyers, situé sur le réseau de Gaz
24 Métro, générerait une rentabilité de 5,54 %. En intégrant la contribution de 300 \$ par
25 client, la rentabilité atteint 10,26 %. En intégrant une augmentation du frais de base de 25
26 à 46 ¢ par compteur et par jour, cette rentabilité passe à 18,75 %, un bond de 8,49 %.
27 Cette rentabilité peut sembler trop élevée par rapport à la rentabilité minimale de 9,5 %
28 souhaitée, mais il faut considérer le développement du marché résidentiel dans son
29 ensemble, constitué de projets nécessitant des extensions de réseau importantes, moins
30 rentables, qui doivent être interfinancées par des projets à rentabilité plus élevée, comme

1 dans l'exemple précédent. Cet équilibre est très important et assure le maintien de la
2 rentabilité cible.

3 8.3.2 Le marché des nouvelles technologies

4 Développement du marché de la géothermie.

5 Prenons l'exemple d'un nouveau client résidentiel qui choisit la géothermie pour chauffer
6 sa résidence et qui conserve un appareil d'appoint au gaz naturel pour les périodes de
7 grands froids. Sans géothermie, ce client aurait pu par exemple installer un générateur
8 d'air chaud de 75 000 Btu/h, consommant 2 506 m³ sur une base annuelle d'utilisation de
9 1 200 heures. En choisissant la géothermie, la consommation de gaz naturel est réduite
10 généralement de 60 % et passe de 2 506 m³ à environ 1 000 m³ par année.

Variation négative de 60% - géothermie

Puissance	Volume	"D"	TRI	PMT
75 000 BTU	1 000	33,8	6,46%	31,6

Avec contribution client de 300\$

Puissance	Volume	"D"	TRI	PMT
75 000 BTU	1 000	35,2	7,91%	15,66

Avec contribution client de 300\$ et frais de base à 46,501¢/compteur/jour

Puissance	Volume	"D"	TRI	PMT
75 000 BTU	1 000	40,0	9,47%	3,16

11
12 Sans géothermie, ce nouveau client aurait généré un TRI de 8,38 %³⁰. En choisissant
13 l'option géothermie, le tableau ci-dessus nous montre que sa consommation passe à
14 1 000 m³ et le TRI n'est plus que de 6,46 %. L'effet de la contribution de 300 \$ augmente
15 la rentabilité à 7,91 %. L'impact de l'augmentation du frais de base est plus marqué et
16 génère une hausse de 1,56 % du TRI, qui passe à 9,47 %. Ce tableau illustre bien l'effet
17 combiné de l'augmentation du frais de base et de la contribution du client sur la rentabilité
18 et sur les revenus de distribution de Gaz Métro.

³⁰ Cette rentabilité est calculée en considérant une aide financière de 1500 \$ au client. Aucune aide financière n'est offerte pour le client qui fait le choix de la géothermie.

1 Autres technologies récentes

2 Un exemple intéressant de nouvelle technologie est l'installation d'un chauffe-eau solaire.
3 Un chauffe-eau conventionnel à gaz naturel consomme environ 650 m³ annuellement,
4 représentant des revenus de distribution de 251 \$. Un client qui choisirait de remplacer
5 son chauffe-eau par une technologie hybride verrait par exemple sa consommation passer
6 de 650 m³ à 250 m³ et sa facture de distribution passer de 251 \$ à 153 \$, soit une baisse
7 de 98 \$ ou 39 %. Avec un frais de base à 46 ¢ par jour, les revenus de distribution
8 diminueraient, mais dans une moindre proportion, passant de 322 \$ à 232 \$ par année,
9 soit une baisse réduite à 28 %.

10 Dans cet exemple, des frais de base plus élevés réduisent l'effet à la baisse sur les
11 revenus de 11 %, réussissant ainsi à préserver une portion de la rentabilité, tout en
12 permettant l'implantation d'une nouvelle technologie dans une vision de développement
13 durable.

14 **8.4 Standardisation des conditions de raccordement**

15 Nous avons vu, dans l'étude de balisage auprès des autres distributeurs gaziers, que
16 Gaz Métro ne facturait pas systématiquement à ses clients les demandes non conformes
17 aux conditions standards de raccordement. Cette pratique d'affaires a un impact direct sur
18 la rentabilité du développement résidentiel puisque qu'elle provoque une augmentation
19 des coûts moyens de raccordement au réseau gazier.

20 Dans les prochains paragraphes, Gaz Métro propose des solutions visant la
21 standardisation des conditions relatives au raccordement des nouveaux clients
22 résidentiels.

23 8.4.1. Emplacement du raccordement

24 Gaz Métro souhaite fixer une « zone préférentielle » de raccordement des bâtiments
25 résidentiels à l'intérieur de trois mètres du coin avant du bâtiment pour l'entrée du
26 raccordement d'immeuble. Tout raccordement réalisé à l'intérieur de cette zone
27 préférentielle serait considéré comme standard. Tout dépassement à l'extérieur de cette
28 zone génère, pour Gaz Métro, un coût moyen de 50 \$ par mètre linéaire, issu d'une

1 analyse des contrats généraux en vigueur avec les entrepreneurs. Ainsi, pour toute
2 demande d'un client excédant la zone de trois mètres, des frais de 50 \$ du mètre linéaire
3 seraient facturés. À titre d'exemple, un client qui souhaiterait faire installer son compteur à
4 l'arrière de sa résidence serait soumis à cette nouvelle condition. Les revenus générés
5 seront comptabilisés à l'encontre des coûts de construction. Cette nouvelle procédure
6 serait applicable autant pour la conversion que pour la nouvelle construction résidentielle.

7 8.4.2 Délai de raccordement

8 Gaz Métro souhaite également fixer les délais de raccordement des bâtiments résidentiels
9 à un standard de 30 jours ouvrables. Toute demande d'accélération du délai de
10 raccordement de la part d'un client serait assujettie à une « prime » de 500 \$ négociée
11 avec les entrepreneurs généraux qui réalisent les raccordements de la clientèle. Cette
12 «prime d'accélération» serait facturée aux clients et applicable pour toute demande de
13 raccordement inférieure au standard. Les revenus générés seront comptabilisés à
14 l'encontre des coûts de construction. Le délai de raccordement représente le délai requis
15 entre l'acceptation de la demande de service et la mise à la disposition du client du
16 service de gaz naturel.

17 **8.5 Modification aux frais de remise en service**

18 Nous avons vu, à la section 8.1.5, l'impact qu'aurait une augmentation du frais de base sur le
19 phénomène de fermeture temporaire des compteurs. Gaz Métro a mentionné sa volonté de
20 facturer aux clients les coûts réels reliés à la démarche de fermeture temporaire. L'analyse qui
21 suit présente les coûts réels pour le distributeur qui sont reliés à cette activité.

22 Une analyse de 3 755 ordres de travail reliés à des activités de fermeture et d'ouverture de
23 compteur pour l'année 2005-2006 nous indique que ces actions ont totalisé 2 796 heures de
24 travail pour un coût total de 429 132 \$. Les coûts totaux sont déterminés en faisant le produit
25 des coûts horaires moyens par région et du nombre d'heures et comprennent les frais de
26 déplacement. Ces activités sont concentrées en grande majorité sur l'Île de Montréal (67,6 %).
27 Même si ces travaux ne sont pas associés seulement à des actions visant des fermetures et
28 des réouvertures dans le but d'économiser les frais de base en période estivale, les coûts
29 analysés dans l'échantillon sont tout de même représentatifs.

Évaluation du coût moyen d'ouverture et de fermeture de compteur

Résidentiel	Coût moyen par région	Coût total	Ouverture		Fermeture		Coût totaux		Coût moyen	
			Nombre	Heures	Nombre	Heures	Ouverture	Fermeture	Ouverture	Fermeture
Régions										
Laurentides	97,76 \$	145,46 \$	365	308,8	244	141,0	44 910,78 \$	20 505,50 \$	123,04 \$	84,04 \$
Montréal Est	114,78 \$	162,48 \$	826	780,7	610	333,4	126 846,51 \$	54 175,71 \$	153,57 \$	88,81 \$
Montréal Ouest	100,86 \$	148,56 \$	689	607,8	415	196,4	90 299,22 \$	29 178,67 \$	131,06 \$	70,31 \$
Montréal	93,30 \$	141,00 \$	184	168,1	129	65,5	23 695,05 \$	9 238,32 \$	128,78 \$	71,61 \$
Abitibi-Témiscamisque	97,76 \$	145,46 \$	31	27,0	41	26,7	3 927,42 \$	3 879,42 \$	126,69 \$	94,62 \$
Mauricie	101,56 \$	149,26 \$	37	33,0	2	1,9	4 930,06 \$	286,58 \$	133,24 \$	143,29 \$
Estrie	124,35 \$	172,05 \$	60	48,7	68	23,8	8 373,67 \$	4 089,63 \$	139,56 \$	60,14 \$
Québec	101,69 \$	149,39 \$	19	12,9	19	10,9	1 928,62 \$	1 625,36 \$	101,51 \$	85,55 \$
Saguenay-Lac-St-Jean	84,00 \$	131,70 \$	8	4,6	8	4,8	604,50 \$	637,43 \$	75,56 \$	79,68 \$
TOTAL			2 219		1 536				137,68 \$	80,48 \$
									Frais totaux	218,16 \$

1
2 En faisant la moyenne pondérée des coûts d'ouverture et de fermeture et en les additionnant
3 pour évaluer le coût total pour une activité complète, on en arrive à des coûts unitaires de
4 218,16 \$ pour le distributeur. Gaz Métro souhaite donc fixer, à partir du 1^{er} octobre 2007, des
5 frais de remise en service de 218 \$ pour la clientèle résidentielle. Comme c'est le cas
6 actuellement, ces frais de remise en service seraient applicables dans les cas de fermeture
7 temporaire de compteur par un client, ou encore dans les cas de remise en service suite à une
8 interruption.

9 Si un ajustement est apporté aux frais de remise en service pour le marché résidentiel, le même
10 exercice doit être appliqué au marché affaires (CII), par souci de rigueur. Le tableau suivant
11 présente l'analyse réalisée sur 1 180 ordres de travail reliés à des activités d'ouverture et de
12 fermeture de compteur pour l'année 2005-2006. Ces actions ont totalisé 1 143 heures de travail
13 pour un coût total de 173 803 \$.

Évaluation du coût moyen d'ouverture et de fermeture de compteur

Affaires	Coût moyen par région	Coût total	Ouverture		Fermeture		Coût totaux		Coût moyen	
			Nombre	Heures	Nombre	Heures	Ouverture	Fermeture	Ouverture	Fermeture
Régions										
Laurentides	97,76 \$	145,46 \$	104	125,6	109	61,19	18 274,14 \$	8 900,70 \$	175,71 \$	81,66 \$
Montréal Est	114,78 \$	162,48 \$	188	288,6	156	98,07	46 890,10 \$	15 934,41 \$	249,42 \$	102,14 \$
Montréal Ouest	100,86 \$	148,56 \$	117	197,5	82	39,79	29 334,66 \$	5 911,20 \$	250,72 \$	72,09 \$
Montréal	93,30 \$	141,00 \$	124	147,6	99	50,35	20 810,19 \$	7 099,35 \$	167,82 \$	71,71 \$
Abitibi-Témiscamisque	97,76 \$	145,46 \$	11	17,6	10	8,25	2 557,19 \$	1 200,05 \$	232,47 \$	120,00 \$
Mauricie	101,56 \$	149,26 \$	15	16,7	17	4,2	2 492,64 \$	626,89 \$	166,18 \$	36,88 \$
Estrie	124,35 \$	172,05 \$	34	24,0	41	15,34	4 125,76 \$	2 639,25 \$	121,35 \$	64,37 \$
Québec	101,69 \$	149,39 \$	21	19,9	29	14,74	2 977,34 \$	2 202,01 \$	141,78 \$	75,93 \$
Saguenay-Lac-St-Jean	84,00 \$	131,70 \$	13	9,7	10	4,17	1 277,49 \$	549,19 \$	98,27 \$	54,92 \$
TOTAL			627		553				205,33 \$	81,49 \$
									Frais totaux	286,81 \$

14
15 En faisant la moyenne pondérée des coûts d'ouverture et de fermeture et en les additionnant
16 pour évaluer le coût total pour une activité complète, on en arrive à des coûts unitaires de
17 286,81 \$ pour le distributeur. Gaz Métro souhaite donc fixer, à partir du 1^{er} octobre 2007, des
18 frais de remise en service de 287 \$ pour la clientèle affaires et institutionnelle.

1 Comme il est possible que des clients procèdent à des fermetures temporaires au cours de l'été
2 2007, sans être au fait de ces modifications proposées, une mesure transitoire est proposée
3 pour 2007-2008 afin de maintenir les frais de remise en service tels qu'ils sont actuellement
4 pour les clients ayant procédé à une fermeture temporaire d'ici le 30 septembre 2007.

1 **9. CONCLUSION**

2 L'importance du marché résidentiel dans le développement et la croissance de Gaz Métro
3 deviennent de plus en plus évidente. Le contexte énergétique change très rapidement et la
4 provenance des revenus de distribution devra refléter cette nouvelle réalité dans les années à
5 venir.

6 Appuyée par l'accès à des données plus précises sur sa rentabilité réelle du développement
7 résidentiel, malgré les efforts internes déjà en cours pour réduire les coûts de construction et
8 des ventes, la problématique actuelle nécessite des actions immédiates pour pouvoir profiter
9 pleinement des occasions d'affaires du marché québécois.

10 Ces occasions d'affaires sont à l'origine du besoin d'outils tarifaires et complémentaires qui,
11 nous en sommes convaincus, favoriseront l'atteinte des objectifs suivants :

- 12 ․ - Augmenter la rentabilité cible du développement résidentiel;
- 13 ․ - Maintenir la rentabilité cible;
- 14 ․ - Développer le marché des appareils périphériques;
- 15 ․ - Intégrer les nouvelles technologies.

16 **9.1 Synthèse des propositions pour le développement du marché résidentiel**

17 Pour atteindre ses objectifs de développement du marché résidentiel, Gaz Métro demande à la
18 Régie d'accepter les propositions présentées au tableau de la page suivante ainsi que les dates
19 d'entrée en vigueur spécifiées.

20 S'il s'avérait que la Régie refusait d'accepter les propositions de Gaz Métro, l'impact sur le
21 développement du marché résidentiel en serait grandement compromis. En effet, Gaz Métro
22 devrait abandonner tous les projets ne permettant pas d'atteindre la rentabilité souhaitée, ce qui
23 entraînerait, pour l'année prochaine, une réduction des nouvelles ventes de l'ordre de 20 % en
24 nouvelle construction et de l'ordre de 30 % en conversion. Ce retard augmenterait au cours des
25 prochaines années, compte tenu des retombées des investissements non réalisés, puisqu'une
26 bonne proportion du développement résidentiel provient de projets de nouvelle construction qui
27 se réalisent en plusieurs phases sur deux à trois ans. Gaz Métro connaîtrait alors une

- 1 stagnation ou peut-être même un déclin de son taux de pénétration dans ce marché et verrait
2 l'accès au créneau des appareils périphériques sérieusement compromis.

Synthèse des demandes de Gaz Métro à la Régie de l'énergie	Entrée en vigueur
Autoriser les augmentations de frais de base selon la proposition présentée en 8.1	1^{er} Octobre 2008
Autoriser la mise en place d'une contribution minimale automatique pour les nouveaux clients résidentiels selon la proposition présentée en 8.2	1^{er} Octobre 2007
Autoriser la standardisation des conditions de raccordement selon la proposition présentée en 8.4	1^{er} Octobre 2007
Autoriser les modifications aux frais de remise en service selon la proposition présentée en 8.5	1^{er} Octobre 2007

3

4 **9.2 Scénarios de développement du marché résidentiel**

- 5 Pour mieux illustrer l'importance de l'acceptation de l'ensemble des propositions présentées
6 dans ce rapport, le tableau ci-dessous résume des scénarios annuels possibles du nombre de
7 nouveaux clients résidentiels.

Scénarios à 9,5% de TRI	Ventes classiques	Ventes périphériques additionnelles	Pertes résidentielles	Croissance nette
Optimiste	7 038	453	3 278	4 213
Réaliste	6 103	261	3 433	2 931
Pessimiste	5 579	119	3 744	1 954
<i>Statu quo</i> (état actuel)	4 951	0	3 123	1 828

1

2 Le scénario statu quo intègre, pour les objectifs de vente 2007-2008, la réduction de 20 % en
3 nouvelle construction, ainsi que celle de 30 % en conversion, précisées précédemment. Les
4 hypothèses utilisées pour les scénarios optimiste, réaliste et pessimiste sont basées sur les
5 objectifs de ventes au seuil, à la cible et à l'idéal pour l'année 2007-2008, intégrant un effet
6 d'érosion de 4 % suite à l'implantation de la contribution de 300 \$. En faisant l'hypothèse de
7 l'acceptation par la Régie de l'ensemble des propositions de la preuve, ces trois scénarios
8 intègrent une accélération marquée des ventes reliées aux appareils périphériques. Les niveaux
9 de pertes de clientèle sont plus élevés qu'au statu quo, compte tenu de l'impact de la hausse
10 des frais de base pour les clients consommant de 0 à 1 095m³. Dans tous les cas, la
11 croissance nette est plus élevée que si le scénario de statu quo est maintenu.

12 Sur un horizon de 15 ans, le scénario pessimiste aura un effet tarifaire à la baisse de l'ordre de
13 2 852 899 \$ et à l'autre extrême, le scénario optimiste aura un effet tarifaire à la baisse de
14 3 370 577 \$.

15 Ces différents scénarios servent à illustrer, à titre indicatif, l'effet combiné des propositions
16 présentées dans ce rapport, même si Gaz Métro demande à la Régie d'augmenter les frais de
17 base seulement au 1^{er} octobre 2008. L'année 2007-2008 a été utilisée pour bâtir ces scénarios
18 compte tenu que Gaz Métro a déjà en main tous les paramètres nécessaires à l'élaboration de
19 ces hypothèses de calcul.

- 1 **10. ANNEXES**
- 2 **10.1 Étude de Multi Réso – Senergis**
- 3 **10.2 Sites Internet avec programme pour les faibles revenus**
- 4 **10.3 Chartwell, low income programs**

GAZ MÉTRO

**Pratiques en matière tarifaire chez les distributeurs nord-américains de gaz naturel
Marché affaires**

**Rapport préliminaire
20 avril 2007**

- Cette recherche a été réalisée par la firme de recherche **Multi Réso – Senergis**.
- Pour toute question sur la méthodologie ou les résultats, veuillez contacter :

Chez Gaz Métro :

Sylvain Audette

Directeur

Marketing, Efficacité énergétique et Tarification

514 598 3655

Chez Multi Réso :

Caroline Léger

Daniel Lemieux

Consultants en recherche

514 285 6446

www.multireso.com

Table des matières

1.	Introduction	4
2.	Méthodologie.....	5
3.	Constats sur les tarifs de base mensuels.....	6

1. Introduction

- **Gaz Métro a confié à Multi Réso – Senergis le mandat de mener une recherche exploratoire sur les pratiques tarifaires des distributeurs nord-américains de gaz naturel desservant le marché affaires.**
- L'objectif est de comparer les frais de base (« base service ») et d'identifier, s'il y a :
 - des distributeurs dont les tarifs de base varient mensuellement pour un client donné (au lieu d'être fixes);
 - des paramètres en fonction desquels les frais de base varient, le cas échéant.
- Au total, nous avons relevé **78 montants de base** chargés aux clients par des distributeurs de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.
- Ces relevés correspondent à ceux de **55 distributeurs** différents, dont 14 au Canada.
- Afin d'établir ce relevé, Multi Réso – Senergis a consulté les sites Internet de distributeurs de gaz naturel choisis au hasard.
- Le présent document contient les montants recueillis et les principales observations que nous en tirons.

2. Méthodologie

- **Pour recueillir les montants de base, nous avons procédé de la façon suivante :**
 - les distributeurs ont été identifiés à partir de recherches sur Internet et à l'aide de diverses listes. L'échantillon d'entreprises a été établi préalablement (en mars 2007) lors d'une étude sur les tarifs résidentiels;
 - il n'y avait pas de critères de sélection; tout distributeur identifié était retenu;
 - l'identification des frais de base s'est faite sur le site Internet de chacun des distributeurs;
 - aucune entreprise identifiée n'a ensuite été retirée de la liste pour une raison ou une autre;
 - la plupart des distributeurs ont plusieurs montants de base, selon le secteur desservi, le type de clientèle, etc.; tous les montants fixes ont alors été notés;
 - enfin, les prix sont présentés en devises canadiennes¹.

- Au total, 78 montants de base ont été identifiés (en excluant celui de Gaz Métro).

¹ Taux : \$ 1 US = 1.15822 \$ CAN (29 mars 2007).

3. Constats sur les tarifs de base mensuels

TARIFS DE BASE MENSUELS FIXES

- La grande majorité des entreprises étudiées, au Canada et aux Etats-Unis (environ 90%), proposent des tarifs de base mensuels fixes. Dans ces cas :
 - L'entreprise cliente est d'abord classée dans une catégorie de consommation en fonction d'un ou plusieurs des critères suivants :
 - . consommation annuelle (ex: #9 Manitoba Hydro)
 - . consommation quotidienne la plus élevée (ex: #19: Aquila)
 - . type de compteur (ex: #15 Ameren)
 - . type d'utilisation (ex: # 60 New England Gas Company)
 - . type de clients (ex: # 50 Greenville Utilities)
 - . type de service (ex: # 64 Northern States Power Company)
 - Le tarif fixe mensuel ou quotidien de cette catégorie est ensuite facturé au client chaque mois.

3. Constats sur les tarifs de base mensuels – suite

TARIFS DE BASE MENSUELS FIXES

- La majorité des entreprises qui proposent un tarif de base mensuel fixe, utilisent un classement de leurs clients en fonction de la consommation annuelle.
- Certains distributeurs classent leurs clients selon une consommation quotidienne (Ameren ex : #16) ou selon la consommation quotidienne la plus élevée (Pacific Gas and Electric Company ex: # 73, Aquila ex : 19 et Midamerican Energy ex : 56).

Ces structures pourraient permettre une variation du taux de base mensuel si la consommation d'un client se retrouve à la frontière de deux catégories ayant deux taux différents.

Cependant, dans les faits¹, les calculs tarifaires sont basés sur l'historique de consommation annuelle du client (le jour de consommation le plus élevé dans l'année). Lorsqu'un palier de consommation quotidienne est atteint, on facture au client le tarif fixe quotidien qui est attribué à ce palier. (On ne facture pas le tarif d'un palier inférieur même si la consommation d'un mois donné est inférieure).

Cette structure de tarification ne se traduit donc pas dans les faits en une tarification mensuelle variable.

¹ Brèves entrevues téléphoniques avec Ameren et Pacific Gas and Electric Company.

3. Constats sur les tarifs de base mensuels – suite

TARIFS DE BASE MENSUELS VARIABLES

- Une minorité d'entreprises ont des tarifs de base mensuels qui sont variables et non fixes.
- Nous avons identifié 4 distributeurs, dont 2 au Canada et 2 aux Etats-Unis, proposant des tarifs de base variables mensuellement, pour un client donné.
- Les cas identifiés se regroupent en 3 catégories:
 - Le tarif de base mensuel est calculé à partir des Gj ou m3 utilisés. Le tarif mensuel est donc variable. (ex: #6: Enbridge Gas Nouveau-Brunswick; #7: Gazifère).
 - Le tarif de base est constitué d'une portion fixe et d'une portion variable (le "DDDC factor" – dedicated designed day capacity- qui varie mensuellement). La facture du client varie donc mensuellement en fonction des variations du "DDDC factor". (ex: #20: Atlanta Gas)
 - Le client est classé dans une catégorie selon sa consommation annuelle. Cependant, le tarif mensuel est basé sur le prix du marché du combustible. La facture du client varie donc mensuellement en fonction des variations du prix du marché. (ex : # 83 : South Jersey Gas).

GAZ MÉTRO

Position des distributeurs nord-américains de gaz naturel à l'égard des frais fixes –
Marché résidentiel

Rapport final
5 avril 2007

multi réso
senergis

- Cette recherche a été réalisée par la firme de recherche **Multi Réso – Senergis**.
- Pour toute question sur la méthodologie ou les résultats, veuillez contacter :

Chez Gaz Métro :

Sylvain Audette

Directeur

Marketing, Efficacité énergétique et Tarification

514 598 3655

Chez Multi Réso :

Caroline Léger

Daniel Lemieux

Consultants en recherche

514 285 6446

www.multireso.com

Table des matières

1.	Introduction	1
2.	Méthodologie.....	2
3.	Constats.....	3

Annexe : Liste des distributeurs contactés

1. Introduction

- **Gaz Métro a confié à Multi Réso – Senergis le mandat de mener une recherche exploratoire sur les pratiques tarifaires des distributeurs nord-américains de gaz naturel desservant le marché résidentiel. L'objectif de ce mandat est d'explorer la position et les intentions des distributeurs de gaz naturel à l'égard des montants fixes qui sont chargés aux consommateurs, indépendamment de leur consommation.**
- Au total, nous avons interrogé 15 gestionnaires attitrés à la tarification chez des distributeurs de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.
- Le présent document contient la synthèse des informations recueillies.

2. Méthodologie

- **Pour recueillir l'information désirée, nous avons procédé de la façon suivante :**
 - les distributeurs de gaz contactés provenaient d'une liste d'entreprises que nous avons déjà établie dans le cadre d'une précédente recherche;
 - il n'y avait pas de critères de sélection des distributeurs, ils étaient choisis au hasard;
 - les distributeurs rejoints ont des profils variés en terme de taille, région, statut, etc;
 - les personnes interrogées occupaient divers postes dans l'entreprise (vice-président, directeur, conseiller, gestionnaire, etc);
 - les entrevues téléphoniques duraient en moyenne 10 à 20 minutes.

3. Constats

PRINCIPAUX CONSTATS

- Les distributeurs de gaz naturel cherchent presque tous à augmenter la partie « frais fixes » (mensuels) de leurs abonnés.
- La hausse des frais fixes est partout ressentie comme nécessaire compte tenu de la baisse de la consommation chez les clients.
- La hausse est vue comme une priorité incontournable.
- Les périodes précédentes sans révision des frais fixes sont assez variables (nombre d'années), mais sont souvent de 5 à 10 ans.
- Les hausses obtenues récemment (en 2006-2007) sont généralement de l'ordre de 30% à 40% (parfois moins, parfois plus).
- Il y a un désir de revoir les frais fixes sur de plus courtes périodes (3 à 6 ans).
- Il y a partout une certaine opposition aux démarches de hausses des frais de la part des groupes et associations de consommateurs, mais leur importance est variable (faible opposition à forte).
- Les groupes environnementalistes sont moins critiques que les associations de consommateurs.
- Obtenir des hausses de tarifs de la part des agences de réglementation est presque partout très difficile.

- Les pages qui suivent résument les opinions, suggestions et commentaires recueillis.

3. Constats – suite

CONTEXTE

- Baisse de la consommation chez les abonnés.
 - Hivers plus cléments
 - Souci d'économie d'énergie chez les consommateurs
 - Appareils et systèmes plus efficaces, résidence mieux isolées, etc
- Hausse des coûts d'opération des distributeurs
 - Main d'œuvre, fournisseurs, etc.
- Entreprises où les coûts fixes sont élevés
 - Proportion supérieure à d'autres types d'entreprises.

OBJECTIFS

- Hausser les frais fixes afin de compenser la perte de revenus due à la baisse de la consommation.
- Obtenir une « hausse importante » des frais fixes.

STRATÉGIE

- Une seule approche : démonstration chiffrée et économique de la cause.
- Les arguments d'efficacité énergétique et environnementaux comptent de plus en plus aux yeux des agences de réglementation.
- Discuter et négocier avec les parties avant les audiences (groupes et associations), etc.
- Utiliser des arguments « forts et incontestables ».

3. Constats – suite

ARGUMENTS

Hausse

- Demander un peu moins que la « hausse idéale » s'avère moins risquée pour le distributeur.
- Négocier une hausse sur quelques années (3% /année pendant 5 ans).
- Montrer que le coût fixe demandé demeure inférieur à la moyenne de l'industrie.

Profitabilité

- Souligner qu'il faut une *profitabilité raisonnable et adéquate* à l'entreprise pour :
 - Assurer la fiabilité de l'approvisionnement et un haut niveau de sécurité
 - Maintenir un service de qualité
 - Investir en efficacité énergétique
 - Assurer la pérennité de l'entreprise

Consommateurs

- Expliquer sur le site Internet/dans les envois, les raisons de la hausse demandée, et comparer cette augmentation avec les hausses de prix dans d'autres secteurs au cours de la même période (ex : coûts d'abonnement pour une carte de transport en commun, un abonnement au service téléphonique de base, etc).
- « Dialoguer » avec les consommateurs. Ne pas les tenir à l'écart.
- Présenter clairement l'impact sur la facturation des clients.

3. Constats – suite

Groupes de consommateurs

- Démontrer un souci et des gestes concrets pour les ménages à faible revenu.
- Offrir un tarif spécial.
- S'impliquer financièrement dans les associations/regroupements qui viennent en aide aux foyers défavorisés.

Économique

- Dans un petit marché ou lorsque la base des clients est limitée, les coûts fixes/abonnés sont forcément supérieurs que lorsque l'entreprise compte plusieurs centaines de milliers de clients.
- Si le marché croît peu (population), il y a moins de possibilité d'accroître les revenus que dans les régions à croissance élevée.

Environnement

- Faire valoir les montants investis par l'entreprise pour sensibiliser/promouvoir l'efficacité énergétique.
- Faire valoir que plus on investit/promeut l'efficacité énergétique, plus les revenus associés à la consommation baissent.
- Rappeler que le coût du combustible/de la consommation continue d'envoyer *un signal de prix*.

ANNEXE

- **Liste des distributeurs contactés**

Liste des distributeurs contactés

CANADA

Enbridge Gas
Heritage Gas
Sask Energy
Ste Anne Natural Gas
Terasen Gas
Union Gas

Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse
Saskatchewan
Alberta
Colombie-Britannique
Ontario

ÉTATS-UNIS

AVISTA Utilities
Florence Utilities Gas Dept
Memphis Light Gas Water
Midwest Energy Inc.
New England Gas Company
Northern States Power Company
NSTAR Electric and Gas
Philadelphia Gas Works
Yankee Gas Service

Washington
Alabama
Tennessee
Kansas
Massachusetts
Minnesota
Massachusetts
Pennsylvania
Connecticut

GAZ MÉTRO

Pratiques en matière de frais fixes chez les distributeurs nord-américains de gaz naturel –
Marché résidentiel

Rapport final
5 avril 2007

multi réso
senergis

- Cette recherche a été réalisée par la firme de recherche **Multi Réso – Senergis**.
- Pour toute question sur la méthodologie ou les résultats, veuillez contacter :

Chez Gaz Métro :

Sylvain Audette

Directeur

Marketing, Efficacité énergétique et Tarification

514 598 3655

Chez Multi Réso :

Caroline Léger

Daniel Lemieux

Consultants en recherche

514 285 6446

www.multireso.com

Table des matières

1.	Introduction	1
2.	Méthodologie.....	2
3.	Constats sur les coûts fixes.....	3
4.	Constats sur les coûts variables	7
5.	Constats sur les coûts totaux	8

1. Introduction

- **Gaz Métro a confié à Multi Réso – Senergis le mandat de mener une recherche exploratoire sur les pratiques tarifaires des distributeurs nord-américains de gaz naturel desservant le marché résidentiel. L'objectif est d'identifier les montants fixes qui sont chargés aux consommateurs, indépendamment de leur consommation.**
- Au total, nous avons relevé **plus de 100 montants fixes** chargés aux consommateurs par des distributeurs de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.
- Ces relevés correspondent à ceux de quelques 70 entreprises différentes, dont 13 au Canada. (Certaines compagnies ont des prix fixes qui varient selon les clientèles ou les secteurs desservis à l'intérieur d'une même province; d'autres sont présentes dans plusieurs états et ont aussi des prix fort différents d'un marché à l'autre.)
- Afin d'établir ce relevé, Multi Réso – Senergis a consulté les sites Internet de distributeurs de gaz naturel choisis au hasard.
- Le présent document contient les montants recueillis et les principales observations que nous en tirons.

2. Méthodologie

- **Pour recueillir les montants fixes, nous avons procédé de la façon suivante :**
 - les distributeurs ont été identifiés à partir de recherche sur Internet et à l'aide de diverses listes;
 - il n'y avait pas de critères de sélection; tout distributeur identifié était retenu;
 - l'identification des frais fixes s'est faite sur le site Internet de chacun des distributeurs;
 - aucune entreprise identifiée n'a ensuite été retirée de la liste pour une raison ou une autre;
 - les montants identifiés ont été validés lors d'un appel à l'entreprise dans environ 1 cas sur 10 (aucun changement apporté aux montants fixes identifiés);
 - parfois un même distributeur a plusieurs montants fixes, selon le secteur desservi, la clientèle (personnes âgées, clientèles défavorisées), la période dans l'année, etc.; tous les montants fixes ont alors été notés;
 - enfin, les prix sont présentés en devises canadiennes¹.

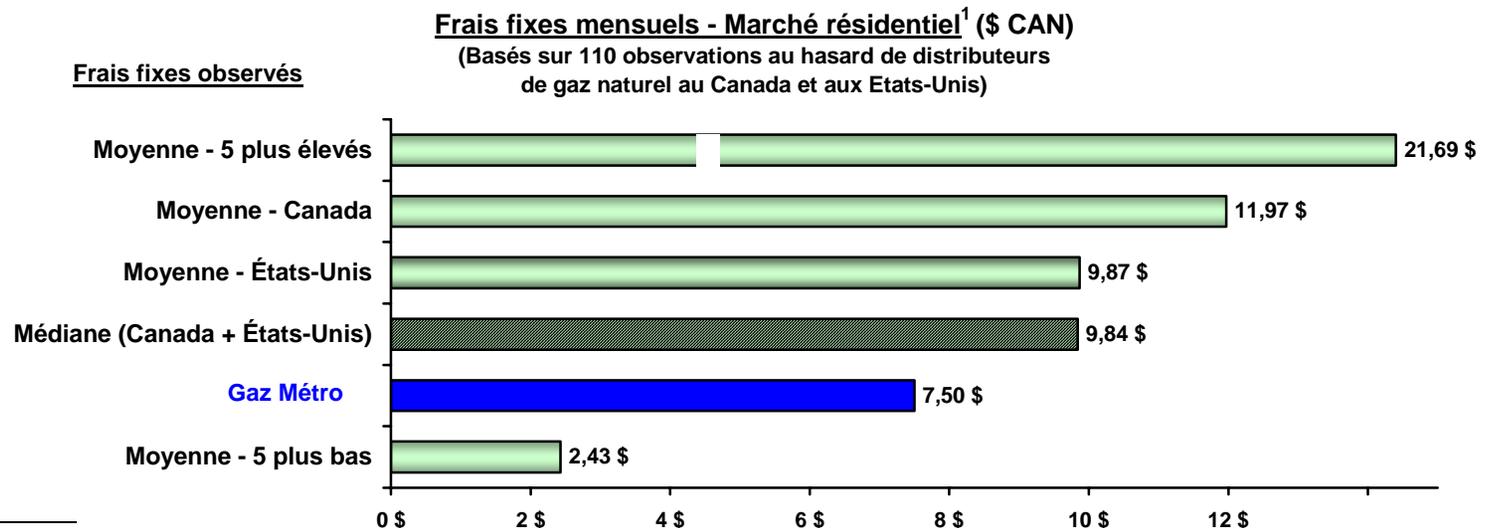
- Au total, 110 montants fixes mensuels ont été identifiés (en excluant celui de Gaz Métro).

¹ Taux : \$ 1 US = 1.15822 \$ CAN (29 mars 2007).

3. Constats sur les coûts fixes

MONTANTS¹

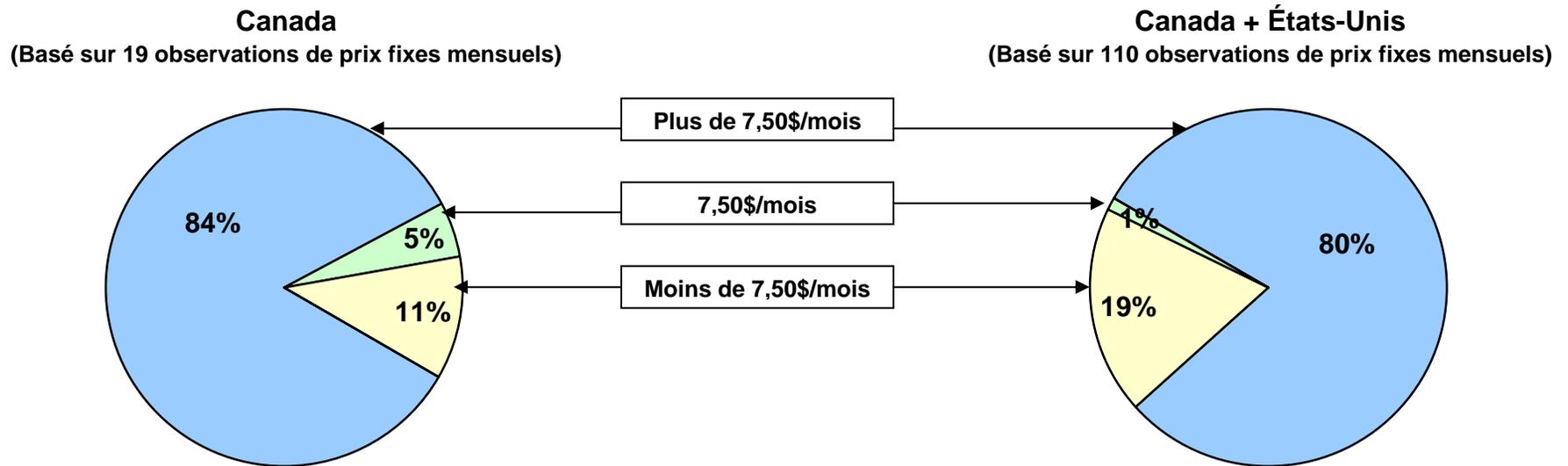
- Il y a des écarts importants dans les frais fixes mensuels chargés aux consommateurs d'un distributeur à l'autre;
- Les montants sont parfois élevés (plus de 12 \$/mois);
- Quelques distributeurs ne facturent aucun montant fixe à leurs clients (mais il s'agit de l'exception);
- Montant moyen : 10,23 \$/mois (basé sur tous les 110 montants identifiés et listés);
- Montant moyen en éliminant les valeurs extrêmes : 10,05 \$/mois (basé sur tous les montants identifiés et listés MOINS les 5 montants les plus élevés et les 5 montants les plus bas);
- Montant médian : 9,84 \$/mois;
- Les frais fixes mensuels sont plus élevés au Canada qu'aux États-Unis;
- Il ne semble pas y avoir de relation entre le montant chargé et la taille ou le type de distributeur (privé ou public);
- Parmi les 110 frais fixes mensuels enregistrés, 80% sont supérieurs à ceux de Gaz Métro.



¹ Les frais fixes des distributeurs américains sont ramenés en \$ canadiens (taux \$ 1 US = 1.15822 \$ CAN – 29 mars 2007). Les moyennes n'incluent pas le frais fixe de Gaz Métro (7,50 \$).

3. Constats sur les coûts fixes – suite

COMPARAISON¹

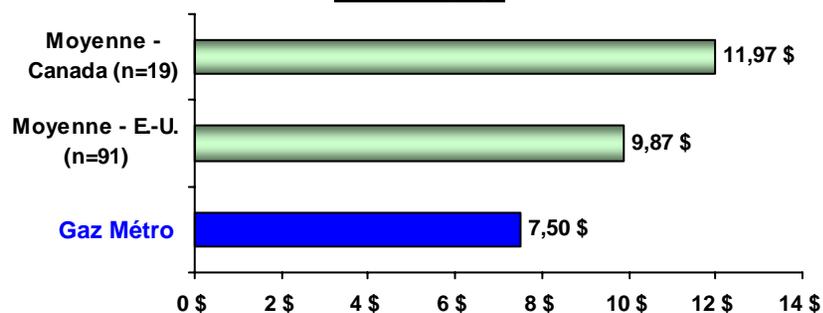


¹ Les frais fixes des distributeurs américains sont ramenés en \$ canadiens (taux \$ 1 US = 1.15822 \$ CAN – 29 mars 2007). Le montant fixe de Gaz Métro (7,50 \$) n'est pas inclus dans la distribution.

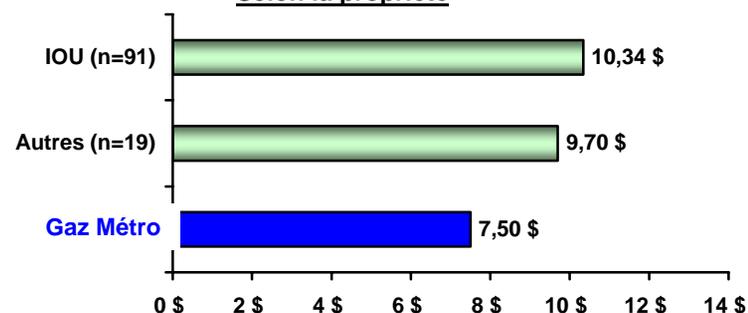
3. Constats sur les coûts fixes – suite

COMPARAISON¹

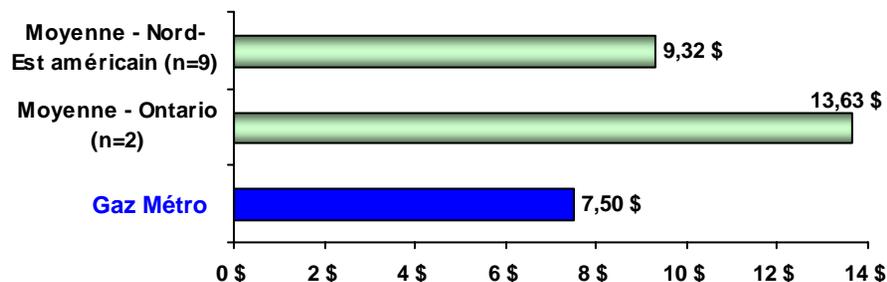
Selon le pays



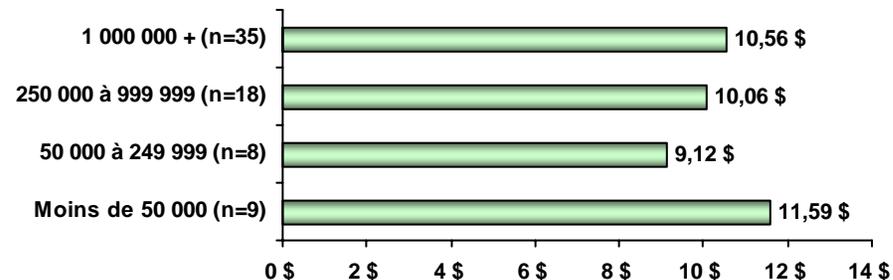
Selon la propriété³



Selon la région (nord-est)



Selon la taille (clients)⁴



¹ Les moyennes excluent le montant fixe de Gaz Métro (7,50 \$).

² Vermont, Massachussets, New-York.

³ IOU : Investors Owned Utility; Autres : Public Owned/Municipal Owned Utility, Coop.

⁴ Nombre total de clients résidentiels et affaires.

3. Constats sur les coûts fixes – suite

APPELLATION

- L'appellation utilisée pour désigner les frais fixes mensuels varie légèrement d'une entreprise à l'autre :
 - *Basic Service Charge, Fixed Charge, Customer Service Charge, Service and Facility Charge...*

STRUCTURE

- La structure des frais fixes est généralement la même partout : un montant fixe sur une base mensuelle.
- Une minorité d'entreprises ont un montant calculé sur une base quotidienne.
- Quelques entreprises ont deux frais fixes mensuels séparés :
 - *Customer Charge + Accelerated Main Replacement Program (Duke-Ohio)*
 - *Basic Service Charge + Delivery Service Charge (Northern States Power, North Dakota)*
- Une entreprise a même plusieurs frais fixes mensuels (Atlanta Gas Light) :
 - *Customer Charge (\$ 10.48 CAN) + Design Day Capacity Charge (\$5.36) + Meter Reading Charge (\$ 0.82) + Pipeline Replacement Program (\$1.49) + Environmental Response Costs Charge (\$ 1.05) + ...*

4. Constats sur les coûts variables

CONSTAT GÉNÉRAL

- La structure de la facturation de la consommation du gaz naturel est assez complexe (coût direct).
- Certains distributeurs ne chargent que pour un seul item (*Commodity Charge, Natural Gas Rate, etc.*).
- D'autres distributeurs incluent plusieurs items dans la facturation du combustible (*Distribution Cost/Delivery Rate, Pipeline Capacity Rate, Environmental Charge, etc.*).
- Les coûts sont souvent variables selon la quantité consommée (prix dégressifs).
- L'unité de mesure servant à la facturation est variable (m³, GJ, therm, Ccf).

5. Constats sur les coûts totaux

COÛTS TOTAUX ANNUELS¹

- Nous avons estimé les coûts totaux pour un ménage qui consommerait 1000m³ de gaz naturel dans une année, en considérant les coûts recueillis auprès des distributeurs de gaz canadiens et américains (tarifs en vigueur en mars 2007).
- Parmi les 110 cas identifiés, nous avons ici retenu ceux dont les coûts variables étaient clairement détaillés, soit 78 cas. (Les coûts fixes mensuels sont une donnée fiable et simple à calculer, alors que les coûts associés à la consommation sont au contraire souvent complexes en raison des structures tarifaires).
- Nous avons ainsi calculé ce qu'il en coûterait au cours d'une année pour un client qui consommerait 1000 m³ de gaz naturel, selon 78 scénarios différents.
- En utilisant la moyenne et la médiane, nous avons une bonne *indication* du marché.
- En moyenne, ces abonnés paieraient 587 \$ par année, dont 118 \$ pour les coûts fixes (20%).

Coûts totaux annuels (approvisionnement + consommation) – scénario : 12 mois, 1000 m³	:	Coûts fixes annuels (basés sur 12 mois)	+	Coûts de la consommation (basés sur 1000 m ³)	=	Coût total annuel
Moyenne - Canada + États-Unis		118 \$ (20%)		469 \$ (80%)		587 \$ (100%)
Médiane² - Canada + États-Unis		118.14 \$		467.29 \$		580.73 \$

¹ Les frais des distributeurs américains sont ramenés en \$ canadiens (taux \$ 1 US = 1.15822 \$ CAN – 29 mars 2007). Les moyennes n'incluent pas les frais de Gaz Métro.

² Les médianes ne s'additionnent pas.

Sites Internet avec programmes pour les ménages à faible revenu

Sites Internet consultés

www.bhe.com

www.baystategas.com

www.oneok.com

www.duke-energy.com/ohio

www.duke-energy.com/indiana

www.mge.com

www.missourigasenergy.com

www.atlantagaslight.com

www.hydro.mb.ca

www.lacledegas.com

Chapter 2: Reaching low-income customers

Ongoing marketing is crucial to attracting the desired number of program participants. However, low-income customers are a broad group – urban and rural, young and old, homeowners and renters – with different education levels, cultures, languages and drivers. Therefore, utilities need to use a mix of strategies to reach them, from mass market and direct mail advertising to face-to-face contact.

Many organizations that reach low-income people are able to do so by offering a host of programs that bring them in the door, then educating them about energy efficiency programs.

Don't go it alone; partnering with community-based organizations a wise strategy

To give customers information about and access to utility-funded programs, many utilities have developed ally networks of community-based agencies and advocacy groups. The wide variety of organizations already serving various populations of low-income customers provides avenues for the promotion of utility programs.

Without these advocacy agencies and other partners, Entergy would not have “been able to reach out to our customers in almost every county and parish it serves,” the utility’s low-income initiatives manager Linda Barnes says. Similarly, WarmChoice wouldn’t be what it is today without community-based organizations as partners, agrees Adrian Andrews, quality assurance liaison at Columbia Gas of Ohio. Community-based organizations have been the best resource for Columbia Gas in reaching low-income customers, she asserts.

The agencies view the program as “a welcome resource because it provides concrete benefits” – preferably with a minimum of paperwork and follow-up, says LIPA program manager Maggie Ramos.

Building and maintaining relationships with community-based organizations takes hard work and dedication. Virginia Walsh, marketing coordinator for LIPA’s program, says her job consists primarily of networking. “When I first started, my focus was on meeting directly with the customers. But over the years, I’ve seen the focus shift more toward networking, so that I’m constantly interacting with the people who are in the position to refer clients to us,” she says.

Successful utilities regularly interface with organizations in their network to keep the energy efficiency programs top of mind. The array of available social programs and resources can be massive and difficult for them to keep track of, and energy efficiency programs must vie for attention. Special community events, seminars and printed material all help cement the relationship.

Regular meetings with agency personnel also provide Entergy with feedback and insight into future needs. Entergy also fuels the relationships through its Advocate Power newsletter and a fulfillment center that enables advocates to order bulk materials, such as brochures, to provide to clients.

Rather than build an entire network, some utilities work with a few strategic umbrella agencies. In its social housing effort, Hydro One, for example, has partnered with the Social Housing Services Corp. (SHSC), an independent corporation offering services to social housing communities in Ontario, because SHSC already has established communications with landlords and property managers. "Because of other services we provide, we had the contacts in each area," explains Lorelei Friesen, SHSC's manager of communications and marketing. "We knew who managed the buildings; we understood how they were funded and what the challenges were. We understood their culture."

"Social Housing Services Corp. already had delivery channels established. That was the key for us," says Giuliana Rossini, Hydro One director of strategy and conservation officer.

Direct mail and other marketing avenues

While some utilities turn over the entire program – including marketing – to community agencies or outside contractors, many others either aid in or conduct a wide variety of marketing efforts inhouse.

In one example, because all 1 million customers enrolled in SCE's rate discount program are eligible for EMA, the utility has many opportunities to market the program. "Whether it's through direct mail or increasing awareness through mass market, we can develop materials that speak directly to this audience and encourage participation in the EMA program," says Louis Lopez, project manager. Direct mail is a major marketing channel for the program, as Lopez asserts that it "is our strongest suit because our customers tend to open mail coming from Southern California Edison. We target mailings to our hot climates or areas that we think would benefit from the EMA program," specifically targeting those enrolled in the rate discount program and others who are income-qualified.

Columbia Gas of Ohio targets direct mail by Zip code to areas where community agencies aren't seeing a lot of interest in the program. "However, we have to be careful not to overburden agencies with waiting lists," Andrews adds. Sempra also relies on direct mail targeted to low-income customers based on Census data, Yolanda Whiting, director of customer assistance programs, explains. The direct mail piece is sent out several times a year in the form of a detailed letter. The utility follows up with phone calls and sets up appointments for customers who show an interest. Sempra also uses bill inserts, she says.

SCE hasn't tried bill inserts to promote low-income energy efficiency, Lopez says, but the utility has tried other media channels such as print advertising. "Earlier this year, we targeted our customers in Catalina Island with newspaper advertising ... and the results weren't as strong as we would have liked," he reveals.

LIPA has done some mass media advertising – including bill inserts and newspaper ads, but ultimately, direct marketing to customers seems to be the most effective strategy, Walsh says. In 2006, Walsh and her partner gave more than 135 presentations and workshops throughout Long Island. In addition, they presented the program at larger community events such as street fairs, senior information fairs and networking events.