

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2016-100

R-3867-2013

23 juin 2016

Phase 1

---

**PRÉSENTS :**

Laurent Pilotto

Louise Pelletier

Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision sur le fond et sur les frais des intervenants -  
Phase 1**

*Demande relative au dossier générique portant sur  
l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro*



**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE);**

**Union des consommateurs (UC);**

**Union des municipalités du Québec (UMQ).**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	7
<b>LISTE DES GRAPHIQUES</b> .....	9
<b>LISTE DES DÉCISIONS CITÉES</b> .....	10
<b>LEXIQUE</b> .....	11
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	13
<b>2. CONTEXTE DE LA DEMANDE</b> .....	15
<b>3. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE</b> .....	17
3.1 Position de Gaz Métro .....	17
3.2 Position des intervenants .....	18
3.3 Opinion de la Régie .....	18
<b>4. PRINCIPES</b> .....	20
4.1 Position de Gaz Métro .....	20
4.2 Position des intervenants .....	21
4.3 Opinion de la Régie .....	25
<b>5. RÉSEAU DE GAZ MÉTRO</b> .....	30
5.1 Contexte .....	30
5.2 Spécificités régionales .....	32
5.3 Comparaison avec d'autres distributeurs .....	38
<b>6. CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU</b> .....	43
<b>7. SOUS-FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES CONDUITES PRINCIPALES</b> .....	48

---

<b>8.</b>	<b>CLASSIFICATION DES CONDUITES DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>52</b>
8.1	Composante accès des conduites de distribution – Méthode proposée .....	53
8.2	Composante accès des conduites de distribution – Autres méthodes .....	79
8.3	Méthode retenue par la Régie .....	98
8.4	Simulation de la Méthode retenue et comparaison avec les autres méthodes.....	104
8.5	Allocation régionale ou globale.....	109
<b>9.</b>	<b>FACTEURS DE RÉPARTITION DES CONDUITES PRINCIPALES.....</b>	<b>119</b>
9.1	Facteurs de répartition des conduites de transmission.....	119
9.2	Facteurs de répartition de la composante capacité des conduites d'alimentation et de distribution .....	122
9.3	Facteur de répartition de la composante accès des conduites de distribution .....	126
<b>10.</b>	<b>ALLOCATION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION .....</b>	<b>128</b>
10.1	Opération et maintenance du réseau.....	129
10.2	Service à la clientèle.....	135
10.3	Services administratifs et dépenses générales.....	141
10.4	Ventes et marketing.....	147
<b>11.</b>	<b>COÛT DU GAZ PERDU .....</b>	<b>148</b>
<b>12.</b>	<b>PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>150</b>
<b>13.</b>	<b>BASE DE TARIFICATION ET DÉPENSES D'AMORTISSEMENT .....</b>	<b>152</b>
13.1	Branchements.....	154
13.2	Compteurs.....	157
13.3	Installations générales .....	160
13.4	Actifs intangibles.....	160
13.5	Indemnités de départ .....	161

---

13.6	Trop-perçu et écart de revenu annuels .....	161
13.7	Systèmes informatiques .....	163
13.8	Réseau de distribution.....	164
13.9	Contributions.....	165
13.10	Frais des intervenants.....	166
13.11	Rendement sur la base de tarification .....	167
<b>14.</b>	<b>TAXES ET IMPÔTS .....</b>	<b>168</b>
14.1	Taxes foncières – Places d'affaires .....	168
14.2	Taxe sur le réseau .....	168
14.3	Impôt sur le revenu .....	169
<b>15.</b>	<b>MISE À JOUR DE L'ÉTUDE.....</b>	<b>171</b>
<b>16.</b>	<b>FRAIS DES INTERVENANTS .....</b>	<b>172</b>
16.1	Législation et principes applicables .....	172
16.2	Demandes de paiement de frais .....	173
<b>DISPOSITIF</b>	<b>.....</b>	<b>174</b>
<b>ANNEXE 1</b>	<b>.....</b>	<b>176</b>
<b>ANNEXE 2</b>	<b>.....</b>	<b>179</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Nombre de clients et capacité demandée .....	31
Tableau 2	Données régionales .....	34
Tableau 3	CA régionales par catégories tarifaires .....	38
Tableau 4	Comparaison des coûts unitaires des conduites selon leur diamètre .....	57
Tableau 5	Volume annuel alloué par client tenant compte d'une conduite de deux pouces et du niveau de densification de chacune des régions .....	59
Tableau 6	Méthode du réseau de taille minimale composé de conduites de plastique de deux pouces .....	64
Tableau 7	Portion du coût des conduites de distribution classifiée à la composante accès .....	65
Tableau 8	Capacité demandée et volume consommé par catégorie tarifaire .....	102
Tableau 9	Caractéristiques du réseau hypothétique .....	104
Tableau 10	Densification et composition de la clientèle par scénario .....	105
Tableau 11	Coût de la composante accès selon la méthode et le scénario .....	106
Tableau 12	Répartition des coûts selon la méthode et le scénario .....	108
Tableau 13	Composante accès des conduites d'alimentation et de distribution .....	110
Tableau 14	Somme des DQM régionales versus DQM globale .....	111
Tableau 15	Dépenses d'exploitation – Regroupements proposés .....	129
Tableau 16	Dépenses d'exploitation – Opération et maintenance du réseau .....	130
Tableau 17	Dépenses d'exploitation – Service à la clientèle.....	136
Tableau 18	Dépenses d'exploitation – Facturation des clients et relève de compteurs .....	136
Tableau 19	Dépenses d'exploitation – Services administratifs et dépenses générales.....	141

Tableau 20	Dépenses d'exploitation – Réglementation, comptabilité et affaires publiques .....	142
Tableau 21	Éléments de la base de tarification et dépenses d'amortissement .....	153
Tableau 22	Immobilisations – Réseau de distribution.....	164
Tableau 23	Immobilisations – Contributions.....	165
Tableau 24	Frais réclamés, admissibles, accordés, partiels accordés et solde à payer (taxes incluses) .....	173



## LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1	Pourcentage du nombre de kilomètres par région vs CA/km et nombre de clients/km .....	35
Graphique 2	Pourcentage de la valeur totale du réseau par région vs \$/CA et \$/km.....	36
Graphique 3	Pourcentage du nombre de clients par région vs CA/client et \$/client .....	37
Graphique 4	Nombre de clients par km de conduites .....	39
Graphique 5	Volumes livrés par km de conduites .....	40
Graphique 6	Comparaison des résultats des méthodes .....	89
Graphique 7	Comparaison des résultats des méthodes incluant la Méthode retenue ...	103

## LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
D-97-47	R-3323-95	Requête par Société en commandite Gaz Métropolitain pour faire approuver des modifications à la méthode d'allocation du coût de service applicable à un distributeur
D-2008-140	R-3662-2008 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2008
D-2010-144	R-3720-2010 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2010
D-2011-182	R-3752-2011 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2011
D-2013-106	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2012
D-2013-193	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-011	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-038	R-3867-2013 Phase 1	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-144	R-3867-2013 Phase 1	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-193	R-3867-2013 Phase 1	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2016-023	R-3867-2013 Phase 1	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro

**LEXIQUE**

BDC	base de données comptables
CA	capacité attribuée
CA/client	capacité attribuée par client
CA/km	capacité attribuée par kilomètre de conduites
CAU	capacité attribuée et utilisée
CU	capacité utilisée
DHM	demande horaire maximale
DQM	demande quotidienne maximale
km	kilomètres
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique



## 1. INTRODUCTION

[1] Le 15 novembre 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation de ses coûts et sa structure tarifaire (la Demande). Le Distributeur demande alors à la Régie, entre autres, d'autoriser la tenue de séances de travail afin d'amorcer l'étude de ce dossier.

[2] Le 6 décembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-193 par laquelle elle autorise la tenue de séances de travail et met en place la procédure de traitement des demandes d'intervention.

[3] Le 30 janvier 2014, la Régie rend sa décision D-2014-011 dans laquelle elle se prononce sur la reconnaissance des intervenants et sur le déroulement procédural du dossier. Elle scinde l'examen du dossier en deux phases : la phase 1 traitera de l'ensemble des méthodes d'allocation des coûts et la phase 2 portera sur la structure tarifaire, l'interfinancement et la stratégie tarifaire.

[4] Le 6 mars 2014, dans sa décision D-2014-038, la Régie reconnaît à messieurs Robert D. Knecht et Paul L. Chernick le statut d'expert-conseil en matière d'allocation des coûts et de tarification pour la participation aux séances de travail. Elle se prononce également sur les budgets de participation des intervenants portant sur les séances de travail de la phase 1 du dossier.

[5] Le 23 juillet 2014, Gaz Métro dépose une demande amendée.

[6] Le 20 août 2014, la Régie rend sa décision D-2014-144 par laquelle elle ordonne à Gaz Métro de déposer un complément de preuve, fixe le calendrier de traitement de la phase 1 et octroie le paiement des frais des intervenants pour leur participation aux séances de travail qui ont eu lieu les 3 et 17 avril ainsi que le 7 mai 2014.

[7] Entre les 16 et 30 septembre 2014, les intervenants transmettent leur budget de participation pour la phase 1.

[8] Le 3 octobre 2014, Gaz Métro formule ses commentaires à l'égard des budgets de participation transmis par les intervenants.

[9] Les 7, 8 et 9 octobre 2014, certains intervenants répliquent aux commentaires de Gaz Métro.

[10] Le 11 novembre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-193 par laquelle elle se prononce sur les budgets de participation des intervenants pour le traitement de la phase 1 et ordonne à Gaz Métro de déposer les banques de données détaillées relatives aux conduites principales.

[11] Le 20 novembre 2014, Gaz Métro dépose une demande ré-amendée ainsi qu'un complément de preuve.

[12] Le 19 décembre 2014, la FCEI dépose un budget amendé pour sa participation à la phase 1.

[13] Le 26 février 2015, le GRAME met fin à sa participation à la phase 1 du dossier. Le 27 mars 2015, l'intervenant dépose sa demande de paiement de frais.

[14] L'audience de la phase 1 se déroule du 13 au 17 avril 2015.

[15] Lors de l'audience du 13 avril 2015, la Régie reconnaît messieurs H. Edwin Overcast, Robert D. Knecht et Paul L. Chernick à titre de témoins experts en matière d'allocation des coûts et de tarification, tel que demandé respectivement par Gaz Métro, l'ACIG ainsi que, conjointement, par le ROEE<sup>1</sup> et l'UC<sup>1</sup>.

[16] Comme convenu, les participants présentent leur argumentation finale par écrit. Le Distributeur transmet son document le 24 avril 2015. Les intervenants déposent le leur entre le 30 avril et le 4 mai 2015. La réplique de Gaz Métro est versée au dossier le 7 mai 2015. La Régie entame son délibéré à compter de cette date.

---

<sup>1</sup> Pièce A-0036, p. 14 et 15.

[17] Entre le 13 mai et le 9 juin 2015, l'ACIG, la FCEI, le ROÉÉ, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UMQ déposent des demandes de paiement de frais. Gaz Métro commente ces demandes le 16 juin 2015.

[18] Le 11 février 2016, la Régie rend sa décision D-2016-023 dans laquelle elle se prononce sur l'octroi d'une partie des frais réclamés par les intervenants.

[19] Le régisseur Pierre Méthé ayant quitté ses fonctions de régisseur, les deux autres membres de la formation, étant unanimes, procèdent à rendre la présente décision conformément au premier alinéa de l'article 17 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi).

[20] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur l'étude d'allocation du coût de service de distribution de gaz naturel de Gaz Métro (l'Étude). Elle y traite également des demandes de paiement de frais des intervenants.

## 2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

[21] En 1985, la Régie de l'électricité et du gaz rendait l'ordonnance G-429 dans laquelle elle adoptait des principes et mettait en place des méthodes d'allocation du coût de service du Distributeur<sup>3</sup>.

[22] Par la suite, dans sa décision D-97-47, la Régie, tout en réitérant les principes instaurés par l'ordonnance G-429, adoptait certaines modifications aux méthodes d'allocation du coût de service.

[23] En 2010, dans le cadre du dossier tarifaire R-3720-2010, le groupe de travail, constitué aux fins de l'application du Mécanisme incitatif à la performance (Groupe de travail), a demandé à la Régie d'autoriser la tenue de séances de travail au cours desquelles Gaz Métro serait appelée à présenter une démonstration quantitative des résultats des méthodes d'allocation du coût de service.

---

<sup>2</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>3</sup> Dossier R-3028-85.

[24] La Régie a autorisé la tenue de ces séances<sup>4</sup> en invitant le Groupe de travail à examiner les liens entre les résultats des méthodes d'allocation et les structures tarifaires pour le service de distribution. Elle demandait également à Gaz Métro de déposer un rapport faisant état des discussions tenues lors des séances de travail et de lui faire part des pistes d'amélioration qui pourraient être apportées aux structures tarifaires. Gaz Métro a fait suite à cette demande dans le cadre du dossier tarifaire 2012<sup>5</sup> en déposant un « Rapport sur l'allocation des coûts, les liens entre les coûts et les tarifs ainsi que la vision tarifaire de Gaz Métro en distribution »<sup>6</sup>.

[25] Par la suite, dans sa décision D-2011-182 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2012, la Régie a demandé à Gaz Métro de compléter sa vision tarifaire et de lui soumettre, entre autres, une analyse plus poussée de l'étude de classification des coûts en fonction de certains éléments plus précis. Elle demandait à cet effet à Gaz Métro de déposer, dans le dossier tarifaire 2013, un rapport d'état d'avancement et de lui proposer un calendrier de réalisation.

[26] Dans sa décision D-2013-106 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2013, lors duquel Gaz Métro a déposé un rapport d'avancement des travaux relatifs à l'allocation des coûts et à la structure tarifaire, la Régie a ordonné que la révision des méthodes d'allocation du coût de service et la vision tarifaire soient traitées dans un dossier générique.

[27] Le présent dossier constitue donc le dossier générique dans lequel sera conduit un examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service de distribution ainsi qu'une revue exhaustive des structures tarifaires du Distributeur.

[28] Comme mentionné par la Régie à l'ouverture de l'audience de la phase 1 du présent dossier, les méthodes d'allocation du coût de service n'ont pas fait l'objet d'un examen en profondeur depuis près de 20 ans.

[29] Néanmoins, en fonction de l'évolution de l'environnement réglementaire, la Régie s'est prononcée à quelques reprises sur des ajouts ou des modifications à ces méthodes.

---

<sup>4</sup> Décision D-2010-144.

<sup>5</sup> Dossier R-3752-2011.

<sup>6</sup> Dossier R-3752-2011, pièce B-0354.



Par exemple, elle a adopté des méthodes d'allocation spécifiques pour répartir les coûts du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)<sup>7</sup>.

[30] La Régie considère que l'examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service est fondamental. Il s'agit d'une étape préalable obligatoire avant d'entreprendre la revue des structures tarifaires et d'envisager de les modifier, ce qui, ultimement, sera l'objectif de la phase 2.

[31] Avant d'en arriver à cette étape, la Régie doit statuer sur les meilleures méthodes d'allocation du coût de service. Il s'agit essentiellement «*de répartir le plus équitablement possible en fonction des liens de causalité les plus solides, la grande tarte des coûts de service entre les différentes catégories de clientèle, sans chercher à savoir par quel moyen et auprès de qui ces coûts seront récupérés, Phase 2*»<sup>8</sup>.

### **3. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE**

#### **3.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[32] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'utilisation des résultats de l'Étude comme point de départ à l'établissement de sa stratégie tarifaire et comme outil permettant de mesurer l'interfinancement que produiraient les taux proposés dans le cadre d'un dossier tarifaire. Conséquemment, il demande à la Régie d'approuver que les résultats de l'Étude soient produits annuellement à partir des données de l'année témoin projetée plutôt qu'aux deux ans à partir des données du budget autorisé de l'année antérieure, comme c'est le cas actuellement.

[33] Le Distributeur projette de transférer tout le processus de production des résultats de l'Étude vers une nouvelle plateforme informatique plus flexible, ce qui permettra d'en alléger la réalisation. Dans ce contexte, il propose que les résultats de l'Étude soient produits annuellement et qu'ils servent de point d'ancrage à l'établissement des tarifs dans le cadre d'un dossier tarifaire. Ainsi, le processus de production de l'Étude devrait être effectué à partir des données projetées proposées au dossier tarifaire plutôt qu'à partir

---

<sup>7</sup> Décision D-2008-140.

<sup>8</sup> Pièce A-0036, p. 9.

des données autorisées de l'année antérieure. Conséquemment, les résultats de l'Étude permettraient de déterminer le degré d'interfinancement que produiront les tarifs proposés plutôt que de constater l'interfinancement associé aux tarifs approuvés lors du dossier tarifaire précédent.

[34] Gaz Métro précise que cette approche est utilisée par plusieurs distributeurs gaziers et d'électricité. Notamment, les distributeurs Enbridge de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick appliquent tous les deux cette approche.

[35] Enfin, Gaz Métro confirme que dans la mesure où les méthodes d'allocation retenues par la Régie dans le présent dossier ne sont pas trop complexes, elle pourra mettre à jour les résultats de l'Étude en fonction de la décision que la Régie rendra annuellement pour établir son coût de service.

### **3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[36] L'ACIG appuie la proposition de Gaz Métro. L'intervenante est d'avis que l'allocation du coût de service constitue l'un des intrants les plus importants que la Régie doit prendre en compte afin d'établir les tarifs de distribution de Gaz Métro pour l'année témoin projetée.

### **3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[37] La Régie est d'avis que les résultats de l'Étude constituent les points d'ancrage de la structure tarifaire du Distributeur. À ces points d'ancrage doit se superposer une segmentation de la clientèle qui reflète le découpage naturel des grandes catégories de clientèles, en fonction de leurs caractéristiques de coût de desserte et de profil de consommation. Cette segmentation doit également bien s'arrimer à la structure des coûts de l'activité de distribution du gaz naturel sur le territoire de Gaz Métro. C'est de cet assemblage, combiné à d'autres considérations plus pragmatiques, que découlera une structure tarifaire viable et pérenne.

[38] La mesure de l'interfinancement entre les différentes catégories de clientèle est un exercice auquel la plupart des régulateurs s'astreignent annuellement. Cet exercice permet

d'établir, sous la forme d'un ratio revenus/coûts, dans quelle mesure les revenus générés par une catégorie de clientèle couvrent les coûts qui lui sont alloués. Comme l'exercice est un jeu à somme nulle, il met en lumière quelle catégorie de clientèle paie pleinement sa part des coûts, laquelle en paie moins et laquelle en paie plus. Bien qu'établi annuellement, ce portrait de la contribution relative de chaque catégorie de clientèle à la couverture de l'ensemble des coûts varie peu dans le temps. Ce portrait est le reflet d'une tendance lourde, difficile à infléchir rapidement, à moins d'imposer des chocs tarifaires importants à certaines catégories de clientèle.

[39] Lorsque vient le temps de choisir une stratégie tarifaire, à court comme à long terme, le degré d'interfinancement est un intrant important, mais il ne peut être le seul déterminant. Le cas échéant, le redressement d'un déséquilibre jugé important dans le degré d'interfinancement peut constituer un objectif poursuivi par le Distributeur et inscrit dans une stratégie tarifaire approuvée par la Régie. Cependant, l'atteinte de cet objectif ne peut être instaurée en dogme et se traduire par des automatismes qui auraient préséance sur le jugement de la Régie en matière de fixation de tarifs justes et raisonnables.

[40] Par ailleurs, il est important de rappeler que des changements d'envergure apportés à la structure tarifaire s'accompagnent habituellement de mesures transitoires qui sont mises en place afin d'assurer une transition harmonieuse et graduelle aux catégories de clientèle les plus affectées par la migration entre l'ancienne et la nouvelle structure tarifaire. Il pourrait donc s'écouler plusieurs années avant que ces mesures transitoires s'éteignent. La stratégie tarifaire qui sera retenue par la Régie au terme de la phase 2 du présent dossier traitera de ces questions.

[41] Pour ces motifs, bien que, *a priori*, la Régie ne s'oppose pas aux objectifs envisagés par Gaz Métro en matière de stratégie tarifaire et de fréquence de production des résultats de l'Étude, elle préfère se prononcer sur ces questions en phase 2, lorsque la preuve aura été complétée à cet égard.

**[42] En conséquence, la Régie réserve à la phase 2 du présent dossier sa décision sur les questions relatives à :**

- **l'utilisation de l'Étude comme point de départ à l'établissement de la stratégie tarifaire;**
- **l'utilisation des résultats de l'Étude sur une base annuelle à partir des données projetées du dossier tarifaire sous examen.**

## 4. PRINCIPES

### 4.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

[43] Gaz Métro propose de retenir les principes suivants pour établir les méthodes d'allocation du coût de service de distribution :

- la causalité des coûts;
- l'absence de service gratuit;
- le partage juste et équitable des économies et des déséconomies;
- l'identification d'une méthode d'allocation simple, précise, fiable et stable.

[44] Gaz Métro soutient que le principe de causalité des coûts demeure le principe directeur sur lequel l'Étude doit reposer. Elle rappelle que ce principe général a été retenu lors de l'établissement des principes d'allocation du coût de service dans le cadre du dossier R-3028-85 qui a mené à l'ordonnance G-429. Ce principe est intemporel et est tout aussi juste et pertinent qu'il l'était à cette époque. Ainsi, selon ce principe de causalité, les clients qui affectent les coûts de la même façon se verront allouer une même part des coûts.

[45] Gaz Métro partage l'avis de l'expert Overcast selon lequel la causalité des coûts s'apprécie non pas dans une perspective purement statique et historique, c'est-à-dire quel client a généré le coût originalement, mais requiert plutôt de s'interroger sur l'identité des clients qui utilisent actuellement le réseau.

[46] De plus, Gaz Métro appuie la position de l'expert Overcast selon laquelle la méthode d'allocation des coûts doit reposer sur l'évaluation des coûts moyens, même dans le cas où une allocation directe serait possible<sup>9</sup> :

*« The service runs from the main and is straight into my house. I mean, so there's no question that that service serves me and, you know, you talk about direct assignment of costs, for example. That's when you can... if you keep your records the right way, you can literally directly assign every service to every customer. Now, you don't do that. And why wouldn't you directly assign every service to every customer? Well, because the main runs down one side on the street. I'm on*

---

<sup>9</sup> Pièce A-0036, p. 169 à 171.

*the side on the main... side of the street... the same side of the street as the main. I'll call it the short side service. So my service is maybe fifty feet (50 ft). You live on the other side of the street. You and I have to go across the street, under the street and you're the same fifty feet (50 ft) back from the road but your service is now seventy (70) or eighty feet (80 ft). I probably should use metres, but I can't think in... I can't think in metres, I'm sorry. But, so, you know, are we going to... are we going to have different rates just because I'm lucky enough to have bought a house on the side of the street that the main runs down? And you should pay more because you're across the street? Well, the answer is no. What we do is, we look for cost causation to measure the average cost to serve a group of customers. Okay? So, instead of us having a different rate and a different cost, we say, average footage, seventy (70) and fifty (50) is sixty foot (60 ft) for service and we pay for a sixty foot (60 ft) service on average, if that's the average for the class ».*

[nous soulignons]

[47] Gaz Métro est d'avis que les méthodes d'allocation doivent aussi viser la simplicité même si les modalités d'application peuvent parfois être complexes. Le niveau de précision souhaité doit donc être pondéré en fonction de l'importance des montants en cause et ne pas être si laborieux qu'il compromette l'objectif visé, soit de disposer à chaque année des résultats de l'Étude établis à partir des données de l'année témoin projetée<sup>10</sup>.

[48] Elle mentionne également que la présence d'économies d'échelle est une caractéristique du réseau de distribution gazier qui est reconnue par les experts et estime qu'il est important que la méthode d'allocation retenue en tienne compte.

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[49] L'ACIG n'est pas en désaccord avec les grands principes d'allocation des coûts proposés par Gaz Métro. L'expert Knecht soumet les principes suivants :

- « • *Avoidance of Economic Cross-Subsidies*
- *Allocated costs should be :*
    - *No less than incremental cost*
    - *No more than standalone cost*

<sup>10</sup> Pièce A-0036, p. 36.

- *Cost Causation*
- *Assign Costs Only for Assets Used*
- *Direct Assignment Preferable to Allocation*
- *Stability, Simplicity* »<sup>11</sup>.

[50] L'ACIG n'est pas en désaccord avec les positions prises par Gaz Métro relativement au principe fondamental et prioritaire selon lequel l'étude d'allocation des coûts doit permettre d'allouer le plus fidèlement possible les coûts entre les différentes catégories tarifaires selon le principe de causalité des coûts.

[51] Au soutien de sa position, l'intervenante reproduit un extrait du document de réflexion de Gaz Métro corroborant son approche, comme préconisée par l'expert Knecht :

*« L'exercice d'allocation des coûts demande donc la meilleure compréhension possible de la causalité des coûts. L'approche privilégiée consiste toujours à allouer directement les coûts aux clients qui les ont causés lorsque cela est possible. Parfois, l'information disponible ne permet pas une allocation directe ou la nature des coûts ne permet pas une allocation directe. Lorsque l'allocation directe des coûts n'est pas possible, l'utilisation de facteurs de répartition est requise et c'est le calcul de ces facteurs qui peut être controversé, particulièrement dans le cas de l'allocation de coûts communs, tels les coûts des conduites principales »*<sup>12</sup>. [nous soulignons]

[52] De l'avis de l'ACIG, un corollaire logique de l'approche selon laquelle il est préférable d'allouer directement les coûts aux clients qui les ont causés, lorsque cela est possible, est le principe de la décomposition. À cet égard, l'intervenante réfère à un extrait du document de réflexion de Gaz Métro qui définit ce principe de la façon suivante et qui corrobore l'approche préconisée par l'expert Knecht :

*« [...] aucun client ne devrait avoir à contribuer aux coûts reliés à des portions du réseau qu'il n'utilise pas. Seuls les clients qui utilisent les composantes du réseau devraient contribuer à leurs coûts »*<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Pièce C-ACIG-0038, p. 2.

<sup>12</sup> Pièce B-0006, p. 15, lignes 11 à 17.

<sup>13</sup> Pièce B-0006, p. 13, lignes 22 à 24.

[53] L'ACIG ne conteste pas le principe de l'absence de service gratuit énoncé par la Régie de l'électricité et du gaz en 1985 dans l'ordonnance G-429 et réitéré par la Régie en 1997 dans sa décision D-97-47, selon lequel les clients ne sauraient bénéficier gratuitement d'un service offert par Gaz Métro.

[54] Cependant, l'ACIG considère que, pour que ce principe puisse être appliqué au stade de l'allocation des coûts, il faut que la preuve au dossier révèle que certains coûts sont encourus par Gaz Métro pour desservir un client. Ainsi, si la preuve est plutôt à l'effet que Gaz Métro n'encourt aucun coût pour fournir le service en question, l'intervenante soutient que c'est plutôt lors de l'établissement des tarifs en phase 2 que la Régie devrait décider s'il y a lieu ou non d'imputer une charge quelconque au client concerné afin d'éviter qu'il puisse bénéficier gratuitement d'un service offert par Gaz Métro.

[55] L'ACIG ne conteste aucunement le fait que la méthode d'allocation des coûts retenue doit tenir compte des économies d'échelle importantes qui sont, comme le précise l'expert Overcast, une caractéristique inhérente à un réseau de distribution de gaz naturel.

[56] L'ACIG appuie également la proposition de Gaz Métro à l'effet que la méthode d'allocation des coûts à être retenue par la Régie devrait, autant que possible, être simple, précise, fiable et stable. L'intervenante souligne que les concepts de stabilité et de simplicité font d'ailleurs partie des grands principes directeurs de l'allocation du coût de service retenus par l'expert Knecht.

[57] La FCEI partage les grands principes bien établis en matière d'allocation des coûts énumérés par Gaz Métro, notamment en ce qui a trait à la causalité des coûts, au partage des économies d'échelle ainsi qu'à la stabilité d'une méthode d'allocation.

[58] La FCEI estime que le principe de causalité des coûts est important et que les coûts doivent être alloués en fonction des clients existants. Toutefois, cela n'implique pas d'ignorer la réalité historique du développement du réseau du Distributeur. De l'avis de l'intervenante, puisque le réseau est le résultat d'une somme d'investissements successifs, la causalité des coûts est indissociable de la manière dont les décisions d'investissements ont été prises. Pour la FCEI, il est important de ne pas confondre la recherche du lien de causalité et l'exercice d'allocation des coûts.

[59] À cet égard, considérant que l'objectif ultime est de remodeler la structure tarifaire et la segmentation de la clientèle, la FCEI considère qu'il est important de s'assurer que la méthode d'allocation retenue repose sur des bases solides en matière de respect de la causalité des coûts et que ce lien se maintiendra, quels que soient les changements à venir.

[60] Au chapitre de la causalité, l'expert Chernick mentionne :

« [...] *I think everybody agrees that it's important that cost allocation be based on causality, on what causes the cost. And usually that's linked to how the facilities are used now, but sometimes, in the interest of fairness, it's also necessary to look historically at why do we have this cost* »<sup>14</sup>.

[61] L'expert Chernick souligne également le rôle central du coût moyen dans l'appréciation de la causalité et de l'allocation des coûts.

[62] Enfin, il met la Régie en garde contre une pratique abusive, fréquemment utilisée lorsque le lien de causalité n'est pas clair ou difficile à exprimer, qui consiste à allouer de nombreux coûts en fonction uniquement du nombre de branchements ou de clients. Il considère que les méthodes traditionnelles d'allocation des coûts reposant sur le concept du réseau de taille minimale sont une manifestation de cette pratique. L'expert invite la Régie à ne pas permettre que des coûts, dont la causalité peut apparaître difficile à cerner, soient attribués par défaut au concept d'accès au réseau<sup>15</sup>.

[63] SÉ-AQLPA appuie la recommandation de l'ACIG de privilégier, lorsque cela est possible, l'allocation directe des coûts aux clients qui y sont spécifiquement associés, particulièrement en ce qui a trait aux clients à grande consommation.

[64] Il recommande à la Régie de retenir la notion de causalité des coûts, notamment l'interprétation qui consiste à se demander quels sont les coûts qui permettent de fournir un service donné actuellement, ou plus précisément durant l'année témoin projetée. L'intervenant est d'avis qu'une telle interprétation rejoint les notions de coût de service, d'utilisateur-payeur et d'internalisation des coûts, qui figurent au cœur de l'intention du législateur et de son application par le régulateur<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup> Pièce A-0046, p. 132.

<sup>15</sup> Pièce C-ROEE-0053, p. 8.

<sup>16</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0020, p. 33.



[65] Enfin, SÉ-AQLPA soutient que la Régie doit définitivement rejeter l'approche de la causalité historique des coûts comme paradigme d'allocation et ne retenir en lieu et place que les liens de causalité entre les coûts et le service actuellement fourni<sup>17</sup>.

[66] Bien que l'UC soit en accord avec les principes proposés par Gaz Métro, elle constate que cette dernière ne souligne pas directement certains des principes ayant guidé la Régie dans sa décision D-97-47, soit la relation causale la plus directe possible entre les coûts et les clients qui les ont engendrés et un partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle. Elle soutient que ces deux principes essentiels sont toujours d'actualité et qu'ils devraient être pris en considération.

[67] L'intervenante est d'avis que, bien qu'il soit important d'identifier les utilisateurs actuels du réseau, il est aussi important de considérer et d'identifier les causes et les clients qui ont été à la source du développement du réseau et qui ont engendré les coûts qui doivent aujourd'hui être examinés et répartis.

[68] Pour l'UC, la relation causale entre les coûts et les clients qui les ont engendrés implique un examen des particularités du réseau de Gaz Métro et de son développement historique et actuel.

[69] L'intervenante considère important de s'assurer que les méthodologies mises en place assurent un partage juste et équitable des économies et des déséconomies entre les diverses clientèles.

[70] L'UMQ rappelle l'importance des principes de coût complet, de causalité et d'absence de service gratuit comme étant trois axiomes fondamentaux. Elle mentionne que même si d'autres principes prévalent, tels, notamment, la simplicité et la robustesse des méthodes d'allocation, ces trois premiers principes lui apparaissent cardinaux pour un dossier générique qui ne revient devant la Régie qu'une fois ou deux par génération.

### **4.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[71] La Régie considère que pour statuer sur les méthodes d'allocation des coûts à retenir, elle doit s'appuyer impérativement sur des principes directeurs. Elle juge que les

---

<sup>17</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0020, p. 41.

principes proposés par Gaz Métro, qui découlent notamment de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47, sont des principes intemporels et toujours pertinents.

[72] **En conséquence, elle retient les principes suivants :**

- **le respect de la causalité des coûts;**
- **l'absence de service gratuit;**
- **le partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle;**
- **l'identification de méthodes d'allocation des coûts qui sont précises, fiables, stables et, dans la mesure du possible, simples d'application.**

[73] Cependant, la Régie ajoute les considérations suivantes à ces principes.

#### **4.3.1 RESPECT DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS**

[74] La Régie considère, comme l'ensemble des participants au dossier, que l'Étude devrait, autant que possible, reposer sur l'identification des relations de cause à effet. Ainsi, le principe de respect de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts.

[75] Cependant, la Régie constate que bien que ce principe fasse l'unanimité entre les différents participants, son interprétation et son application peuvent varier considérablement d'un participant à l'autre.

##### ***Allocation directe***

[76] La Régie rappelle, comme mentionné par l'UC, que dans sa décision D-97-47, elle avait défini le principe de causalité des coûts comme « *la relation causale la plus directe possible entre les coûts et les clients qui les ont engendrés* »<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Décision D-97-47, p. 15.

[77] La Régie maintient ce principe de relation causale la plus directe possible et, en conséquence, retient l'approche préconisée par l'expert Knecht voulant que l'allocation directe soit privilégiée, lorsque possible.

[78] La Régie considère que l'allocation directe est un idéal que le Distributeur devrait viser chaque fois qu'il est atteignable au prix d'un effort raisonnable. D'ailleurs, elle souligne que de façon générale, lorsque l'allocation directe est applicable, les résultats sont difficilement questionnables et donc, généralement peu contestés.

[79] La Régie reconnaît que l'allocation directe peut produire des résultats différents d'un client à l'autre, mais elle permet néanmoins de tenir compte des coûts réellement encourus pour chacun des clients concernés. Ainsi, le recours à une allocation directe augmente la précision des résultats de l'Étude. La somme des informations individuelles par catégorie de clientèle permet, par la suite, d'établir le coût total de l'ensemble des clients de cette catégorie et, par incidence, un coût moyen plus précis.

[80] Enfin, la Régie retient que l'allocation directe repose en général sur peu ou pas d'hypothèse, ce qui est, à son avis, souhaitable. À cet égard, l'expert Overcast évoquait, en audience, le principe du « rasoir d'Occam » et soulignait :

*« [...] make the least number of assumptions that you have to make to get to the right answer [...] »<sup>19</sup>.*

[81] Pour ces motifs, la Régie juge que le recours à une méthode reposant sur un coût moyen plutôt qu'une allocation directe aurait pour conséquence de se priver d'une information réelle et peu contestable. Elle ne retient pas la recommandation des experts Overcast et Chernick d'utiliser le coût moyen lorsque l'allocation directe est possible.

[82] Enfin, la Régie ne peut adhérer à la vision de l'expert Overcast selon laquelle une allocation directe implique nécessairement une tarification par client. En effet, la somme des coûts constatés pour chacun des clients d'une catégorie tarifaire permet d'établir le coût total de cette catégorie tarifaire. C'est donc à partir de ces données que sont, par la suite, établis les coûts moyens par catégorie de clients qui serviront d'assise à la détermination des tarifs. Ce constat avait d'ailleurs été fait par la Régie dans sa décision D-97-47 relativement au fait qu'une répartition des coûts des conduites principales par

---

<sup>19</sup> Pièce A-0044, p. 180 et 181.

région ne se traduirait pas nécessairement en une tarification par région<sup>20</sup>. Cet avis est également partagé par l'expert Knecht<sup>21</sup>.

**[83] En conséquence, la Régie juge qu'il y a lieu de préciser que l'allocation directe doit être privilégiée en tout temps lorsque l'information est disponible ou facilement accessible au prix d'un effort raisonnable.**

### *Causalité et contexte historique*

[84] En cours d'audience, différentes interprétations de l'application du principe de respect de la causalité des coûts ont été exposées dont, notamment, celle questionnant l'opportunité de tenir compte du contexte historique de mise en place du réseau plutôt que de la réalité contemporaine de son utilisation.

[85] D'abord, la Régie souligne que l'Étude porte sur l'allocation du coût de service d'une année témoin projetée entre les différentes catégories de clientèles présentes sur le réseau durant cette même année. Ainsi, l'Étude doit donc être alimentée par des données relatives à cette année projetée.

[86] De plus, pour comprendre et établir les liens de causalité entre les coûts de l'année témoin projetée et les clients utilisant le réseau cette même année, la Régie juge qu'elle doit nécessairement examiner le contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur. Elle doit, notamment, examiner les éléments suivants :

- la composition de la clientèle;
- les différents profils de consommation;
- les caractéristiques techniques du réseau de distribution;
- les pratiques du Distributeur en matière de conception et de gestion de son réseau et, plus généralement, de gestion de son entreprise.

[87] La Régie est d'avis que c'est l'examen de l'ensemble de ces éléments qui permet d'identifier les meilleures relations de cause à effet entre les clients qui utilisent le réseau et les coûts encourus par le Distributeur.

---

<sup>20</sup> Décision D-97-47, p. 17.

<sup>21</sup> Pièce A-0046, p. 19 et 20.

#### **4.3.2 ABSENCE DE SERVICE GRATUIT**

[88] Le principe de l'absence de service gratuit a été traité en profondeur dans l'ordonnance G-429 et repris dans la décision D-97-47. La Régie considère qu'il est toujours important et pertinent que tous les clients se voient allouer un coût pour les services qu'ils reçoivent et, en conséquence, maintient ce principe.

#### **4.3.3 PARTAGE DES ÉCONOMIES ET DES DÉSECONOMIES D'ÉCHELLE**

[89] La mise en place et l'exploitation d'un réseau de distribution gazier est une entreprise intensive en capital. La nature des coûts est principalement de type fixe. Comme mentionné par l'ensemble des participants, des économies d'échelle importantes sont constatées dans ce type d'entreprise. La Régie considère essentiel que l'ensemble des clients du Distributeur partage les économies d'échelle et, le cas échéant, les déséconomies.

#### **4.3.4 PRÉCISION, FIABILITÉ, STABILITÉ ET SIMPLICITÉ**

[90] La Régie considère que les principes de précision, fiabilité, stabilité et simplicité des méthodes d'allocation sont importants et qu'ils doivent faire partie des principes à retenir. Contrairement à l'ordonnement suggéré par le Distributeur, elle est d'avis que le principe de simplicité des méthodes retenues ne doit pas avoir préséance sur la précision, la fiabilité et la stabilité.

[91] En ce qui a trait à la fiabilité et à la stabilité des méthodes, la Régie partage l'avis de l'expert Overcast<sup>22</sup> selon lequel il n'est pas souhaitable que les résultats de l'Étude fluctuent significativement d'une année à l'autre, en l'absence de variations importantes des coûts ou de la composition de la clientèle. Les mises à jour des données ou des paramètres d'une méthode d'allocation ne doivent pas entraîner de fluctuations importantes qui pourraient avoir des conséquences non souhaitables sur la stabilité des tarifs ou la mesure de l'interfinancement.

---

<sup>22</sup> Pièce A-0044, p. 255 et 256.

#### 4.3.5 ARBITRAGE ENTRE LES DIFFÉRENTS PRINCIPES

[92] La Régie reconnaît que les méthodes d'allocation du coût de service constituant l'Étude peuvent difficilement satisfaire l'ensemble des principes énoncés précédemment et que, parfois, un arbitrage entre eux est requis. Elle juge que le respect de la causalité des coûts doit avoir préséance. Elle note cependant que la disponibilité des données, l'ampleur des montants à allouer ou la difficulté à exprimer la relation causale peut conduire à prioriser un principe plutôt qu'un autre. Elle estime que ces arbitrages doivent se faire au cas par cas et en toute transparence et qu'il lui est impossible de définir *a priori* une règle générale d'application. Il appartient à la Régie d'effectuer ces arbitrages.

### 5. RÉSEAU DE GAZ MÉTRO

[93] Avant d'étudier les différentes propositions en matière d'allocation des coûts des conduites principales, la Régie juge opportun de préciser le contexte dans lequel évolue le Distributeur, afin d'établir les meilleurs liens de causalité possibles entre les coûts de distribution et les catégories de clients auxquelles ils sont alloués.

[94] La Régie présente d'abord un portrait global de l'ensemble du réseau et de la clientèle du Distributeur. Elle examine ensuite les spécificités régionales du réseau. Enfin, elle compare le réseau de distribution de Gaz Métro et le profil de consommation de sa clientèle avec d'autres distributeurs gaziers nord-américains.

#### 5.1 CONTEXTE

[95] Selon les données au dossier tarifaire 2014, Gaz Métro dessert 196 191 clients consommant un volume annuel de  $5\,608\,10^6\text{m}^3$ <sup>23</sup>. Le réseau des conduites principales est constitué de  $10\,375\text{ km}^2$ <sup>24</sup> totalisant une valeur nette historique à la base de tarification de  $898\text{ M}\$$ <sup>25</sup>. Ainsi, le volume moyen consommé annuellement par chaque client est

---

<sup>23</sup> Pièce B-0045, p. 14.

<sup>24</sup> Pièce B-0006, p. 26.

<sup>25</sup> Pièce B-0097, p. 14 et 15.

d'environ 28 600 m<sup>3</sup>. Le niveau moyen de densification du réseau (nombre de clients par km de conduites) est de 21 clients/km.

[96] Le tableau 1 présente la répartition de la clientèle et de la capacité quotidienne demandée entre les différentes catégories tarifaires.

**TABLEAU 1**  
**NOMBRE DE CLIENTS ET CAPACITÉ DEMANDÉE**

Tarif	Palier m <sup>3</sup> /an	Nombre de clients		Capacité (CA)	
				10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> -jour	
D <sub>1</sub>	[0 - 3 650]	136 933	69,80%	1 883	4%
D <sub>1</sub>	[3 650 - 10 950]	28 911	14,74%	1 908	4%
D <sub>1</sub>	[10 950 - 36 500]	18 465	9,41%	3 689	8%
D <sub>1</sub>	> 36 500	11 412	5,82%	14 482	30%
D <sub>3</sub>		242	0,12%	383	1%
D <sub>4</sub>		90	0,05%	20 129	41%
D <sub>5</sub>		138	0,07%	6 535	13%

Source : Pièce B-0040, onglets « FB08 » et « CA ».

[97] La Régie observe que la grande majorité des clients, soit environ 94 % de l'ensemble, enregistrent une consommation annuelle inférieure à 36 500 m<sup>3</sup>.

[98] Le premier sous-palier du tarif D<sub>1</sub> regroupe près de 70 % de l'ensemble des clients, mais ces derniers ne sont responsables que de 4 % de la capacité demandée.

[99] La Régie note également que 0,24 % de l'ensemble des clients, soit ceux des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sont à l'origine de près de 55 % de la capacité demandée. De ce fait, elle constate que Gaz Métro est un distributeur livrant une portion importante de ces volumes à un faible nombre de clients à grand débit.

[100] Lorsqu'elle examine la capacité requise par les différentes catégories tarifaires et qu'elle la juxtapose au nombre de clients, la Régie constate des disparités importantes entre la répartition du nombre de clients et celle de la capacité.

## 5.2 SPÉCIFICITÉS RÉGIONALES

### *Position de Gaz Métro*

[101] En réponse à des demandes de renseignements, Gaz Métro dépose de l'information relative aux coûts et à la composition des conduites principales, qu'elle subdivise en six régions<sup>26</sup> : Montréal, Estrie, Saguenay, Mauricie, Québec et Abitibi.

[102] Elle dépose également les données régionales relatives au nombre de clients et de branchements, au nombre de kilomètres (km) de conduites, à la valeur nette comptable des conduites ainsi qu'à la capacité disponible<sup>27</sup>.

### *Position des intervenants*

[103] La FCEI a, notamment, étudié l'historique de développement du réseau de Gaz Métro ainsi que les caractéristiques des différentes branches régionales sur une période de 12 ans, soit de 2002 à 2014<sup>28</sup>.

[104] En ce qui a trait au taux de densification et l'intensité d'utilisation du réseau (exprimée en m<sup>3</sup>/client), la FCEI met en relief l'évolution, selon des tendances opposées, des trois régions de Montréal, de l'Estrie et de Québec, dites centrales, par rapport aux trois autres régions, dites périphériques, que sont la Mauricie, l'Abitibi et le Saguenay.

[105] Les trois régions centrales densifient leurs portions du réseau par l'ajout de clients à plus petits volumes, alors que les trois régions périphériques densifient moins leurs portions du réseau (Saguenay) ou perdent en densité (Mauricie et Abitibi), tout en ayant une plus grande proportion de leurs volumes associée à des clients à grand débit.

[106] L'examen des coûts effectué par la FCEI démontre que le coût unitaire par km de conduites est plus faible dans les régions centrales que dans les régions périphériques. Elle indique que le coût, par client, des régions de Montréal, de l'Estrie et de Québec a baissé de 14 %, 30 % et 33 % respectivement sur la période étudiée, alors que dans les

---

<sup>26</sup> Gaz Métro inclut les régions Laurentides et Montérégie dans la région de Montréal.

<sup>27</sup> Pièces B-0045, B-0047 et B-0097.

<sup>28</sup> Pièce C-FCEI-0022, p. 7 à 12.



régions périphériques de l'Abitibi, de la Mauricie et du Saguenay, il a augmenté de 33 % et 23 % et baissé de 8 %, respectivement.

[107] L'expert Chernick souligne également la spécificité du réseau de Gaz Métro. Il précise, notamment, que depuis les années 80, le réseau de distribution a davantage fait l'objet d'extension que de densification :

*« Q : Have you identified any characteristics of Gaz Métro's service territory that distinguish it from many other utilities, in a manner relevant to cost allocation? »*

*A : Yes. Gaz Métro (along with the distribution companies it acquired) has greatly extended its service territory since the 1980s, as shown in Gaz Métro's response to my question 37 (Document B-0068). Thus, much of the existing Gaz Métro distribution plant is related to extension of service to new parts of the province, rather than to increasing density of load within an established service territory. The latter would be more typical for many urban and suburban electric utilities as well as gas utilities serving communities that were largely built out and served by the 1980s. Some urban areas had widespread availability of manufactured gas prior to connection to the natural-gas pipeline system. A cost-allocation approach that might have some superficial appeal for allocating the area-spanning costs of some other electric and gas utilities would be inappropriate for Gaz Métro »<sup>29</sup>.  
[nous soulignons]*

### ***Opinion de la Régie***

[108] La Régie a compilé les données présentées par Gaz Métro afin d'apprécier et de mesurer les diversités régionales en matière de composition de la clientèle et d'utilisation du réseau. Le tableau suivant permet d'illustrer sous différents angles le poids relatif de chacune des régions par rapport à l'ensemble du réseau du Distributeur.

---

<sup>29</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 7.

**TABLEAU 2**  
**DONNÉES RÉGIONALES**

Région	Nombre de clients <sup>(1)</sup>		Conduites d'alimentation et de distribution				Capacité selon la CA <sup>(3)</sup> [10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> -jour]	
			Nombre de km <sup>(1)</sup>		Valeur nette comptable <sup>(2)</sup>			
<b>Montréal</b>	166 600	<b>85%</b>	6 119	<b>66%</b>	505 M\$	<b>57%</b>	26 937	<b>64%</b>
<b>Estrie</b>	9 036	<b>5%</b>	1 124	<b>12%</b>	103 M\$	<b>12%</b>	3 082	<b>7%</b>
<b>Québec</b>	10 000	<b>5%</b>	785	<b>8%</b>	143 M\$	<b>16%</b>	3 362	<b>8%</b>
<b>Mauricie</b>	4 761	<b>2%</b>	524	<b>6%</b>	60 M\$	<b>7%</b>	5 212	<b>12%</b>
<b>Abitibi</b>	3 036	<b>2%</b>	344	<b>4%</b>	38 M\$	<b>4%</b>	1 253	<b>3%</b>
<b>Saguenay</b>	2 758	<b>1%</b>	343	<b>4%</b>	40 M\$	<b>4%</b>	2 569	<b>6%</b>
<b>TOTAL</b>	196 191	100%	9 239	100%	889 M\$	100%	42 415	100%

(1) Pièce B-0045, p. 14, données historiques 2013-2014.

(2) Pièce B-0097, p. 14, valeur nette comptable au 30 sept. 2014.

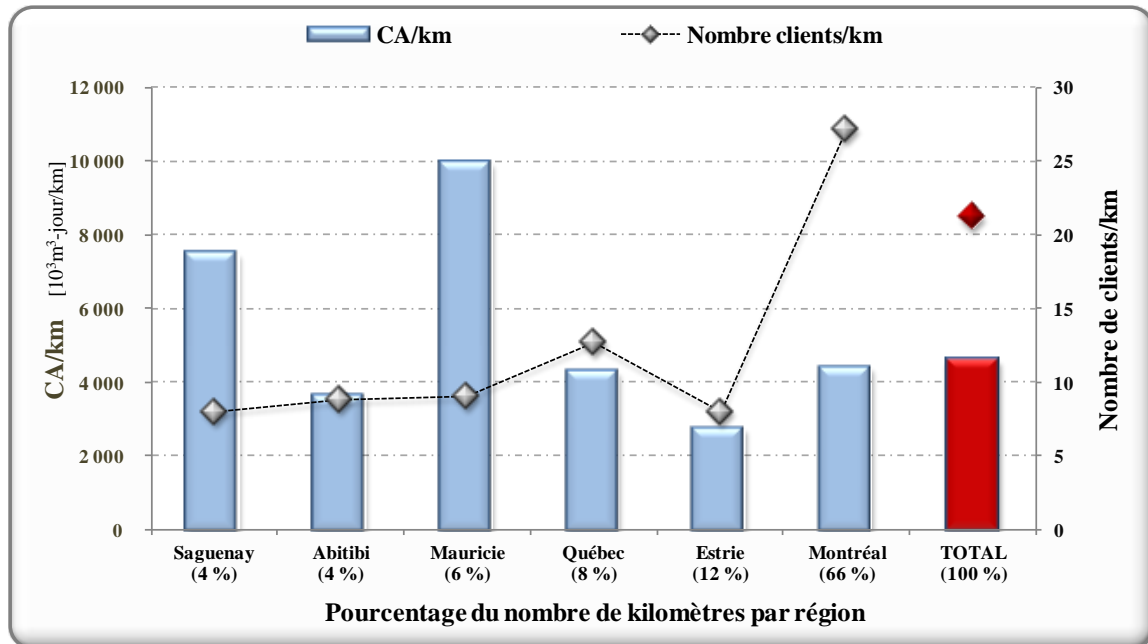
(3) Pièce B-0047, onglet "Intercepte zéro", tableau "5a. Attribution de la capacité selon la CA (DQM)".

[109] La Régie constate que la région de Montréal est dominante, tant en termes de nombre de clients, de kilomètres de conduites, de valeur nette des actifs que de capacité attribuée (CA). Cependant, elle note que le nombre de clients à Montréal, soit 85 % de l'ensemble de la clientèle, est proportionnellement plus élevé que la capacité qui lui est attribuée, soit 64 %, ou que la valeur nette comptable des conduites, qui est de 57 % de l'ensemble du réseau.

[110] Par ailleurs, la Régie constate également que le poids cumulatif des régions, autres que Montréal, est non négligeable, notamment en termes de kilomètres, de valeur nette comptable et de CA, soit respectivement 34 %, 43 % et 36 %.

[111] À partir de ces données, la Régie établit divers ratios afin d'illustrer les disparités régionales et de les comparer aux ratios moyens reflétant l'ensemble du réseau. Ces ratios sont illustrés dans les graphiques suivants.

**GRAPHIQUE 1**  
**POURCENTAGE DU NOMBRE DE KILOMÈTRES PAR RÉGION**  
**VS CA/KM ET NOMBRE DE CLIENTS/KM**

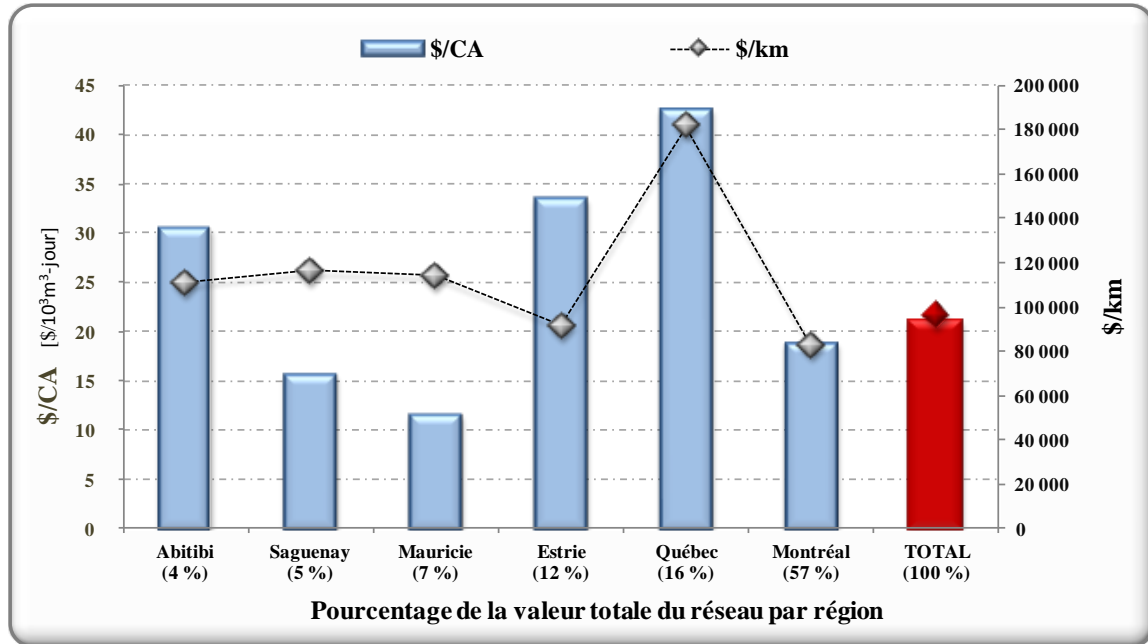


[112] La Régie constate au graphique 1 que la densification de la région montréalaise est supérieure à celle de l'ensemble du réseau, soit 27 clients/km par rapport à 21 clients/km. Le fait que la région de Montréal englobe 85 % de la clientèle totale et que sa densification est la plus élevée exerce une pression à la hausse sur la densification moyenne du réseau. À l'opposé, 34 % du kilométrage du réseau dessert 15 % de la clientèle répartie dans les cinq autres régions qui ont, en moyenne, une densification de 9 clients/km<sup>30</sup>.

[113] En ce qui a trait à la capacité attribuée par kilomètre (CA/km), les régions de Montréal, Québec et Abitibi sont représentatives de la moyenne de l'ensemble du réseau. La Régie constate que les régions du Saguenay et de la Mauricie ont une CA/km bien supérieure à celle de l'ensemble du réseau, soit un multiple de 1,6 au Saguenay et de 2,2 en Mauricie.

<sup>30</sup> Densification de 9 clients/km établie à partir des données du tableau 2, en excluant du total les données de la région de Montréal.

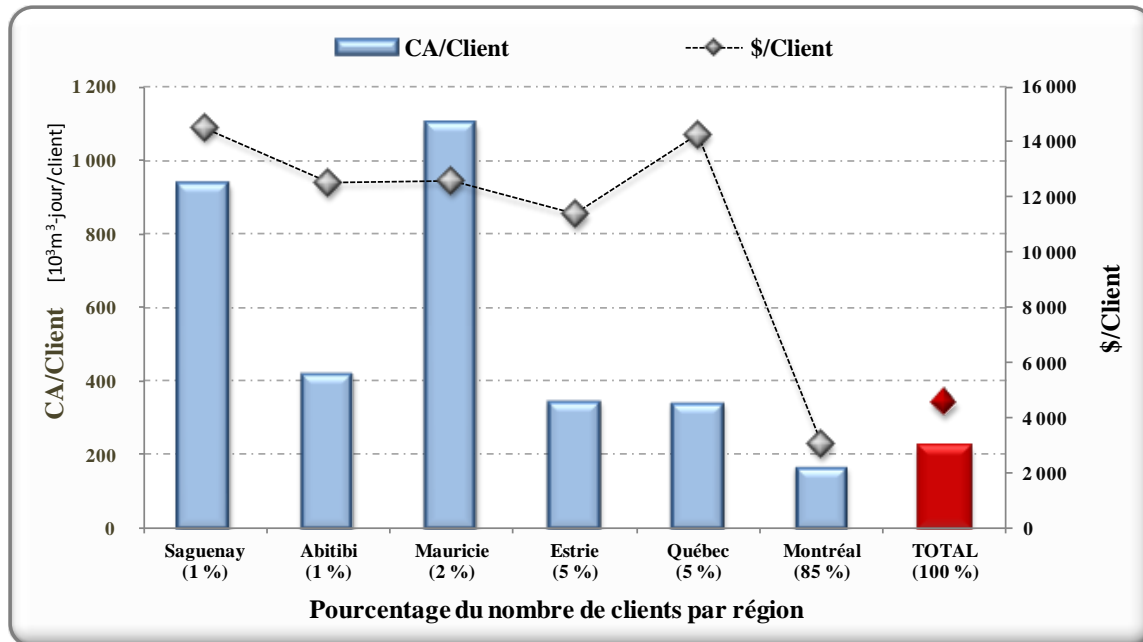
**GRAPHIQUE 2**  
**POURCENTAGE DE LA VALEUR TOTALE DU RÉSEAU**  
**PAR RÉGION VS \$/CA ET \$/KM**



[114] En termes de dollars, la Régie constate au graphique 2 que 57 % de la valeur nette comptable du réseau se trouve à Montréal. Les cinq autres régions se répartissent 43 % de cette valeur. La région de Québec, à elle seule, compte pour 16 % de la valeur nette comptable des conduites. Tel qu'illustré, les conduites de distribution et d'alimentation de la région de Québec sont les plus chères de tout le réseau, que ce soit par kilomètre ou par CA.

[115] Par ailleurs, la Régie note que le coût unitaire de la capacité varie considérablement d'une région à l'autre. Il passe d'environ 12 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>-jour en Mauricie à 42 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>-jour pour la région de Québec. Dans la région de Montréal, ce coût unitaire s'établit à environ 19 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>-jour.

**GRAPHIQUE 3**  
**POURCENTAGE DU NOMBRE DE CLIENTS PAR RÉGION**  
**VS CA/CLIENT ET \$/CLIENT**



[116] Dans le graphique 3, la Régie remarque que le coût par client<sup>31</sup> (\$/client) et la capacité attribuée par client (CA/client) varient grandement d'une région à l'autre. Les données pour la région de Montréal révèlent qu'on y trouve le coût par client ainsi que la capacité attribuée par client les plus faibles du réseau, soit approximativement 3 000 \$/client et  $160 \cdot 10^3 \text{m}^3\text{-jour/client}$  respectivement.

[117] Les cinq autres régions ont un coût moyen par client significativement supérieur, soit environ 13 000 \$/client. Toutefois, les disparités sont plus marquées en ce qui a trait à la capacité attribuée par client. Les régions du Saguenay et de la Mauricie se distinguent avec des résultats de l'ordre de 900 et  $1100 \cdot 10^3 \text{m}^3\text{-jour/client}$  respectivement, soit plus de quatre fois la moyenne de l'ensemble du réseau.

[118] Enfin, la Régie examine la capacité demandée par catégorie tarifaire pour chacune des régions. Le tableau suivant présente ces pourcentages.

<sup>31</sup> Le coût par client (\$/client) équivaut à la valeur nette comptable des conduites de distribution et d'alimentation au 30 septembre 2014 divisée par le nombre de clients.

**TABLEAU 3**  
**CA RÉGIONALES PAR CATÉGORIES TARIFAIRES**

Région	D <sub>1</sub> 0 - 3 650	D <sub>1</sub> 3 650 - 10 950	D <sub>1</sub> 10 950 - 36 500	D <sub>1</sub> > 36 500	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub>
Montréal	7%	6%	11%	41%	1%	22%	12%
Estrie	2%	5%	11%	36%	5%	17%	24%
Québec	2%	4%	10%	35%	2%	7%	40%
Mauricie	1%	1%	2%	9%	1%	75%	10%
Abitibi	3%	2%	3%	20%	0%	54%	17%
Saguenay	1%	2%	3%	11%	0%	78%	4%

Source : Pièce B-0047, onglet "Intercepte zéro", tableau "5a. Attribution de la capacité selon la CA (DQM)".

[119] La Régie constate que la capacité attribuée aux différentes catégories tarifaires varie considérablement d'une région à l'autre. Ainsi, dans la région de Montréal, ce sont les clients du tarif D<sub>1</sub>, consommant plus de 36 500 m<sup>3</sup>/année, qui génèrent la plus grande proportion de la capacité, soit 41 %. Dans la région de Québec, ce sont les clients du tarif D<sub>5</sub> qui accaparent 40 % de la capacité. En Mauricie et au Saguenay, les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sont responsables de plus de 80 % des besoins de capacité.

[120] La Régie en conclut que le réseau de Gaz Métro est en fait un amalgame de réseaux régionaux qui ont leurs caractéristiques propres qui les distinguent dans leur composition, tant en termes de coûts, de nombre de clients, de densité par km de conduites que de capacité requise par catégorie tarifaire.

### 5.3 COMPARAISON AVEC D'AUTRES DISTRIBUTEURS

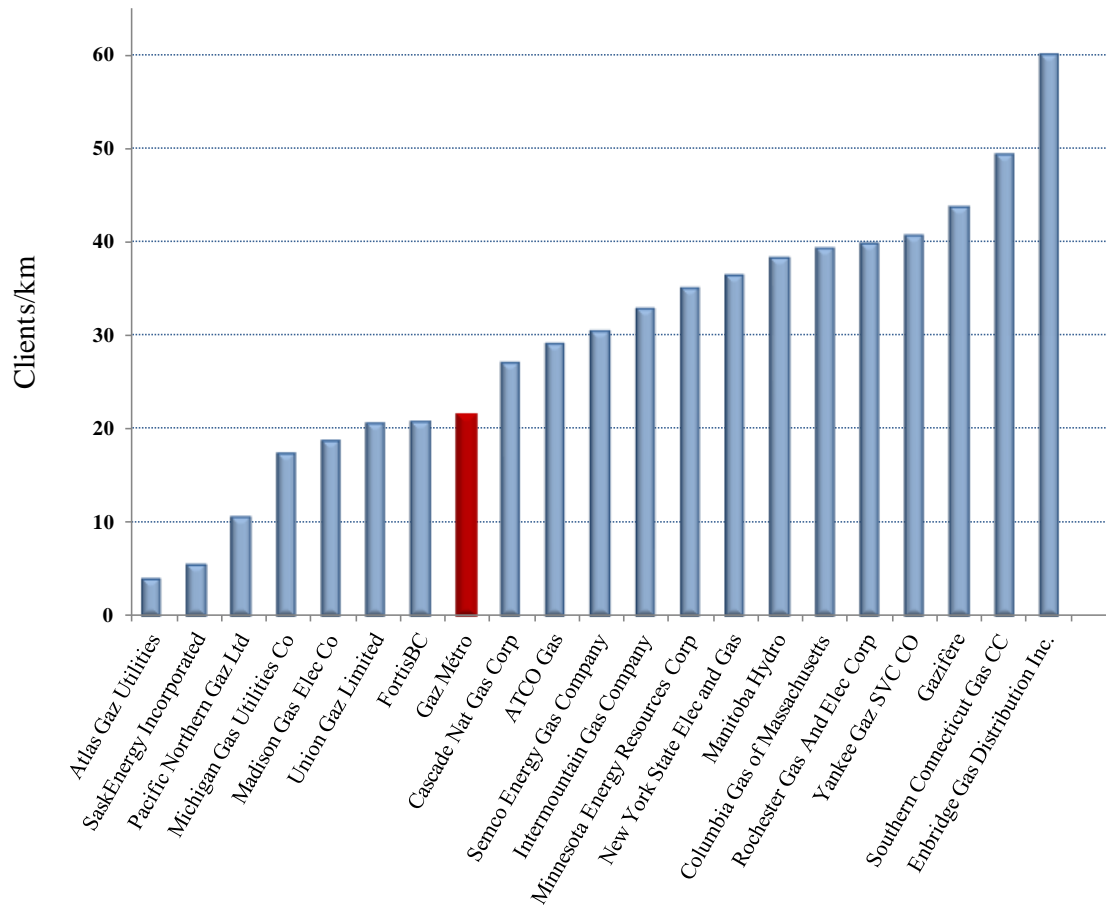
#### *Position de Gaz Métro*

[121] L'expert Overcast compare certaines caractéristiques du réseau de Gaz Métro avec celles d'autres distributeurs nord-américains<sup>32</sup>. Le Distributeur précise que ces données proviennent de différentes sources, ce qui n'assure pas leur comparabilité.

<sup>32</sup> Pièce B-0046, onglet annexe 1, p. 1, question 6.4.

[122] Gaz Métro observe qu'elle est au 15<sup>e</sup> rang sur 22 pour le nombre de clients par kilomètre de conduites. Le distributeur « Heritage Gas » n'apparaît pas au graphique 4, car les données relatives au nombre de clients/km ne sont pas disponibles.

**GRAPHIQUE 4**  
**NOMBRE DE CLIENTS PAR KM DE CONDUITES**

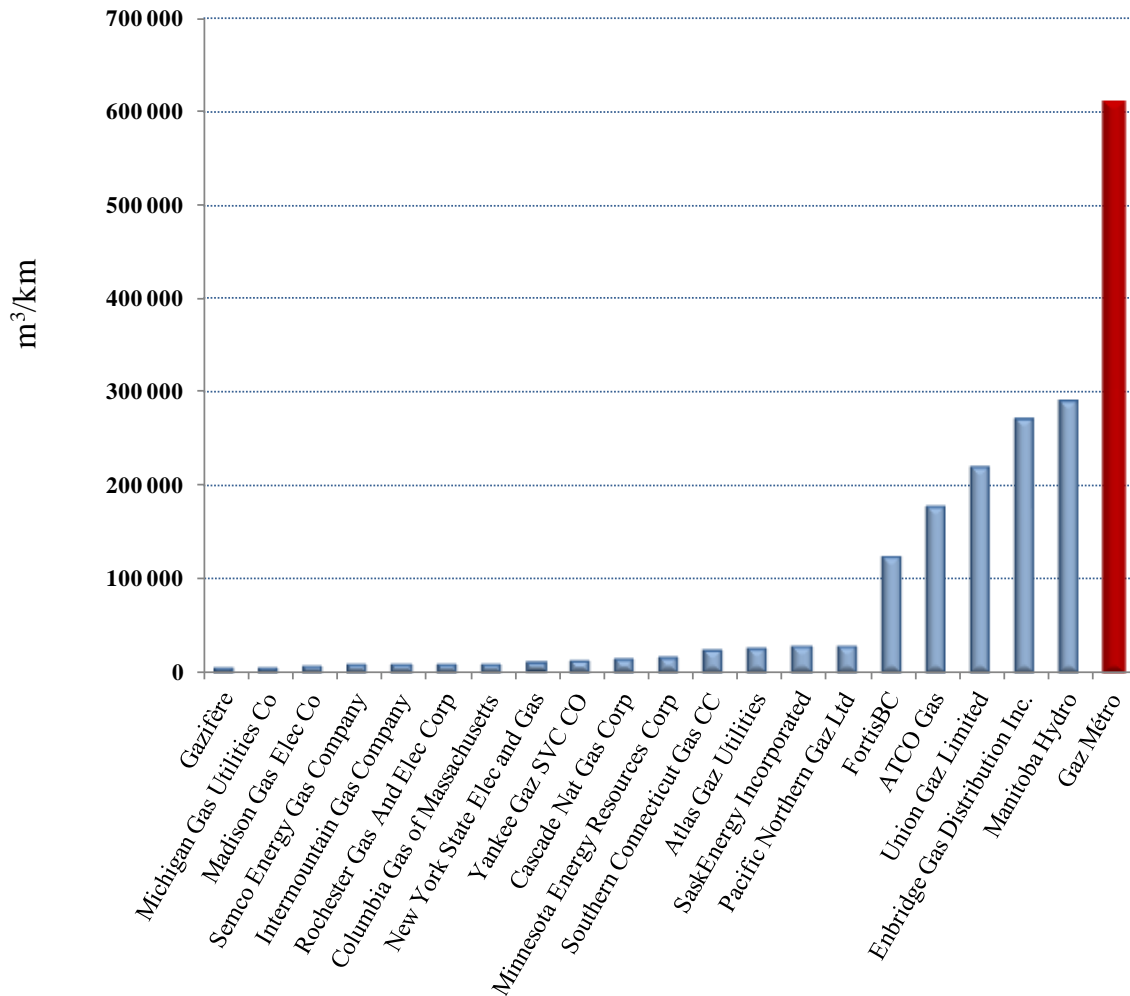


Source : Pièce B-0046, annexe 1, onglet « Annexe 1 P1 Question 6.4 ».

[123] Quant au volume consommé par kilomètre de conduites, Gaz Métro se classe au 1<sup>er</sup> rang, tel qu'illustré au graphique 5. Selon le Distributeur, son réseau se caractérise par une faible proportion de clientèle résidentielle par rapport à la clientèle industrielle, en comparaison avec les autres distributeurs de l'échantillon<sup>33</sup>.

<sup>33</sup> Pièce B-0045, p. 18.

**GRAPHIQUE 5**  
**VOLUMES LIVRÉS PAR KM DE CONDUITES**



Source : Pièce B-0046, annexe 1, onglet « Annexe 1 P1 Question 6.4 ».

[124] Le Distributeur observe aussi que, non seulement la densité de son réseau se situe parmi les plus faibles de l'échantillon, mais qu'elle diminue de plus de la moitié, à 8 clients/km, lorsqu'on exclut les données de la région de Montréal<sup>34</sup>. Cela illustre le fait que dans le reste du Québec, le réseau est encore moins dense.

<sup>34</sup> Gaz Métro mentionne à la page 18 de la pièce B-0045 une densité de 8 clients/km lorsqu'on exclut les données de la région de Montréal, alors que cette densité s'établit à 9 clients/km en utilisant les données du tableau de la page 14 de la même pièce.



[125] Le Distributeur soutient qu'il est pertinent de comprendre que la densité d'un réseau n'est pas seulement définie par le rapport entre le nombre de clients et le nombre de kilomètres de conduites ou par le volume consommé par kilomètre de conduites. Il constate en effet que l'importance relative de la clientèle industrielle gonfle ce dernier ratio, sans toutefois décrire la densité du réseau. En posant l'hypothèse que tous les distributeurs entreprennent la construction de conduites en suivant les mêmes critères de rentabilité et d'équité, un réseau dense se caractérisera, par exemple, par un grand nombre de kilomètres de conduites par km<sup>2</sup> de région desservie. Gaz Métro soutient qu'en l'absence de données géographiques régionales comparables et, compte tenu de la disparité des marchés de chaque distributeur, l'analyse comparative de la densité de réseau est limitée<sup>35</sup>.

### *Position des intervenants*

[126] Le ROEÉ et l'UC sont d'avis que le réseau de Gaz Métro fait face à des réalités différentes de celles d'autres distributeurs d'Amérique du Nord.

[127] Plus spécifiquement, le ROEÉ souligne que l'expert Overcast réfère régulièrement à la conception et au développement du réseau de AGL Resources et de ses filiales Atlanta Gas Light et Chattanooga Gas comme exemple de développement de réseau. L'intervenant note cependant que l'expert n'a pas démontré que la nature particulière de ces réseaux américains les rend pertinents pour l'établissement de la causalité des coûts des conduites principales de Gaz Métro.

[128] L'UC rappelle que la clientèle résidentielle de Gaz Métro est bien différente de celle des autres distributeurs gaziers. Elle précise qu'il est de connaissance générale que la principale source d'énergie utilisée pour le chauffage des locaux au Québec est l'électricité, et non le gaz naturel comme c'est le cas ailleurs. Ainsi, lorsqu'un développement résidentiel se manifeste dans le territoire de desserte de Gaz Métro, il ne se traduit pas nécessairement par une demande d'extension du réseau gazier, comme le soutient l'expert Overcast<sup>36</sup>. En conséquence, l'intervenante soutient qu'il est erroné d'affirmer qu'éventuellement, cette nouvelle clientèle résidentielle sera raccordée au réseau.

---

<sup>35</sup> Pièce B-0045, p. 18.

<sup>36</sup> Pièce A-0038, p. 33, « *And then, you'll go back. And when the subdivision is actually put in on those vacant lots, what you do is you then pipe the subdivision, add roughly whatever the footage is required to cover each house that goes gas in the subdivision, and you build enough capacity into the line, going down the street, taking into account that you already know they're zoned residential, so you're eventually going to get those* ».

[129] L'UC conclut que le volume élevé consommé par kilomètre de conduites qui distingue Gaz Métro des autres distributeurs n'est que peu attribuable à la clientèle résidentielle et n'a pas, ou très peu, de relation avec le nombre de clients, tel que constaté par l'expert Chernick.

[130] L'intervenante est d'avis que, contrairement à d'autres distributeurs nord-américains, le développement du réseau de Gaz Métro vise principalement son extension en région pour alimenter des clients consommant de forts volumes de gaz naturel, plutôt qu'une densification pour desservir un plus grand nombre de clients résidentiels.

### *Opinion de la Régie*

[131] La Régie juge important de bien positionner Gaz Métro par rapport aux autres distributeurs nord-américains, afin d'apprécier les méthodes d'allocation des coûts appliquées chez les autres distributeurs et leur capacité à être transposées à la réalité de Gaz Métro.

[132] La Régie considère que Gaz Métro se distingue considérablement des distributeurs gaziers comparables nord-américains présentés par l'expert Overcast. À cet égard, elle partage les conclusions énoncées par le ROÉÉ et l'UC à l'effet que le réseau de Gaz Métro, contrairement à ceux de plusieurs autres distributeurs gaziers en Amérique du Nord, n'a pas été développé pour desservir majoritairement des clients à petit débit.

[133] La Régie prend en considération la faible pénétration du gaz naturel comme source d'énergie pour le chauffage de l'eau et des locaux chez la clientèle résidentielle. À cet égard, elle s'appuie sur le constat du faible nombre de clients raccordés au réseau, compte tenu de l'ampleur du territoire couvert. Elle note également que, malgré une faible densité de clients par kilomètre de conduites, Gaz Métro se distingue nettement des autres distributeurs en ce qui a trait aux volumes livrés par kilomètre de conduites.

[134] À cet égard, Gaz Métro se situe au premier rang, avec plus de  $600 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{km}$  de conduites, soit plus du double du volume livré par Manitoba Hydro, qui vient au second rang, et près de sept fois la moyenne des volumes consommés par kilomètre de conduites des autres distributeurs, qui s'établit à environ  $88 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{km}$  de conduites.

[135] Enfin, la Régie considère que l'ensemble des éléments contextuels traités dans la présente section doivent être pris en compte dans l'appréciation des méthodes d'allocation des coûts des conduites principales qui sont proposées, de même que dans l'établissement des liens de causalité des coûts qui guident le choix des facteurs de répartition à retenir.

## 6. CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU

[136] La Régie juge essentiel, dans un exercice d'allocation des coûts, de prendre en compte les critères techniques utilisés par Gaz Métro pour concevoir le réseau des conduites principales. En effet, la conception du réseau détermine ultimement les coûts des conduites principales qui seront ajoutés à la base de tarification du Distributeur.

[137] L'examen des critères de conception apporte un éclairage essentiel à la compréhension des liens de causalité entre le type et le coût des conduites principales mises en terre et le profil de consommation et la nature des clients qui doivent en assumer le coût. C'est dans cette optique que la Régie a demandé d'entendre, en audience, un panel de témoins du Distributeur habilités à traiter spécifiquement des critères de conception du réseau des conduites principales de Gaz Métro.

### *Position de Gaz Métro*

[138] Les conduites principales sont réparties en trois groupes, en fonction de la plage de pression qu'elles sont en mesure de supporter :

- transmission (4 400 kPa et plus);
- alimentation (1 000 kPa à 2 900 kPa);
- distribution (0 kPa à 700 kPa).

[139] Le réseau de Gaz Métro est constitué de huit réseaux régionaux : Montréal, Laurentides, Montérégie, Estrie, Mauricie, Saguenay, Québec et Abitibi. Sept de ces réseaux comportent des conduites de transmission<sup>37</sup>. Gaz Métro confirme que les réseaux

---

<sup>37</sup> Pièce A-0036, p. 133 et 134.

régionaux sont indépendants les uns des autres<sup>38</sup>. Ainsi, une capacité excédentaire sur un réseau régional ne peut être utilisée pour alimenter le réseau d'une autre région<sup>39</sup>.

[140] Il existe 23 critères de conception pour le réseau de Gaz Métro<sup>40</sup>. Les critères de conception du réseau de transmission sont partiellement différents de ceux des réseaux d'alimentation et de distribution. À titre d'exemple, lors de la conception des conduites de transmission, le débit horaire des clients interruptibles au tarif D<sub>5</sub> n'est pas pris en compte<sup>41</sup>.

[141] Les 23 critères de conception sont regroupés en quatre grandes catégories : les besoins des clients, la validation de la capacité du réseau, le design du réseau et l'analyse des coûts.

[142] Lorsqu'il fait face à une demande d'extension ou d'ajout de capacité, le Distributeur confirme qu'outre la capacité du réseau existant, il considère les principaux critères de conception suivants : le débit horaire et le niveau de pression requis par le client ainsi que la localisation du client sur le réseau par rapport au point source<sup>42</sup>.

[143] En réponse à une question du ROÉÉ, Gaz Métro précise que le nombre de clients peut avoir un impact dans les critères de conception, dans la mesure où ce nombre influence le débit potentiel futur d'une conduite<sup>43</sup>.

[144] Le critère de localisation du client, soit le critère 21 « *Emplacement du réseau* »<sup>44</sup>, permet, quant à lui, de refléter la perte de pression à travers les conduites du réseau. Ainsi, plus la distance sur une conduite est grande entre le point source et le client à alimenter, plus la perte de pression sera grande. Cette perte de pression pourrait alors influencer le diamètre de la conduite qui serait requise par un client par rapport à un autre client qui aurait exactement les mêmes besoins, mais qui serait situé plus près du point source<sup>45</sup>.

---

<sup>38</sup> Pièce A-0036, p. 149.

<sup>39</sup> Pièce A-0036, p. 150.

<sup>40</sup> Pièce B-0100, p. 4.

<sup>41</sup> Pièce A-0036, p. 140.

<sup>42</sup> Pièce A-0036, p. 152 à 154.

<sup>43</sup> Pièce A-0036, p. 116.

<sup>44</sup> Pièce B-0100, p. 4.

<sup>45</sup> Pièce A-0036, p. 134 et 135.

[145] Ainsi, en réponse à une question de la Régie, le Distributeur confirme qu'une extension de réseau qui serait destinée à desservir 100 clients ayant un débit horaire de 5 m<sup>3</sup>/h serait constituée du même type de conduite qu'une extension de réseau destinée à desservir un seul client dont le débit horaire serait de 500 m<sup>3</sup>/h, si les 100 clients sont situés au même endroit sur le réseau que le client unique<sup>46</sup>.

[146] Quant à la composition de la clientèle sur le réseau, le Distributeur précise que ce sont généralement les clients à grand débit qui s'installent au bout des réseaux et qui permettent de justifier les extensions, puisque le raccordement de tels clients satisfait en général aux critères de rentabilité requis<sup>47</sup>. Il mentionne également que si de nouveaux clients à petit débit sont près du point source, il n'est pas nécessairement requis d'avoir l'apport d'un client à grand débit pour justifier une extension<sup>48</sup>.

[147] Malgré ce qui précède, Gaz Métro fait valoir en argumentation que le nombre de clients est un important inducteur de coûts lors de la conception du réseau. À son avis, la méthode d'allocation que retiendra la Régie ne peut en faire abstraction sans compromettre grandement la causalité des coûts.

[148] Enfin, Gaz Métro mentionne que la prise en compte des composantes capacité et accès, et tout particulièrement cette dernière, est tout à fait justifiée lorsqu'on considère les critères de conception de son réseau, soit le débit, la pression et le nombre de clients (autrement exprimé par la notion de distance)<sup>49</sup>.

### *Position des intervenants*

[149] La FCEI considère que Gaz Métro a priorisé historiquement le raccordement de clients à grand débit qui justifiait les besoins de financement des conduites principales. Dans une logique d'investissements, les conduites de transmission et d'alimentation ont été installées, dans un premier temps, pour satisfaire les besoins de clients à grand débit. Dans un deuxième temps, la densification du réseau au moyen de conduites additionnelles de plus petit calibre, telles les conduites de deux pouces destinées à raccorder des clients à plus faible débit, s'est faite de manière graduelle pour une partie seulement des différentes régions du réseau de Gaz Métro.

---

<sup>46</sup> Pièce A-0036, p. 137.

<sup>47</sup> Pièce A-0036, p. 136.

<sup>48</sup> Pièce A-0036, p. 138.

<sup>49</sup> Pièce B-0123, p. 14 et suivantes.

[150] L'expert Chernick est d'avis que c'est le besoin de capacité et non le nombre de clients qui constitue la véritable cause de l'extension des conduites principales de Gaz Métro<sup>50</sup>. En effet, il mentionne que les extensions de réseau sont principalement conçues pour satisfaire des clients industriels dont la demande est élevée et, par la suite, le Distributeur densifie son réseau pour augmenter ses ventes et, par conséquent, la rentabilité de l'extension<sup>51</sup>.

[151] À la lumière de la preuve au dossier, le ROÉÉ demande à la Régie de constater que c'est la demande des grands clients industriels qui dicte l'établissement du débit horaire, la pression requise et la distance à parcourir et non le nombre de clients ou de branchements. De l'avis de l'intervenant, la preuve est concluante que c'est ainsi que s'exprime la véritable causalité des coûts du développement du réseau de Gaz Métro.

[152] L'UC est d'avis que le réseau de Gaz Métro est d'abord et avant tout planifié pour desservir la clientèle industrielle et à grand débit. Elle demande donc à la Régie d'adopter une méthode pour l'allocation des coûts des conduites de distribution et d'alimentation qui prend en considération le fait que, pour Gaz Métro, le nombre de clients n'a que très peu d'impact sur le coût des conduites principales, puisque c'est le volume à livrer et la demande globale qui déterminent la longueur, la capacité et donc le coût des conduites.

### ***Opinion de la Régie***

[153] La Régie constate que les 23 critères de conception permettent de s'assurer que le réseau, tant dans sa configuration actuelle que pour les prolongements à venir, puisse répondre à la demande de débit horaire et de niveau de pression des clients. Elle retient également que l'emplacement du client sur le réseau est un facteur déterminant, car plus il est éloigné de la source d'approvisionnement, plus les pertes de pression sont grandes.

[154] En audience, la Régie a tenté de résumer l'essentiel de ces critères par les « *trois must* » des critères de conception, soit le débit horaire, la pression et la distance par rapport au point source<sup>52</sup>. Elle constate que ces éléments correspondent à plusieurs critères utilisés par Gaz Métro dans la conception de son réseau<sup>53</sup>.

---

<sup>50</sup> Pièce C-ROÉÉ-0053, p. 10.

<sup>51</sup> Pièce C-ROÉÉ-0053, p. 13.

<sup>52</sup> Pièce A-0036, p. 152 à 154.

<sup>53</sup> Pièce B-0100, p. 4.

[155] Par ailleurs, et contrairement à l'interprétation des « *trois must* » reprise par le Distributeur dans son argumentation, la Régie juge important de préciser et de clarifier qu'elle n'établit pas de relation causale entre le critère « *Emplacement du réseau* » et le nombre de clients.

[156] La Régie note que l'ajout de clients implique un besoin additionnel et donc un débit horaire requis plus grand. En conséquence, elle estime qu'à débit horaire, niveau de pression et emplacement identiques sur le réseau, le nombre de clients n'a pas d'impact sur les caractéristiques du réseau à construire pour alimenter une nouvelle demande, qu'elle soit le fait d'un seul ou de plusieurs clients.

[157] Toutefois, la Régie retient que l'emplacement par rapport au point source du ou des nouveaux clients à alimenter a un impact sur le niveau de pertes qui sera constaté et influencera donc le type de conduite ou la pression qui sera requis pour satisfaire la nouvelle demande et, conséquemment, le coût du prolongement.

[158] Ainsi, pour un débit horaire et un niveau de pression équivalent, répondre à la demande d'un client à grand débit situé au bout d'une nouvelle conduite pourrait exiger la mise en terre d'une conduite de diamètre supérieur, plus coûteuse que celle nécessaire pour alimenter 100 clients à petit débit répartis uniformément tout au long d'une conduite de même longueur.

[159] Enfin, la Régie note des propos de Gaz Métro que ce sont généralement les clients à grand débit et à forts volumes qui s'installent au bout des réseaux et qui permettent de justifier économiquement les extensions requises pour les alimenter et que, par la suite, les ajouts de réseaux ainsi constitués peuvent être densifiés<sup>54</sup>.

---

<sup>54</sup> Pièce A-0036, p. 136.

## 7. SOUS-FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES CONDUITES PRINCIPALES

### *Position de Gaz Métro*

[160] Les conduites principales comportent trois grandes catégories. Elles sont classées selon leur fonction et le niveau de pression auquel le gaz naturel y circule :

- Les conduites de distribution acheminent le gaz naturel des postes de détente jusqu'aux branchements des clients. La pression dans les conduites de distribution est comprise entre 0 et 700 kPa. Près de 74 % des km de conduites du réseau de Gaz Métro sont des conduites de distribution.
- Les conduites d'alimentation servent à la fois à la livraison du gaz naturel à certains clients consommant un grand débit et au transit du gaz naturel des postes de livraison aux postes de détente. Les conduites d'alimentation sont opérées à une pression comprise entre 1 000 et 2 900 kPa. Environ 18,4 % des km de conduites du réseau de Gaz Métro se classent dans cette catégorie.
- Les conduites de transmission sont généralement d'un diamètre plus grand que celles des deux autres catégories et acheminent le gaz à une pression comprise entre 4 400 et 9 928 kPa, généralement du point de connexion au réseau de transport de TCPL/TQM<sup>55</sup> jusqu'aux postes de livraison. Seulement 7,6 % des km de conduites du réseau de Gaz Métro font partie de cette catégorie<sup>56</sup>.

[161] Deux fonctions sont généralement attribuées aux conduites principales :

- permettre l'accès au réseau (composante accès);
- livrer le gaz naturel (composante capacité).

---

<sup>55</sup> TransCanada Pipelines Limited et TransQuébec & Maritimes inc.

<sup>56</sup> Pièce B-0006, p. 26.



[162] Les conduites principales cumulent 10 375 km de longueur et représentent un poste comptable important de la base de tarification du Distributeur<sup>57</sup>. Sur la base des résultats de l'Étude présentés au dossier, ce poste cumule à lui seul près de 898 M\$, soit environ 58 % du montant des immobilisations prévues au dossier tarifaire 2014<sup>58</sup>.

[163] Les conduites de transmission sont présumées ne pas comporter de fonction d'accès au réseau puisque les clients n'y sont pas raccordés directement, sauf dans des cas particuliers. Dans le réseau de Gaz Métro, seuls trois clients font exception à cette règle. En conséquence, la livraison du gaz naturel est considérée être l'unique fonction des conduites de transmission. Le coût de ces conduites est donc alloué entre les différentes catégories de clients, uniquement en fonction de la capacité.

[164] Les conduites de distribution, pour leur part, sont présumées avoir la double fonction de permettre l'accès au réseau et de livrer le gaz naturel.

[165] Quant aux conduites d'alimentation, historiquement, elles ont toujours été considérées et traitées de la même façon que les conduites de transmission, car peu de clients y étaient directement raccordés. Cependant, Gaz Métro précise qu'une récente analyse a révélé que 782 clients y sont maintenant directement raccordés. De ce total, la très grande majorité, soit près de 90 % des cas, est raccordée directement sur une conduite d'alimentation pour des raisons de positionnement géographique par rapport au réseau<sup>59</sup>. Autrement dit, ce n'est pas le débit horaire ou le niveau de pression requis par le profil de consommation du client qui a justifié son raccordement à une conduite d'alimentation, mais simplement le fait qu'il était plus économique de le brancher ainsi au réseau.

[166] Compte tenu de cette réalité, Gaz Métro considère que les conduites d'alimentation ont la double fonction de permettre l'accès au réseau et de livrer le gaz naturel, tout comme les conduites de distribution. En conséquence, elle considère que la détermination du facteur d'allocation des conduites doit refléter cette réalité. À son avis, il n'y a plus lieu de distinguer les conduites d'alimentation des conduites de distribution.

---

<sup>57</sup> Pièce B-0006, p. 26.

<sup>58</sup> Pièce B-0097, p. 14 et 15 : les conduites d'alimentation et de distribution totalisent 888,6 M\$ et les conduites de transmission 9,7 M\$. Voir aussi la pièce B-0040, onglet Allocation : les dépenses d'immobilisations totalisent 1 550 M\$.

<sup>59</sup> Pièce B-0068, p. 22.

[167] Gaz Métro précise que lors de la conception du réseau, elle ne fait pas de distinction entre les conduites de distribution et d'alimentation. Toutes les conduites dont la classe de pression est inférieure à 2 900 kPa sont considérées comme des conduites de distribution, alors que les conduites dont la classe de pression est supérieure à 4 400 kPa sont considérées comme des conduites de transmission.

[168] En conséquence, Gaz Métro propose de modifier le classement des conduites d'alimentation aux fins de l'allocation des coûts. Elle suggère que celles-ci soient considérées comme des conduites de distribution de haute pression et donc réputées avoir une composante accès et une composante capacité.

### *Position des intervenants*

[169] L'expert Knecht mentionne que dans la mesure où l'entreprise n'a pas les données pour faire une allocation des coûts plus désagrégée ou directe des conduites principales par client et par classe de pression, il est d'avis que la demande de Gaz Métro est cohérente avec la théorie générale de répartition des coûts des conduites principales.

[170] Selon la FCEI, le traitement similaire proposé pour les conduites d'alimentation et de distribution reflète mal la causalité des coûts.

[171] L'intervenante est d'avis que les clients du Distributeur qui sont raccordés à des conduites d'alimentation le sont uniquement pour des considérations géographiques. Malgré ce constat, elle juge que même si tous ces clients étaient raccordés pour des raisons de profil de consommation, leur nombre demeurerait insuffisant pour justifier de considérer les conduites d'alimentation comme faisant partie des conduites de distribution.

[172] La FCEI recommande, par conséquent, de rejeter la proposition de Gaz Métro et de maintenir l'allocation des conduites d'alimentation sur la seule base de la capacité.

[173] Quant à l'expert Chernick, il abonde dans le même sens que la FCEI. Il considère qu'il n'y a pas lieu de modifier la classification des conduites d'alimentation :

« *Q: Is this classification of supply lines appropriate?*

*A: No. Supply mains, even more than the distribution mains, are justified by the demand of large customers, rather than the number of customers.*

[...]

*Q: What would be a reasonable classification of the supply mains?*

*A: Gaz Métro could simply treat the supply mains as demand-related, as it has previously. [...] »<sup>60</sup>.*

### ***Opinion de la Régie***

[174] La Régie constate que les seuils de pression utilisés pour établir la sous-fonctionnalisation des conduites principales ont été modifiés par rapport à ce qui avait été présenté dans le dossier R-3323-95. Cependant, elle note que la proposition de Gaz Métro est conforme aux pratiques de son service d'ingénierie.

[175] **La Régie accepte donc la sous-fonctionnalisation suivante des conduites principales proposée par Gaz Métro :**

- **transmission (4 400 kPa et plus);**
- **alimentation (1 000 kPa à 2 900 kPa);**
- **distribution (0 kPa à 700 kPa).**

[176] **La Régie accepte également de classer les conduites de transmission selon la seule composante capacité**, dans la mesure où ces conduites servent essentiellement à approvisionner les conduites d'alimentation. De plus, elle note qu'aucun intervenant ne s'oppose à cette demande.

---

<sup>60</sup> Pièce C-ROEE-0039, p. 27 et 28.

[177] Quant à la classification des conduites d'alimentation, la Régie partage l'avis de la FCEI et de l'expert Chernick.

[178] En effet, dans la mesure où les conduites d'alimentation sont des conduites à haute pression dont la fonction première est d'alimenter les conduites de distribution, et en considérant que 90 % des 782 clients qui y sont raccordés directement le sont pour des raisons de proximité géographique, **la Régie rejette la proposition de Gaz Métro de classer ces conduites selon une composante accès et une composante capacité.** Elle juge que le profil de consommation ainsi que le nombre de clients raccordés directement aux conduites d'alimentation ne peuvent justifier une telle classification. **En conséquence, la Régie maintient la classification des coûts des conduites d'alimentation selon la seule composante capacité.**

[179] En ce qui a trait à la classification des conduites de distribution, la Régie traite de cet enjeu dans la section suivante.

## 8. CLASSIFICATION DES CONDUITES DE DISTRIBUTION

[180] Les conduites de distribution cumulent 7 677 km de longueur, soit 74 % de la longueur des conduites principales<sup>61</sup>.

[181] Dans l'ordonnance G-429, il est précisé que :

*« La raison d'être des conduites de distribution peut être perçue conceptuellement comme répondant à deux fonctions distinctes :*

- la fonction de permettre l'accès au réseau gazier aux abonnés qui y sont raccordés et*
- la fonction d'effectuer la livraison des débits de gaz requis par ces abonnés au cours de l'année »<sup>62</sup>.*

---

<sup>61</sup> Pièce B-0006, p. 26.

<sup>62</sup> Dossier R-3028-85, ordonnance G-429, p. 75.

[182] La première fonction est communément appelée la « *composante accès* » et la seconde fonction, la « *composante capacité* ». Les coûts totaux des conduites de distribution sont généralement partagés ou classifiés entre ces deux fonctions.

[183] Actuellement, la composante accès est répartie entre les catégories tarifaires, au prorata du nombre de clients. Quant à la composante capacité, elle est répartie en fonction de facteurs de répartition représentant la capacité de pointe attribuée aux clients et la capacité utilisée.

[184] La répartition de la composante capacité fait généralement l'objet de peu de débats. Par contre, l'établissement de la composante accès et la façon de la répartir entre les catégories de clients sont plus controversées. Différentes méthodes sont donc examinées dans la présente section.

## **8.1 COMPOSANTE ACCÈS DES CONDUITES DE DISTRIBUTION – MÉTHODE PROPOSÉE**

### **8.1.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

#### *Méthode de l'intercepte zéro – Méthode actuelle*

[185] La composante accès est présentement calculée en utilisant la méthode de l'intercepte zéro. Cette méthode consiste à déterminer, par régression linéaire, le coût d'une conduite de diamètre nul à partir d'une série de données représentant la relation entre le diamètre des conduites et leur coût d'installation.

[186] Gaz Métro précise que les analyses préliminaires présentées dans le document de réflexion ont démontré les limites de l'approche de l'intercepte zéro en ce qui a trait à son application pratique. Des problèmes de fiabilité des données comptables et de validité statistique des résultats conduisent le Distributeur à remettre en question l'utilisation de cette approche pour estimer la composante accès du coût des conduites principales<sup>63</sup>.

---

<sup>63</sup> Pièce B-0111, p. 17.

[187] Il identifie les limites suivantes :

- la valeur de l'intercepte n'est pas significativement différente de zéro pour plusieurs régions;
- le faible nombre d'observations est la cause principale des difficultés statistiques;
- la méthode mène parfois à l'obtention de résultats incohérents; par exemple, une conduite de diamètre zéro de valeur négative ou supérieure au coût d'une conduite de deux pouces de diamètre<sup>64</sup>.

[188] Par ailleurs, l'expert Overcast estime que la méthode de l'intercepte zéro n'est pas valable pour la classification des coûts :

*« Zero intercept is a phantom attachment component to classify cost. It doesn't exist. And quite often, that's actually the result of the regressions, you get something that you can't even accept. I've talked about how design day demand reliability is the most important delivery consideration for a gas utility; but when you look at the zero intercept method, it's inconsistent with both considerations of it; attachment and design day requirements, because a zero capacity pipe can't deliver anything, it can't even deliver access »<sup>65</sup>.*

[189] En fonction des résultats obtenus et appuyés par la recommandation de l'expert Overcast, le Distributeur propose, pour l'établissement de la composante accès, d'abandonner la méthode de l'intercepte zéro calculée de manière régionale et d'utiliser plutôt la méthode du réseau de taille minimale modifiée, établie à partir de données pondérées globales.

### ***Méthode du réseau de taille minimale***

[190] La méthode du réseau de taille minimale consiste à évaluer le coût d'un réseau de la même longueur que le réseau existant, mais composé exclusivement de conduites du plus petit diamètre possible. Ce réseau de taille minimale représente le plus simple et le plus petit réseau qui puisse raisonnablement être mis en terre et pour lequel le Distributeur dispose de données de coûts d'installation. Il permet donc d'estimer le coût minimal auquel le Distributeur aurait eu à faire face pour mettre en place son réseau sans tenir

---

<sup>64</sup> Pièce B-0111, p. 17.

<sup>65</sup> Pièce A-0036, p. 184.

compte de la capacité requise par la clientèle. Ce coût minimal sert à évaluer le coût fixe qui doit être assumé par la clientèle et correspond à la composante accès.

[191] Gaz Métro considère que cette méthode permet une application plus juste du principe de la causalité des coûts, car elle assure que le coût minimal du plus petit réseau possible soit imputé à la composante accès.

[192] Elle soutient que la méthode de l'intercepte zéro peut conduire à imputer aux catégories tarifaires caractérisées par de faibles volumes annuels de consommation une composante capacité associée à un réseau de taille inférieure au réseau de taille minimale, tel qu'elle l'a estimé à partir de conduites de deux pouces. À son avis, le coût du réseau de taille minimale constitue un coût fixe plancher qui doit être réparti entièrement entre les différentes catégories tarifaires. Celles qui ont une faible consommation annuelle doivent se voir imputer leur part du réseau de taille minimale et non une part qui correspondrait à un réseau de plus petite taille. En ce sens, Gaz Métro considère que la méthode du réseau de taille minimale proposée par l'expert Overcast est préférable à celle de l'intercepte zéro selon le principe de causalité des coûts.

[193] À l'égard de la méthode du réseau de taille minimale, l'expert Overcast mentionne :

*« Now, the Minimum System Method is superior to all these other classification methods. And it's superior because first, it reflects cost causation. And that's particularly true where they're no design day demand cost allocated to customers whose load is fully served by the minimum system. And that's the case, almost universally »<sup>66</sup>.*

[194] À partir des résultats d'études statistiques menées par la firme Black&Veatch<sup>67</sup>, l'expert Overcast fait valoir :

*« We are left with the explanation that the primary cause of mains cost is the number of customers and the remainder of the cost is design day demand that becomes the second most important variable in explaining the investment in main »<sup>68</sup>.*

---

<sup>66</sup> Pièce A-0036, p. 182.

<sup>67</sup> Pièce B-0106, p. 14.

<sup>68</sup> Pièce B-0005, p. 14.

[195] Il mentionne également :

*« [...] typically, the system is growing every time you add a customer at the periphery. It doesn't matter what kind of customer it is. If you're going to extend the system to connect a new subdivision, you're going to extend the system. And if you remember the graph we used on Monday afternoon, you saw all those pipes that run around in a residential development or a small commercial development and all those... all that footage of minimum size pipe is being caused to connect those customers. And the fact that it serves demand in total, we've taken that into account properly in the cost allocation study. But it is the customers that are causing that cost.*

[...]

*And in fact, if you look at the line extension policy that we used for Atlanta Gas Light Company, it specifically, specifically says, if you are going to run an extension, and there is a piece of property zoned residential along the way, you can raise the size of the extension for that new customer that is further beyond where the subdivision is going to be and give them credit against having to make a contribution for the fact that you are going to develop a subdivision there because it is zoned residential. So the answer is that demand by itself is an unreasonable factor for allocating the cost of mains »<sup>69</sup>. [nous soulignons]*

[196] De l'avis de Gaz Métro, un autre argument en faveur de la méthode du réseau de taille minimale a trait à la prise en compte des économies d'échelle. L'expert Overcast présente le tableau suivant pour illustrer l'importance des économies d'échelle que comporte un réseau gazier. Ainsi, tenant compte de la décroissance importante du coût unitaire de capacité lorsque le diamètre de la conduite augmente, un client à grand débit devrait se voir allouer un coût unitaire de capacité plus petit que celui alloué à un client de plus faible capacité afin de refléter ces économies d'échelle<sup>70</sup>.

---

<sup>69</sup> Pièce A-0044, p. 91 à 94.

<sup>70</sup> Pièce B-0005, p. 10.



**TABEAU 4**  
**COMPARAISON DES COÛTS UNITAIRES DES CONDUITES SELON LEUR DIAMÈTRE**

	Diamètre des conduites		
	2" (60,3 mm)	4" (114,3 mm)	6" (168,3 mm)
<b>Coût des matériaux (\$/m)</b>	4,50 \$	12,67 \$	32,19 \$
<b>Coût d'installation (\$/m)</b>	125,74 \$	136,99 \$	187,11 \$
<b>Coût total (\$/m)</b>	130,24 \$	149,66 \$	219,30 \$
<b>Capacité à 400 kPa (m<sup>3</sup>-jour)</b>	14 352	68 352	178 704
<b>Coût unitaire de capacité (\$/m<sup>3</sup>-jour)</b>	0,00907 \$	0,00219 \$	0,00123 \$

Source : Pièce B-0005, p. 10.

[197] À l'aide de ces données, l'expert Overcast précise qu'avec une densité de 20 clients/km de conduites, un réseau constitué exclusivement de conduites de deux pouces de diamètre allouerait à chacun des clients une capacité de 65 481 m<sup>3</sup>/année, en supposant un facteur d'utilisation de 25 %<sup>71</sup>. L'expert ajoute à cet égard que :

*« This means that residential customers using under 65,481 m<sup>3</sup> annually have the same cost as all other residential customers based on the assumptions of density and operating pressure. Less than one percent of residential customers served by Gaz Metro use more than 10,950 m<sup>3</sup> and none use more than 36,500 m<sup>3</sup>. For a more urban density such as in the city of Montreal where there are more customers than the system wide average for Gaz Metro, the 36,500 m<sup>3</sup> would represent an appropriate level of maximum annual use that permits two inch main to serve all of the customers [note de bas de page omise]. Similarly, small commercial customers using under 65,481 m<sup>3</sup> annually have the same cost as other commercial customers. For larger customers that may be served off 4 inch main, the design day capacity cost is lower in total than for smaller customers up to 271,091 m<sup>3</sup> or 4.14 times the design day capacity requirement of the largest customer served off the 2-inch main. This means that the total cost of serving the next largest size of customers is actually less per customer (assuming that these customers could be uniquely identified for rate purposes) than for the smallest customers on the system. Every gas LDC will have different densities, maximum pressures, allowable pressure drops, installed cost of pipe and distribution of customers. In general, the basic result that the minimum system will serve most or*

<sup>71</sup> Pièce B-0005, p. 11, soit 14 352 m<sup>3</sup>/jr\*365 jours/20 clients\* 25% de facteur d'utilisation = 65 481 m<sup>3</sup>/année/client.

*all residential and small general service customers will hold for most gas systems as it does here* »<sup>72</sup>. [nous soulignons]

[198] Répondant à certaines critiques à l'effet que la méthode du réseau de taille minimale ne reconnaît pas adéquatement les économies d'échelle, l'expert Overcast s'exprime en ces termes :

*« Now, there's some misconceptions about the minimum system and one is that economies of scale are not recognized. And that's just not the case because what we do is we're classifying the total cost, and the total cost represents the economies of scale because the gas companies install the optimum combination of sizes of pipe. And so, their... the total dollars recognize that economies of scale concept and then we're classifying it sixty percent (60 %) customer, forty percent (40 %) demand »*<sup>73</sup>. [nous soulignons]

[199] Comme dernier argument en faveur de la méthode du réseau de taille minimale, Gaz Métro invoque sa simplicité d'application. Elle soutient que cette méthode ne présente pas les problèmes statistiques de la méthode de l'intercepte zéro. Aucune régression linéaire n'est nécessaire, car le coût moyen d'une conduite de plastique de deux pouces de diamètre provient de la base de données comptables. De plus, elle considère qu'il n'y a aucun problème de cohérence des résultats.

### ***Méthode du réseau de taille minimale modifiée***

[200] Gaz Métro souligne que deux mises en garde sont généralement formulées dans la littérature spécialisée à l'égard de la méthode du réseau de taille minimale.

[201] D'abord, cette méthode requiert que le réseau de taille minimale soit caractérisé de façon précise. Dans le cas d'un réseau gazier, cette caractérisation est peu contraignante, car le nombre de pièces d'équipement distinctes à identifier est relativement faible.

[202] Ensuite, la méthode du réseau de taille minimale ne permet pas d'isoler précisément la valeur des composantes accès et capacité. En effet, un réseau de taille minimale, défini pour établir la composante accès d'un réseau, comporte toujours une certaine capacité de livraison, alors que le réseau théorique, composé de conduites de

---

<sup>72</sup> Pièce B-0005, p. 11.

<sup>73</sup> Pièce A-0036, p. 188 et 189.

diamètre nul évalué à partir de la méthode de l'intercepte zéro, ne comporte, par définition, aucune capacité de livraison.

[203] Gaz Métro rappelle que c'est principalement pour cette raison que l'approche du réseau de taille minimale n'a pas été retenue par la Régie de l'électricité et du gaz en 1985 et que la méthode de l'intercepte zéro est généralement considérée plus précise d'un point de vue théorique.

[204] Gaz Métro, appuyée par l'expert Overcast, propose un correctif à la méthode du réseau de taille minimale, afin d'éviter qu'une double allocation de la composante capacité soit attribuée aux catégories tarifaires des clients à petit débit.

[205] Pour appliquer ce correctif, Gaz Métro doit établir le seuil volumétrique en deçà duquel aucune composante capacité ne sera allouée. Pour ce faire, elle tient compte du degré de densification de son réseau dans chacune des régions, tel qu'il apparaît au tableau suivant.

**TABLEAU 5**  
**VOLUME ANNUEL ALLOUÉ PAR CLIENT TENANT COMPTE D'UNE CONDUITE DE DEUX**  
**POUCES ET DU NIVEAU DE DENSIFICATION DE CHACUNE DES RÉGIONS**

	<b>Densification (clients/km)</b>	<b>Volume annuel alloué par client (m<sup>3</sup>/an)</b>
Montréal :	27	48 504
Île de Montréal	38	34 464
Laurentides	19	68 927
Montréal	18	72 757
Estrie	8	163 703
Québec	13	100 740
Mauricie	9	145 513
Abitibi	9	145 513
Saguenay	8	163 703

*Source : Pièce B-0097, p. 16 et 17 et pièce B-0045, p. 14.*

[206] Afin d'établir ce seuil, Gaz Métro subdivise la région de Montréal en isolant la clientèle de l'Île de Montréal du reste de la clientèle de la région. Elle estime que la densité moyenne observée sur l'Île de Montréal, soit 38 clients/km de conduites, est

représentative de la densité moyenne d'un milieu urbain. Elle soutient que même si la densité moyenne constatée dans les autres régions est plus faible, la densité du réseau dans les milieux urbains de chaque région s'apparente plus à celle observée à Montréal qu'à la densité moyenne de l'ensemble de ces régions. À partir de ces constats, elle estime que le seuil de 36 500 m<sup>3</sup>/année est approprié pour l'ensemble de son territoire de desserte et fixe donc la limite volumétrique de la composante accès à 36 500 m<sup>3</sup>/an<sup>74</sup>.

[207] Ainsi, Gaz Métro, appuyée par l'expert Overcast, propose qu'aucune composante capacité ne soit attribuée aux catégories de clients dont les besoins sont inférieurs à 36 500 m<sup>3</sup>/an.

### *Niveau de densification du réseau*

[208] Tenant compte de la grande diversité des niveaux de densification des réseaux régionaux, le Distributeur a été questionné sur le lien entre le nombre de clients/km de conduites et le coût alloué à chacune des catégories tarifaires lorsque la méthode du réseau de taille minimale est employée. Il reconnaît que plus le niveau de densité augmente, pour un même coefficient d'utilisation, plus le volume maximal pouvant être acheminé à la clientèle par une conduite de deux pouces diminue<sup>75</sup>.

[209] Le tableau 5 illustre cette relation. Ainsi, pour un niveau de densification de 8 clients/km de conduites, une conduite de deux pouces pourrait satisfaire un volume maximal de 163 703 m<sup>3</sup>/an/clients. Pour un niveau de densification de 38 clients/km de conduites, ce volume s'établit à 34 464 m<sup>3</sup>/an/clients.

[210] Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro précise que dans une région sans infrastructure municipale en place, en prenant pour hypothèse des clients consommant chacun 2 500 m<sup>3</sup>/année, il faudrait un taux de densification de 24 clients/km de conduites pour justifier économiquement une telle extension de réseau. Dans le cas où une infrastructure municipale est déjà en place, le taux de densification requis passerait à 42 clients/km de conduites<sup>76</sup>.

---

<sup>74</sup> Pièce B-0097, p. 17 : « En fonction d'un débit maximal de 598 m<sup>3</sup>/h d'une conduite de 2 po plastique, d'une densité de 38 clients/km et d'un coefficient d'utilisation de 25 %, alors le niveau optimal se retrouve à 34 464 m<sup>3</sup>/année (598\*24\*365/38\*25 %). Ce volume se rapprochant du palier tarifaire de 36 500 m<sup>3</sup>, c'est le niveau qui a été utilisé pour l'instant, afin de déterminer le seuil d'exemption de la capacité ».

<sup>75</sup> Pièce B-0045 p. 3.

<sup>76</sup> Pièce B-0097, p. 32.

### ***Données relatives aux conduites principales***

[211] Quelle que soit la méthode utilisée, l'établissement de la composante accès repose sur l'utilisation des données disponibles relatives aux coûts des conduites principales. Gaz Métro utilise deux bases de données, soit la base de données comptables (BDC) et celle de l'Ingénierie.

[212] La BDC permet d'établir un coût moyen des conduites principales en fonction du type de matériau et du diamètre. Les données techniques provenant de la base de données de l'Ingénierie sont utilisées pour déterminer le nombre de mètres linéaires de conduites mises en terre pour chacun des types de conduite, par matériau et diamètre. Selon le Distributeur, la base de données de l'Ingénierie est centrale dans la construction des facteurs d'allocation<sup>77</sup>.

[213] Avant de pouvoir être utilisées pour le calcul du coût moyen de chaque type de conduite en fonction du matériau et du diamètre, les données de la BDC doivent faire l'objet de quelques manipulations préalables.

[214] D'abord, la valeur comptable de chaque conduite de la BDC est actualisée en dollars courants de 2012 en utilisant l'indice de prix Handy-Whitman<sup>78</sup>. Par la suite, la BDC est épurée afin de s'assurer qu'elle ne contienne aucune donnée extrême ou incohérente<sup>79</sup>. Gaz Métro explique qu'historiquement cette épuration était effectuée manuellement. Toutefois, aucune règle précise n'était codifiée afin de déterminer quelles valeurs étaient jugées extrêmes ou incohérentes.

---

<sup>77</sup> Pièce B-0121, p. 1.

<sup>78</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 15, note de bas de page 25 : « *“The Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs” presents a series of cost indices for various types of construction costs for electric, gas and water utilities (as well as the construction industry), currently published by Whitman, Requardt and Associates (“WRA”). These cost indices have generally been published since 1924, and reflect cost trends since 1912. The basic intent of the indices is to allow for the estimation of reproduction cost for certain utility assets, based on the original book cost of the asset. For the gas utility industry, cost indices are derived for six regions of the United States. Gaz Métro proposes to use the indices for the North Atlantic region, which consists of twelve states stretching from West Virginia to Maine. With respect to mains costs, separate indices are calculated for cast iron, steel and plastic mains* ».

<sup>79</sup> Pièce B-0045, p. 21 « Les coûts extrêmes ou incohérents peuvent survenir pour plusieurs raisons : factures reçues regroupant des coûts pour plusieurs types d'actifs, mauvaises codifications des factures dans les projets, clés d'imputation erronées, ventilation inexacte entre les types de conduites et matériaux ».

[215] En préparation du présent dossier, l'épuration de la BDC a été standardisée afin d'encadrer et de systématiser ce processus. L'objectif d'une telle démarche vise à assurer que la distribution de l'échantillon qui en résulte s'approche le plus possible d'une distribution qui suit la loi normale.

[216] Dans le processus d'épuration mis en place, Gaz Métro a choisi d'exclure de la BDC toutes les conduites dont le coût est négatif. Ensuite, elle a retiré toutes les conduites dont le coût réel par mètre linéaire se situe à plus de deux écarts types du coût moyen par mètre linéaire de toutes les conduites du même type.

[217] Elle a obtenu ainsi, pour chaque type de conduite, un échantillon représentatif constitué de données épurées dont la distribution suit une loi normale mais qui, dans bien des cas, présentait un degré élevé d'asymétrie par rapport à la moyenne. Le filtre proposé pour corriger cette asymétrie est de retrancher par itération les valeurs extrêmes. Le nombre d'itérations requises varie d'une série de données à l'autre, mais le processus permet de centrer la distribution autour de la valeur moyenne du coût de chaque type de conduite. Malgré cela, Gaz Métro précise qu'elle n'a pas été en mesure d'obtenir une distribution qui suit la loi normale pour chaque type de conduite.

[218] Une fois l'épuration des données effectuée, Gaz Métro a ordonné les coûts de chaque type de conduite par diamètre et matériau et a analysé les données restantes. Cet examen a révélé certaines problématiques qui l'ont amenée à éliminer à nouveau d'autres données jugées incohérentes. Enfin, toutes ces manipulations ont conduit à l'obtention d'une droite représentant la relation linéaire supposée entre le coût moyen des conduites et leur diamètre. L'expression de cette relation est essentielle à l'exercice d'allocation du coût des conduites de distribution entre les composantes accès et capacité<sup>80</sup>.

[219] Par ailleurs, Gaz Métro précise que lorsque les données comptables ne permettent pas de calculer le coût moyen d'un type de conduite particulier répertorié dans la base de données de l'Ingénierie, ce coût est estimé par régression linéaire.

---

<sup>80</sup> Pièce B-0097, p. 11.

[220] Gaz Métro reconnaît que les données contenues à la BDC ne concordent pas avec l'inventaire des conduites qui sont réellement mises en terre. Elle doit donc estimer une partie des coûts moyens qu'elle emploie dans l'exercice d'allocation des coûts des conduites principales. Elle précise qu'elle ne peut donner l'assurance que les coûts utilisés sont des coûts réels observés ou des coûts représentatifs de la réalité rencontrée dans certaines régions<sup>81</sup>.

[221] Gaz Métro rappelle que par le passé, le processus d'épuration de la BDC était fait de façon manuelle, non standardisée, ni documentée. Ainsi, elle constate qu'au fil du temps, des données associées à des conduites réelles et bien identifiées ont été retirées de la BDC, sans qu'elle puisse en donner les raisons. Par conséquent, Gaz Métro se dit incapable de commenter la validité des résultats obtenus ou d'expliquer les écarts qui semblent exister d'une région à l'autre. Enfin, elle précise ne pas être en mesure de déterminer si les résultats représentent de manière fiable son réseau de distribution de gaz naturel<sup>82</sup>.

[222] Toutefois, le Distributeur tient à relativiser l'importance de cet état de fait. Selon lui :

*« [...] quand on vient faire l'allocation des coûts, ultimement, ce qu'on alloue c'est le coût de service. Le coût de service, lui, il est fiable. C'est un coût qui est... Donc, la méthode d'allocation, le facteur, bien il avait peut-être des failles, mais ça ne veut pas dire que le coût de service n'était pas fiable puis, ultimement, c'est ça qui est alloué à la clientèle »<sup>83</sup>.*

[223] Il considère que la base de données de « *l'Ingénierie bonifiée* » présente un « *reflet juste du réseau ainsi qu'une mesure du coût des conduites et ne fait l'objet d'aucune épuration* »<sup>84</sup>. Elle regroupe toutes les informations techniques relatives à chacune des conduites principales du réseau et associe à chacune d'elles une estimation du coût par mètre linéaire provenant de la BDC.

---

<sup>81</sup> Pièce A-0044, p. 43 et 44.

<sup>82</sup> Pièce A-0044, p. 44.

<sup>83</sup> Pièce A-0044, p. 46.

<sup>84</sup> Pièce B-0121, p. 2.

### *Impact du changement de méthode sur la répartition des coûts*

[224] Selon la méthode du réseau de taille minimale modifiée, la portion du coût des conduites de distribution classifiée sous la composante accès s'élève à 74 %<sup>85</sup>. La portion attribuable à la capacité représente donc 26 % du coût des conduites de distribution.

**TABLEAU 6**  
**MÉTHODE DU RÉSEAU DE TAILLE MINIMALE COMPOSÉ**  
**DE CONDUITES DE PLASTIQUE DE DEUX POUCES**

(1)	Coût moyen par mètre linéaire du réseau de taille minimale (\$ de 2012)	171 \$
(2)	Coût moyen par mètre linéaire du réseau total (\$ de 2012)	230 \$
(3)	Nombre de mètres linéaires du réseau de distribution	7 676 861 mètres
(4)=(1)*(3)	Valeur du réseau de taille minimale (\$ de 2012)	1 312 743 231 \$
(5)=(2)*(3)	Valeur du réseau total (\$ de 2012)	1 769 175 903 \$
(6)=(4)/(5)	Part de la composante accès	74 %

Source : Pièce B-0111, p. 32.

[225] En adoptant la méthode du réseau de taille minimale modifiée, la part de la composante accès augmente de manière significative par rapport à la méthode de l'intercepte zéro pour les clientèles qui consomment peu de gaz naturel, soit celles dont la consommation annuelle est inférieure à 36 500 m<sup>3</sup>, comme il apparaît au tableau suivant. Cela est particulièrement vrai pour la catégorie de clients du premier palier du tarif D<sub>1</sub>, soit de 0 à 3 650 m<sup>3</sup>/an. Gaz Métro estime toutefois que malgré cette différence, il faut prendre en compte le fait qu'aucune capacité n'est allouée aux catégories de clientèle qui consomment moins de 36 500 m<sup>3</sup>/an.

<sup>85</sup> Pièce B-0111, p. 53, tableau 19. La méthode de l'intercepte zéro appliquée sur les conduites d'alimentation et de distribution produit une composante accès de 53 %, alors que la méthode du réseau de taille minimale modifiée produit une composante accès de 63 %.



**TABEAU 7**  
**PORTION DU COÛT DES CONDUITES DE DISTRIBUTION CLASSIFIÉE**  
**À LA COMPOSANTE ACCÈS**

Tarifs	Intercepte zéro (%)	Réseau minimal (%)
D <sub>1</sub>		
0-3 650	43,11	51,45
3 650-36 500	15,05	17,96
36 500 et +	3,30	3,94
D <sub>3</sub>	0,07	0,08
D <sub>4</sub>	0,03	0,03
D <sub>5</sub>	0,02	0,03
D <sub>RT</sub>	0,43	0,51
Total	62,00	74,00

Source : Pièce B-0111, p. 33.

[226] L'expert Overcast précise que le fait que les clients des premiers paliers du tarif D<sub>1</sub> ne se voient pas allouer de capacité constitue un avantage de la méthode du réseau de taille minimale modifiée :

*« And that's an advantage of the minimum system, because they are getting a cost that's based on, they're getting their demand, and their customer access in the same cost. And that's because the way we've done it, we reflect the density of the system »<sup>86</sup>.*

[227] En conclusion, Gaz Métro propose que la méthode du réseau de taille minimale modifiée soit retenue pour allouer le coût des conduites de distribution, pour les motifs suivants :

- elle reflète la causalité des coûts;
- elle est cohérente avec les critères de conception du réseau;

<sup>86</sup> Pièce A-0036, p. 183.

- elle repose sur une étude empirique menée par Black & Veatch démontrant que le nombre de mètres de conduites et leurs coûts sont fonction du nombre de clients<sup>87</sup>;
- elle est simple d'application.

### 8.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[228] Pour l'ACIG, la simplicité et la stabilité constituent les avantages de la méthode du réseau de taille minimale modifiée par rapport à la méthode actuelle de l'intercepte zéro<sup>88</sup>.

[229] L'expert Knecht indique au sujet de la méthode de l'intercepte zéro que, bien que théoriquement supérieure à celle du réseau de taille minimale, elle comporte des difficultés inhérentes qui font en sorte que son usage est à la fois complexe et aléatoire<sup>89</sup>.

[230] De plus, l'expert Knecht reconnaît les avantages associés à la méthode du réseau de taille minimale, surtout compte tenu de l'ajustement apporté par l'expert Overcast qui atténue les problèmes souvent associés à cette méthode<sup>90</sup>.

[231] L'expert Knecht conclut de la manière suivante :

*«The Company's choice of the minimum system method, combined with a modified demand allocator, is generally within the range of methods currently in use, and is not necessarily unreasonable. The Company's proposal has advantages of simplicity and stability »<sup>91</sup>.*

[232] Toutefois, il rapporte aussi certaines critiques souvent formulées à l'égard de la méthode du réseau de taille minimale :

*«It is often criticised, it has the same flaws as the zero intercept from a conceptual and arithmetic standpoint. It also is criticised in that it says this minimum system has some load carrying capability.*

---

<sup>87</sup> Pièce B-0106, p. 14 et pièce B-0123, p. 22, par. 116.

<sup>88</sup> Pièce C-ACIG-0041, p. 6.

<sup>89</sup> Pièce C-ACIG-0041, p. 11.

<sup>90</sup> Pièce C-ACIG-0041, p. 11.

<sup>91</sup> Pièce C-ACIG-0041, p. 12.

[...] *it's very hard to say what the load carrying capability of this minimum system is* »<sup>92</sup>.

[233] L'expert Knecht souligne une autre problématique associée à cette méthode, soit celle du partage des économies d'échelle :

« [...] *when you're defining your minimum system, is how do you share the economies of scale associated with that bigger pipe. Should the economies of scale be focused on the smaller customers or on the larger customers? And I think that's also a very contentious debate, with respect to the use of minimum system* »<sup>93</sup>. [nous soulignons]

[234] Il note également que la capacité d'un réseau de taille minimale est surestimée, dans la mesure où un tel réseau pourrait ne pas être en mesure de desservir l'ensemble des besoins des clients à petite consommation. En conséquence, la composante accès pourrait être sous-estimée avec une telle méthode<sup>94</sup>.

[235] Enfin, l'ACIG partage les préoccupations formulées par certains intervenants quant à l'exactitude des données contenues à la BDC. Toutefois, elle précise qu'il faut faire preuve de réalisme. En effet, tenant compte de l'envergure, de la complexité ainsi que de l'âge de certaines infrastructures du réseau de Gaz Métro, l'intervenante est d'avis qu'il est illusoire de prétendre obtenir des données parfaites pour établir des coûts moyens de conduites reflétant le coût réel des conduites principales. L'expert Knecht qualifie de responsable le travail effectué par Gaz Métro sur les données de la BDC.

[236] La FCEI fait valoir que la méthode du réseau de taille minimale modifiée ne reflète pas le développement du réseau de Gaz Métro ni son usage. À son avis, le seuil volumétrique de 36 500 m<sup>3</sup>/an ne tient pas compte de la composition de la clientèle, ni de la consommation réelle des clients des premiers paliers du tarif D<sub>1</sub>, ni de la faible densité du réseau.

---

<sup>92</sup> Pièce A-0046, p. 23 et p. 24.

<sup>93</sup> Pièce A-0046, p. 25.

<sup>94</sup> Pièce A-0046, p. 24 et 25.

[237] En utilisant la densité moyenne globale du réseau, qui est de 21 clients/km, chaque client se voit allouer une consommation annuelle de l'ordre de 65 000 m<sup>3</sup>/an, tenant compte d'un facteur d'utilisation de 25 %. La FCEI constate, de l'analyse des six premiers sous-paliers du tarif D<sub>1</sub>, qu'aucun client à lui seul n'atteint une consommation annuelle moyenne de cette envergure, à l'exception des clients du sous-palier 36 500 m<sup>3</sup>/an et plus. De plus, elle souligne qu'à eux seuls, les cinq premiers sous-paliers du tarif D<sub>1</sub> regroupent 94 % des clients de Gaz Métro<sup>95</sup>.

[238] Tenant compte des constats qui ressortent de l'examen de l'évolution historique du réseau de Gaz Métro et de ses caractéristiques, la FCEI conclut que l'allocation du coût des conduites de distribution et d'alimentation selon la méthode du réseau de taille minimale modifiée proposée par Gaz Métro, est déconnectée de la réalité historique du réseau et ne produirait pas une juste allocation. En conséquence, l'intervenante juge cette méthode inappropriée<sup>96</sup>.

[239] La FCEI déplore également que Gaz Métro cherche à tout prix, à l'aide du processus d'épuration mis en place, à ce que les données de la BDC suivent une distribution normale. Pour l'intervenante, les coûts d'installation de conduites peuvent varier considérablement en fonction des circonstances de mise en terre, telles le type de sol, le milieu (rural ou urbain) ou la géographie. Par conséquent, il n'y a pas lieu de s'attendre à ce que leur distribution suive une loi normale.

[240] De plus, elle fait valoir que dans la mesure où on s'attend à ce que le coût unitaire de toute conduite installée par le Distributeur soit supérieur ou égal à zéro, il est logique d'observer une distribution asymétrique vers la droite. Ainsi, la FCEI soutient que lorsque Gaz Métro procède à l'épuration de données afin de rendre la distribution symétrique, elle élimine une plus grande quantité de données à droite de la médiane, donc les données correspondant aux coûts les plus élevés. Selon l'intervenante, le processus employé par Gaz Métro conduit à une sous-évaluation des coûts moyens.

---

<sup>95</sup> Pièce C-FCEI-0034, p. 7 à 9.

<sup>96</sup> Pièce C-FCEI-0022, p. 13.

[241] L'expert Chernick considère que la méthode du réseau de taille minimale modifiée ne présente pas un lien de causalité réaliste entre les coûts du réseau et les clients ayant généré ces coûts. Il fait valoir les arguments suivants :

« [...] *Bonbright's Principles of Public Utility Rates, a standard reference for utility ratemaking, is cited by the Black and Veatch report for Gaz Métro, and also in Gaz Métro's own documents. [note de bas de page omise] Bonbright concludes (at 491–492),*

*the inclusion of the costs of a minimum-sized distribution system among the customer-related costs seems...clearly indefensible. [Cost analysts are] under impelling pressure to fudge their cost apportionments by using the category of customer costs as a dumping ground...*

*Indeed, Gaz Métro proposes dumping most of the costs of the mains into the customer (or more specifically, customer-connection) category »<sup>97</sup>.*

[242] Pour l'expert Chernick, la méthode du réseau de taille minimale, qui alloue une grande portion des coûts du réseau en s'appuyant sur le nombre de clients comme principal inducteur de coûts, est dépassée. Il estime que cette méthode ne tient pas compte des causes réelles ayant entraîné les coûts des conduites principales.

[243] L'expert fait valoir l'irréalisme des méthodes d'allocation basées sur un réseau de taille minimale car, selon lui, c'est la demande, et non le nombre de clients, qui constitue la véritable cause de l'extension des conduites de Gaz Métro :

*« So then what does drive the mains extension? Well, in the minimum system theory, that's based on the assumption that the utility is willing to extend the mains at its cost for any customer, no matter how small. And I think Mr. Knecht makes this point very well, expresses very well that perspective when he says that the mains have to be extended to interconnect all customers.*

---

<sup>97</sup> Pièce C-ROEE-0039, p. 11.

[...] Anyway, in the Minimum System Theory, there's this concept that the larger size customers only increase the size of the mains installed but never affect the length. The fact that the customer is larger never has any effect on the length of the main.

Well, in contrast [contrast], in the real world of Gaz Métro planning, it's those large demands that drive the major extensions of mains. You don't build mains out to pick up a few residential customers or one gas station a few kilometres out there. But if there's a big customer, then you'll run it quite a ways. And small customers may be added to those backbone mains, the ones that cover many kilometres and open up new territory.

And more load from those small customers may require more capacity and a larger pipe but they don't require longer backbone mains. If there are enough of them along the way, they may justify running two inch lines, in the case of Gaz Métro - we're told that's enough to pick up the small customers – they may justify running those smaller mains off to add them to the system and if you have a very large number of small customers, then you may be able to justify an extension of the main just to pick them up.

If, the example that Dr. Overcast kept talking about is if you have large new housing developments being built, you might have enough load there to justify running a new backbone main out to connect that area. But that's a function of the demand from those customers, not the number of customers »<sup>98</sup>.

[nous soulignons]

[244] De l'avis de l'expert Chernick, lorsque les distributeurs conçoivent une extension de réseau, ils s'attardent d'abord à identifier les besoins additionnels associés aux clients à grand débit qui seront en mesure de justifier la majeure partie des coûts fixes d'installation de la nouvelle conduite principale :

« [...] will typically identify large customers whose consumption and revenues will justify the largely fixed costs of trenching and installing the large-diameter backbone mains, and then serve small customers directly from the large mains or from smaller-diameter spurs. Those small customers can be added when the large-diameter main is installed or later (at a slightly higher cost). Thus, the basic assumption of the minimum-system approach, that the utility would have installed

<sup>98</sup> Pièce A-0046, p. 139 à 141.

the same length of mains to serve a system of entirely small customers, is inconsistent with actual practice »<sup>99</sup>. [nous soulignons]

[245] À cet égard, l'expert fait remarquer que les conduites de plus gros diamètre (supérieur à deux pouces) représentent 61 % de la longueur totale des conduites de distribution et 67 % de celles de distribution et d'alimentation. De ce fait, il souligne l'importance de prendre en considération l'allocation du coût de ces conduites de diamètres supérieurs<sup>100</sup>.

[246] L'expert fait également référence au projet d'extension de Thedford Mines dans lequel Gaz Métro justifie un projet sur la base d'un raccordement de 14 clients à grande consommation et aucun client à faible consommation ou résidentiel<sup>101</sup>.

[247] Par ailleurs, l'expert mentionne que la méthode du réseau de taille minimale fait en sorte que les consommateurs à petit débit ne bénéficient pas du partage des économies d'échelle et se voient imputer la majeure partie des coûts d'enfouissement des canalisations :

« Well, in the minimum system theory, small customers get no economies of scale. You treat the small customers as if they were served exclusively off of two-inch lines, and they get no credit for just having part of the load in a much larger, more economic pipe.

So the access component winds up recovering the fixed cost of trenching and installing two-inch pipe along every main of every size, and that winds up being a huge portion of the main's cost. And only the large customers get any of the economies of scale through the capacity component. And the small customers pay full stand-alone costs for a system of mains as if they were the only customers, and large customers pay less than they would have without the small customers, because the small customers get charged for digging the trench, tearing up the road, repairing the road, and putting in the most expensive part of the pipe, the first two inches.

---

<sup>99</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 15.

<sup>100</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 16.

<sup>101</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 27 et 28.

*And I think that violates both the cost causality principle that I talked about before, and really the idea of average cost. Rather than thinking about the average cost of this pipe and how we divide that up, the minimum system approach is take more than average cost and put them on the small customers, and give the large customers... not a free ride, but an inexpensive ride »<sup>102</sup>.*

[nous soulignons]

[248] L'expert Chernick estime donc que la méthode proposée par Gaz Métro et l'expert Overcast ne satisfait pas aux critères de partage juste et équitable des économies et déséconomies entre toutes les catégories de clients, ni au principe de respect de la causalité des coûts :

*«As a result, Gaz Métro proposes to allocate almost all of the diseconomies of trenching to the small customers based on their number. This treatment violates the Regie's mandate of a "fair and equitable sharing of savings and diseconomies", as well as the requirement for using the "most direct causal relationship between costs and the customers that generated such costs »<sup>103</sup>.*

[249] Pour l'UC, le coût des conduites découle des montants d'investissements que Gaz Métro était prête à engager pour satisfaire les besoins de clients à grand débit et livrer les volumes qu'elle anticipait et non pas du nombre de clients qu'elle comptait desservir. Ainsi, de l'avis de l'intervenante, le réseau a été d'abord et avant tout planifié pour desservir la clientèle industrielle et la grande entreprise<sup>104</sup>.

[250] L'UC fait également valoir que les motifs invoqués par l'expert Overcast, au soutien de sa position à l'effet qu'il serait déraisonnable d'allouer les coûts des conduites uniquement en fonction de la capacité requise, ne réfèrent pas à la situation concrète du Québec. L'intervenante est d'avis que cette position s'inspire plutôt de la réalité rencontrée aux États-Unis où le développement résidentiel et sa prévisibilité entraînent de manière soutenue le prolongement des conduites pour desservir un plus grand nombre de clients résidentiels<sup>105</sup>.

---

<sup>102</sup> Pièce A-0046 p. 144 à 146.

<sup>103</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 9.

<sup>104</sup> Pièce C-UC-0018, p. 8.

<sup>105</sup> Pièce C-UC-0018, p. 13.



[251] L'UC recommande à la Régie de choisir une méthode d'allocation du coût des conduites principales qui tienne compte de la situation particulière de Gaz Métro dans le contexte nord-américain, de l'historique de ses investissements et du fait que les extensions de réseau, depuis de nombreuses années, sont généralement causées par les demandes de grands clients industriels, commerciaux ou institutionnels et non par les clients résidentiels.

[252] Quant aux données contenues à la BDC, l'UC considère qu'elles posent problème, car les coûts qui s'y trouvent ne reflètent pas les conduites réellement mises en terre. L'intervenante soutient qu'il n'y a pas de correspondance entre les conduites répertoriées dans la BDC et celles qui sont vraiment dans le sol.

### 8.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[253] Le choix d'une méthode d'allocation du coût des conduites principales est une question complexe pour laquelle il n'existe pas de réponse simple et évidente. Comme l'a formulé l'expert Knecht :

*« In terms of allocating mains' costs, there is no perfect method, there is no agreed-upon method. If there were a simple answer to this problem, we'd have sorted it out a long time ago, we wouldn't all be going around and arguing about minimum system and zero intercept, and which is better and which is worse, if this were a clear problem »<sup>106</sup>.*

[254] Gaz Métro fait valoir que la méthode du réseau de taille minimale modifiée doit être retenue, car elle procure le meilleur respect de la causalité des coûts. Elle soutient que cette approche est cohérente avec les critères de conception du réseau et représente la méthode qui explique le mieux la relation entre le coût des conduites principales et le nombre de clients qu'elles desservent.

---

<sup>106</sup> Pièce A-0046, p. 16.

[255] La Régie considère plutôt que cette relation causale n'est pas aussi claire que le laisse entendre le Distributeur. À cet égard, elle partage l'avis de l'expert Knecht et estime que si la méthode du réseau de taille minimale était à ce point efficace quant à sa capacité à refléter la causalité des coûts, il n'existerait aucune divergence de point de vue entre experts, intervenants et distributeurs. Le choix de la méthode serait simple et sans équivoque, ce qui n'est pas le cas ici.

[256] Au terme de son examen des différentes méthodes d'allocation du coût des conduites principales, la Régie doit évaluer celle qui satisfait le mieux aux principes retenus précédemment et qui cadre adéquatement avec les particularités et le contexte du réseau de Gaz Métro.

### ***Base de données***

[257] Gaz Métro a expliqué que depuis l'adoption du progiciel SAP, il n'y a plus de liens directs entre l'information sauvegardée pour les besoins des registres comptables ou financiers dans les modules SAP et les données stockées dans la BDC. La Régie est préoccupée par cette perte de liens qui ne permet plus à Gaz Métro de maintenir la connaissance fondamentale qu'elle doit avoir sur les coûts de mise en place de son réseau.

[258] La Régie estime que cette perte de liens se traduit par un manque de connaissances relatives au développement historique du réseau, à l'évolution des investissements, aux coûts d'installation des conduites par type de matériau, par diamètre, par région et par année de mise en terre, des informations essentielles à l'exercice qui fait l'objet de la présente phase du dossier.

[259] Compte tenu des constats précédents, la Régie considère que l'utilisation des coûts moyens issus de la BDC et utilisés comme intrants dans la base de données de « *l'Ingénierie bonifiée* » réduit la représentativité et la significativité des méthodes de classification qui reposent sur l'accès à des données détaillées et fiables.

[260] Elle juge que les coûts moyens par diamètre de conduite obtenus à partir des données de la BDC et du processus d'épuration employé par Gaz Métro ne donnent pas une garantie suffisante de robustesse pour évaluer les différentes méthodes. La Régie note que Gaz Métro elle-même partage ce constat<sup>107</sup>.

---

<sup>107</sup> Pièce A-0044, p. 43 et 44.

[261] Ce constat amène la Régie à devoir traiter avec grande prudence toute méthode faisant appel à des données détaillées issues de la BDC. **Elle considère que le Distributeur doit dès maintenant faire les efforts requis pour rétablir ces liens afin de constituer une BDC fiable et représentative du réseau réel mis en terre.**

### *Causalité des coûts*

[262] À partir des constats établis précédemment, la Régie note que l'ensemble des critères de conception du réseau est énoncé et ordonnancé afin d'assurer que le réseau existant et les extensions planifiées satisfont les besoins de capacité requise des clients.

[263] La Régie constate également que lorsqu'un besoin d'extension de réseau se manifeste, à une distance donnée du point d'origine, outre la géographie et le type de sol où sera enfouie la conduite, ce sont la pression et le débit horaire requis qui déterminent le coût de l'addition et non le nombre de clients à desservir. Elle ne peut donc retenir la prétention de l'expert Overcast selon laquelle le nombre de clients serait le premier facteur inducteur des coûts des conduites.

[264] De plus, la Régie note, comme admis en audience par Gaz Métro<sup>108</sup>, que son réseau s'est développé principalement par des extensions visant l'ajout de grands clients industriels et que, par la suite, ces extensions ont permis le raccordement d'autres clients qui ont contribué à densifier le réseau. Ainsi, à cet égard, la Régie partage la position de la FCEI ainsi que l'avis de l'expert Chernick.

[265] La Régie ne peut donc retenir la thèse de l'expert Overcast selon laquelle le type de client raccordé n'a pas d'importance. Elle reconnaît qu'il est possible de faire ce constat dans l'environnement d'affaires d'autres distributeurs gaziers, mais qu'il est non applicable à Gaz Métro. En effet, la place qu'occupe le gaz naturel dans le bilan énergétique des ménages québécois et l'historique de développement du réseau de Gaz Métro font en sorte que cette thèse ne se vérifie pas dans le territoire desservi par le Distributeur.

---

<sup>108</sup> Pièce A-0036, p. 138.

[266] Par ailleurs, la Régie note la grande hétérogénéité du réseau de Gaz Métro lorsqu'on compare ses composantes régionales en termes de taux de densification. En moyenne, le réseau compte 21 clients/km de conduites, alors qu'il oscille entre 38 clients/km dans l'Île de Montréal et 8 clients/km dans les régions du Saguenay et de l'Estrie.

[267] La Régie retient du témoignage de l'expert Overcast qu'un réseau de taille minimale composé uniquement de conduites de plastique de deux pouces de diamètre, ayant un taux de densification de 20 clients/km de conduites, attribuerait à chaque client une capacité de 65 481 m<sup>3</sup>/an, en supposant un coefficient d'utilisation de 25 %. Dans les régions de l'Estrie et du Saguenay, avec un taux de densification de 8 clients/km de conduite, la capacité attribuée à chaque client serait de 163 703 m<sup>3</sup>/an<sup>109</sup>.

[268] Or, tel que reconnu par Gaz Métro et l'expert Overcast, le taux de densification du réseau a un impact sur le volume maximal alloué à chaque client pour une conduite de deux pouces<sup>110</sup>. La Régie est préoccupée par la grande variabilité de volume maximal alloué par client, alors qu'il passe de 163 703 m<sup>3</sup>/an à 34 464 m<sup>3</sup>/an pour, respectivement, des niveaux de densification de 8 et 38 clients/km de conduites. Cette variabilité des volumes alloués se traduit nécessairement en variabilité de la valeur de la composante accès. La Régie considère que cette variabilité du coût unitaire par client ne reflète pas adéquatement la causalité des coûts dans la détermination de la composante accès.

[269] De plus, la Régie constate que la proposition de Gaz Métro, qui fixe à 36 500 m<sup>3</sup>/an le seuil au-delà duquel les clients se voient allouer une composante capacité, a pour conséquence que les clients consommant entre 36 500 m<sup>3</sup>/an et 65 481 m<sup>3</sup>/an, ou même 163 703 m<sup>3</sup>/client pour certaines régions, subiraient une double allocation de la capacité.

[270] La Régie retient aussi que près de 94 % des clients consomment annuellement un volume inférieur à 36 500 m<sup>3</sup><sup>111</sup>. Dans les faits, ces clients consomment un volume annuel moyen de l'ordre de 4 400 m<sup>3</sup>. La Régie juge que la capacité minimale allouée à chacun des clients par la composante accès issue de la méthode du réseau de taille minimale modifiée dépasse largement leurs besoins, même lorsqu'est pris en compte le fait que les clients consommant moins de 36 500 m<sup>3</sup>/an ne se verront pas allouer de composante

---

<sup>109</sup> Pièce B-0005, p. 11.

<sup>110</sup> Pièce B-0045, p. 3, réponse à la question 2.2.

<sup>111</sup> Pièce B-0040, onglets FB01D et FB08.

capacité. Sur ce point, la Régie reprend à son compte les principaux éléments de l'analyse présentée par la FCEI<sup>112</sup>.

[271] La Régie partage l'avis de l'expert Chernick selon lequel la méthode du réseau de taille minimale modifiée repose sur l'hypothèse que le Distributeur aurait développé la pleine longueur de son réseau actuel pour raccorder l'ensemble de ses clients, indépendamment de leur niveau de consommation et que ce dernier n'a d'impact que sur le diamètre de la conduite installée pour répondre au besoin.

[272] La Régie ne peut adhérer à cette hypothèse du Distributeur, car elle ne trouve pas application dans le contexte de son réseau. En effet, elle est d'avis que les critères usuels de rentabilité n'auraient pu être satisfaits s'il avait fallu développer la pleine longueur du réseau actuel en conduites de plastique de deux pouces pour desservir uniquement des clients soutirant de faibles volumes de consommation annuelle.

**[273] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie considère que la méthode du réseau de taille minimale modifiée ne reflète pas adéquatement les relations causales entre les coûts des conduites de distribution et les facteurs inducteurs de ces coûts. En conséquence, elle juge que cette méthode ne satisfait pas au principe de respect de la causalité des coûts.**

#### *Partage des économies et des déséconomies d'échelle*

[274] La Régie partage l'avis de l'expert Chernick selon lequel l'attribution du coût d'un réseau de taille minimale à la composante accès a pour conséquence d'intégrer les économies d'échelle à la composante capacité. Ainsi, seuls les clients requérant une capacité au-delà de la capacité unitaire moyenne du réseau de taille minimale bénéficient de ces importantes économies d'échelle. La Régie juge qu'un tel partage des économies d'échelle n'est pas équitable.

[275] Tenant compte du contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur, la Régie considère que les économies d'échelle inhérentes au réseau de distribution doivent être partagées à l'ensemble de ses clients, incluant ceux à faible débit.

---

<sup>112</sup> Pièce C-FCEI-0034, p. 7 et 9.

[276] À cet égard, la Régie ne peut retenir la prétention de l'expert Overcast selon laquelle les économies d'échelle sont justement partagées entre les clients avec la méthode du réseau de taille minimale puisqu'elles sont prises en compte dans le coût total du réseau qui est le résultat de choix optimaux en matière de taille des conduites requises pour satisfaire les besoins des clients.

[277] La Régie est préoccupée par le transfert important de coûts aux clients des paliers à faible consommation que génère l'application de la méthode du réseau de taille minimale modifiée. D'ailleurs, à cet égard, l'expert Overcast précise que moins de 1 % des clients résidentiels consomment plus de 10 950 m<sup>3</sup>/année et qu'aucun ne consomme plus de 36 500 m<sup>3</sup>/année<sup>113</sup>.

[278] La Régie considère, tout comme l'expert Chernick, que non seulement ces 99 % des clients se verraient attribuer une part indue des coûts fixes d'installation du réseau de taille minimale, mais à l'opposé du spectre, les clients à grand débit profiteraient d'une trop grande proportion des économies d'échelle. Ce fait est d'autant plus préoccupant lorsque la Régie prend en compte que les besoins des clients à grand débit constituent les principaux facteurs inducteurs de développement du réseau de Gaz Métro.

**[279] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie considère que la méthode du réseau de taille minimale modifiée ne satisfait pas au principe visant à assurer un partage juste et équitable des économies et déséconomies d'échelle.**

**[280] En conséquence, la Régie juge que la méthode du réseau de taille minimale modifiée proposée par le Distributeur ne satisfait pas à deux des principes retenus précédemment. Elle rejette donc la méthode proposée pour établir la composante accès des conduites de distribution.**

---

<sup>113</sup> Pièce B-0005, p. 11.

## 8.2 COMPOSANTE ACCÈS DES CONDUITES DE DISTRIBUTION – AUTRES MÉTHODES

[281] Dans le présent dossier, outre la méthode du réseau de taille minimale, modifiée ou non, quatre autres méthodes ont fait l'objet de commentaires de la part des experts :

- la méthode classifiant 100 % des coûts à la composante capacité (méthode 100 % capacité);
- la méthode proposée par l'expert Chernick;
- la méthode de l'intercepte zéro;
- la méthode de l'allocation directe.

[282] La méthode 100 % capacité ne reconnaît pas l'existence d'une composante accès. Elle considère que le coût des conduites n'a qu'un seul inducteur : la capacité requise par les clients.

[283] La méthode proposée par l'expert Chernick consiste à allouer le coût des conduites de deux pouces et moins entièrement à la composante accès, alors que la composante accès du coût des conduites de diamètre supérieur est identifiée en utilisant le coût unitaire moyen de capacité de ces conduites appliqué sur la capacité d'une conduite de deux pouces<sup>114</sup>.

[284] Selon la méthode de l'intercepte zéro, la composante accès est représentée par le coût théorique d'une conduite de diamètre zéro et est déterminée à l'aide d'une régression linéaire effectuée sur une série de données portant sur les coûts d'installation des conduites en fonction de leur diamètre.

[285] La méthode de l'allocation directe consiste à allouer à chaque utilisateur le coût des conduites qu'il utilise en amont de ses installations au prorata de la capacité requise par chacun des clients utilisant ces conduites<sup>115</sup>. Cette méthode ne reconnaît pas l'existence d'une composante accès. La mise en place d'une telle méthode d'allocation nécessite une banque de données détaillées et fiables<sup>116</sup>.

---

<sup>114</sup> Pièce A-0048, p. 81 à 83.

<sup>115</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 10.

<sup>116</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 10 et 11.

## 8.2.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

### *Méthode 100 % capacité*

[286] Gaz Métro s'oppose à une méthode qui classifierait les coûts en totalité à la composante capacité, tout comme l'ensemble des experts au dossier.

[287] L'expert Overcast réitère l'importance du nombre de clients comme critère de causalité des coûts d'un réseau. À son avis, peu importe le type de client, qu'il soit résidentiel, commercial ou industriel, le nombre de clients raccordés au réseau a pour conséquence d'augmenter le nombre de km de conduites.

[288] Questionné par la Régie sur le respect du principe de la causalité des coûts lorsque la méthode 100 % capacité est employée, il mentionne :

*«No, it wouldn't represent a better cost causality because, typically, the system is growing every time you add a customer at the periphery. It doesn't matter what kind of customer it is. If you're going to extend the system to connect a new subdivision, you're going to extend the system. And if you remember the graph we used on Monday afternoon, you saw all those pipes that run around in a residential development or a small commercial development and all those... all that footage of minimum size pipe is being caused to connect those customers. And the fact that it serves demand in total, we've taken that into account properly in the cost allocation study. But it is the customers that are causing that cost. And it's also true that customers are causing the cost because, not only is that theoretically right, it's also empirically correct because we've run multiple studies that all show that customers, or services as the case may be, is a proximate cause of the main in distance and the main in cost and we've looked at it as time series [...]»<sup>117</sup>. [nous soulignons]*

[289] Quant à son avis sur une méthode qui classifierait les coûts en totalité à la composante capacité, il précise :

*« For distribution mains, allocation on the basis of capacity alone will not be consistent with cost causation unless the mains investment was segmented by pipe size so that larger customers would get no share of smaller pipes they did not use.*

---

<sup>117</sup> Pièce A-0044, p. 91 et 92.



*Even then the cost study would over allocate costs to larger residential customers and under allocate cost to smaller customers who use the exact same main. The allocation on the number of customers for small customers actually mirrors perfectly the way the system is designed, constructed and operated. Since cost causation is the gold standard of cost of service the allocation of a customer component of mains is the only option that meets the standard »<sup>118</sup>.*

### **Méthode proposée par l'expert Chernick**

[290] Gaz Métro fait remarquer qu'un décalage s'est opéré entre la position définie dans la preuve écrite de l'expert Chernick, dans laquelle il ne reconnaissait pas que le nombre de clients soit un inducteur de coûts, et sa recommandation formulée en audience, selon laquelle il propose une méthode comportant une composante accès.

[291] Le Distributeur considère que l'approche préconisée par l'expert Chernick allouerait les économies d'échelle de manière déraisonnable et inéquitable. En examinant un des scénarios présentés par l'expert Chernick, il est d'avis que les clients à petit débit bénéficieraient de 100 % des économies d'échelle générées par l'installation d'une conduite de six pouces de diamètre<sup>119</sup>.

[292] De plus, Gaz Métro soutient qu'une méthode reposant sur un partage des coûts entre les composantes accès et capacité ne peut allouer des coûts plus importants aux grands clients qu'une méthode reposant uniquement sur une composante capacité. Le Distributeur allègue également qu'une méthode accès-capacité ne peut avoir comme résultat une composante accès qui serait inférieure, en pourcentage, à une composante accès établie à partir de la méthode de l'intercepte zéro.

[293] Le Distributeur précise qu'en vertu de la méthode de l'intercepte zéro, la composante accès établie sur la base des conduites d'alimentation et de distribution se chiffre à 53 %. Quant à la méthode proposée par l'expert Chernick, elle conduit à un résultat de 31 % pour cette composante. Il soumet que de tels résultats sont contraires au principe d'équité qui doit prévaloir en matière d'allocation de coûts<sup>120,121</sup>.

---

<sup>118</sup> Pièce B-0097, p. 33.

<sup>119</sup> Pièce B-0123, p. 26.

<sup>120</sup> Pièce B-0123, p. 26.

<sup>121</sup> Pièce C-ROEE-0050, p. 17. Selon la méthode proposée par l'expert Chernick, la composante accès établie sur la base des conduites de distribution uniquement se chiffre à 42 %.

[294] Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur précise que si la Régie devait néanmoins retenir les recommandations de l'expert Chernick, cette méthode devrait alors être ajustée pour inclure une composante capacité applicable aux clients de moins de 36 500 m<sup>3</sup>.

### ***Méthode de l'intercepte zéro***

[295] Comme mentionné précédemment, le Distributeur propose d'abandonner la méthode de l'intercepte zéro et de plutôt utiliser la méthode du réseau de taille minimale modifiée.

[296] Appelé à commenter les critiques formulées à l'endroit de la méthode de l'intercepte zéro, l'expert Overcast précise :

*« [...] It seems to me that the arbitrary notion that some of the fixed cost of main is treated as variable is incorrect both practically and theoretically. The independent variable in the equation is the variable capacity not cost of main. The zero intercept is an estimate of the cost per foot for a zero capacity pipe in theory*

*(with all the caveats discussed answered in response of question 1.1). The fixed cost of pipe does vary with capacity in any event because the greater the load above the load supplied by the minimum system the capacity cost increases albeit at a declining rate per unit of capacity. With respect to transmission mains it is normal to allocate the cost of these mains on capacity »<sup>122</sup>.*

## **8.2.2 POSITION DES INTERVENANTS**

### **ACIG**

[297] L'expert Knecht a procédé à une revue des différentes méthodes utilisées pour la classification des conduites. Il fait notamment état des critiques à l'égard de ces méthodes. La Régie reprend ci-après les éléments essentiels de cette revue.

---

<sup>122</sup> Pièce B-0097, p. 33.

[298] L'expert traite tout d'abord de la complexité sous-jacente à l'élaboration d'une méthode d'allocation des coûts :

«AT EXHIBIT B-0023 PAGE 6, THE COMPANY INDICATES THAT CLASSIFYING AND ALLOCATING MAINS COSTS IS THE MOST COMPLEX AND MOST CONTENTIOUS ASPECT OF NGDC COST ALLOCATION. DO YOU AGREE?»

*I do.*

*In traditional NGDC cost allocation studies, the primary debate applies to the issue of “classifying” mains costs into demand-related, customer-related and (sometimes) energy-related components. This debate arises for two basic reasons.*

*The first is that there is no obvious theoretically correct answer to the question. From an engineering perspective, each length of main must be sized to meet the maximum demand of all firm service customers downstream from that main (without an undue loss of pressure), and the total mains system must be extended to interconnect all customers. This leads to a common sense conclusion that mains costs are causally related to both design demand (size of pipe) and number of customers (length of pipe). However, mains costs are also affected by a variety of factors, including differences between urban and rural construction, soil conditions, road conditions, rights-of-way, etc., and it is unclear whether or how such factors can or should be reflected in a cost allocation study. Moreover, as Dr. Overcast correctly demonstrates, mains costs exhibit substantial economies of scale, and it is a matter of some debate about how those economies should be reflected in mains cost allocation. [note de bas de page omise]*

*The second reason for the debate is that the choice of methodology has a large impact on the end result [...]»<sup>123</sup>. [nous soulignons]*

[299] Quant à la méthode 100 % capacité, l'expert Knecht la commente en ces termes :

«*In numerous cost allocation proceedings in which Mr. Knecht has participated, some cost allocation experts express the view that no portion of customer costs should be classified as customer-related, because the “fixed” component in the minimum system or zero-intercept method is not correlated with customer count.*

---

<sup>123</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 5.

[...]

*As described in Mr. Knecht's evidence, Mr. Knecht believes that such a method would fail to reflect the length factor in system mains. While the length factor for any particular system can only be derived by detailed analysis, the general conclusion that mains costs are in some way proportional to customer count is corroborated by the statistical analysis shown in Exhibit B-0005 (B&V report) at pages 13-15 »<sup>124</sup>.*

[300] Il conclut ainsi sur l'importance de la composante accès :

*« Conceptually and from a common sense standpoint, regardless of the fact that there's a relatively low customer density on the system, it still means that there is a customer component. Conceptually there is a customer component of costs related to the extra length of mains that need to be installed to attach all the customers and there's a demand related cost. So the answer to your question is : if we're using a generic method, yes, I believe there should be an access component »<sup>125</sup>. [nous soulignons]*

[301] L'expert Knecht mentionne qu'à sa connaissance, la méthode classifiant 100 % des coûts à la composante capacité est utilisée dans certaines juridictions aux États-Unis, mais nulle part au Canada<sup>126</sup>. Il mentionne également que cette méthode a pour conséquence d'allouer une part importante du coût des conduites aux clients à grand débit<sup>127</sup>.

[302] Par ailleurs, l'ACIG soutient que les résultats de la méthode proposée par l'expert Chernick pour la composante capacité des conduites d'un diamètre supérieur à deux pouces sont nettement surévalués et qu'ils n'ont aucune commune mesure avec la contribution réelle des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> à la capacité des conduites de distribution et d'alimentation<sup>128</sup>.

[303] L'ACIG souligne qu'il importe de ne pas sous-estimer les conséquences très préjudiciables pour les clients à grand débit que comporterait l'adoption de l'approche

---

<sup>124</sup> Pièce C-ACIG-0031, p. 18 et 19.

<sup>125</sup> Pièce A-0046, p. 87.

<sup>126</sup> Pièce A-0046, p. 22.

<sup>127</sup> Pièce A-0046, p. 22.

<sup>128</sup> Pièce C-ACIG-0041, p. 12.

préconisée par l'expert Chernick quant au poids relatif des composantes accès et capacité qu'il propose pour les conduites principales.

[304] L'ACIG recommande donc de rejeter la méthode préconisée par l'expert Chernick au chapitre de la répartition des coûts des conduites principales entre la composante accès et la composante capacité.

[305] En ce qui a trait à l'allocation directe des conduites principales, l'expert Knecht est d'avis que cette méthode constitue théoriquement l'approche idéale lorsque comparée à celle de l'intercepte zéro ou à celle du réseau de taille minimale :

*« IS THERE A COST ALLOCATION APPROACH THAT IS THEORETICALLY SUPERIOR TO THE MINIMUM SYSTEM AND ZERO-INTERCEPT METHODS? »*

*I am not aware of a simple, practical, widely used approach that is superior to these established methods.*

*Ideally, mains costs would be allocated only to customers who use the mains. The only way to accomplish that objective in a way that reflects the specific configuration of a particular gas system would be to evaluate the distribution system at a very detailed level. It is simply not possible for a minimum system or zero intercept method to correctly assess whether mains footage is being driven primarily by the need to serve distributed residential customers, or it is being driven by the need to serve remote industrial customers.*

*In such an ideal detailed method, the cost for each segment of pipe would be allocated to customers downstream of that pipe segment, based on each customer's design demand served by that pipe segment. This type of approach would have the advantages that mains costs would be assigned only to customers who use the mains, the demand-related component of cost would be directly reflected in the allocation of each pipe segment, and the customer-related component of cost would be directly reflected in that the costs for many kilometres of small-diameter mains would only be assigned to the small customers served by those mains, while the larger customers who required extended mains would be allocated the appropriate costs. As such, this approach would be fully consistent with the "decomposition" principle identified by Gaz Métro.*

*The obvious disadvantages to such an approach are the complexity and the detailed data requirements. Such an approach could only be undertaken if (a) the*

*Company has the necessary data and information systems, and (b) the Company sees value in undertaking such an approach. At present, it is my understanding that the Company does not have the requisite information to undertake such a detailed evaluation. As the geographic information software and system modeling tools improve, I would expect that such an approach would become increasingly possible »<sup>129</sup>. [les notes de bas de page ont été omises] [nous soulignons]*

## **ROEE et UC**

[306] L'expert Chernick présente une méthode pour fixer une composante accès, même s'il soutient que le nombre de clients n'a pas nécessairement d'impact sur la longueur des conduites mises en terre. La méthode qu'il propose classifie 42 % des coûts des conduites de distribution à la composante accès<sup>130</sup>.

[307] L'expert Chernick propose une nouvelle méthode, qu'il résume ainsi :

*«Now, in the realistic planning model that I put forth, where two-inch pipe is actually installed, then the trenching and other costs are allocated on the connection count and go primarily to small customers. Those are small lines, we think that they serve primarily small customers, and so the small customers primarily pay for them. And that's really the same as Gaz Métro's approach for those lines.*

*But where larger lines are installed, then the trenching and the cost of the actual pipe, in my approach, is allocated on demand and spread out over everybody who uses the pipe. And the small customers are just part of that, and they wind up paying less than they would for a two-inch pipe, since there's actually a big pipe, and their requirement in that pipe is relatively inexpensive. As Dr. Overcast has explained in great detail, there are lots of economies of scale in pipe diameter »<sup>131</sup>.*

[308] L'expert Chernick explique en ces termes les différences entre la méthode qu'il propose et la méthode du réseau de taille minimale :

---

<sup>129</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 10 et 11.

<sup>130</sup> Pièce C-ROEE-0050, p. 17. La méthode proposée par l'expert Chernick classifie 31 % des coûts des conduites d'alimentation et de distribution à la composante accès.

<sup>131</sup> Pièce A-0046, p. 146 et 147.

« [...] we take the same groups of customers and say they're responsible for all the two-inch lines and then some of the larger lines. The difference is basically how we allocate out the economies of scale in those larger lines and Gaz Métro and Dr. Overcast say, "Charge the small customers as if you had built a two-inch line just for them and then give all the economies of scale to demand", to essentially the larger customers, and I say, in my tables 1 and 3, I say, "No, let's look at those larger pipes and say what's the average cost and let's take the capacity..." basically you've got this big pipe and you say, "Okay, this piece of it would be the equivalent of a two-inch pipe. "

[...]

*So there's benefits for everybody using that pipe from the fact that it's one big pipe and not a lot of little pipes and my approach is to assume that the small customers would have needed the entire capacity of a two-inch pipe which is not likely the case, you know, obviously because there are some smaller pipes and it's hard to believe that each of the two-inch pipes is exactly filled with gas at its maximum.*

*But I make that assumption and say, "Put all of the cost of enough capacity to carry what a two-inch pipe would carry, give that to the access charge and hence, basically, to small customers, to the customer charge, customer allocation and give the rest of it to the demand classification" »<sup>132</sup>. [nous soulignons]*

[309] En audience, questionné sur le partage des économies d'échelle induit par sa méthode, l'expert Chernick répond :

« *Puis croyez-vous toujours que la table 1 surestime la composante accès?*

*R : There may be portions, elements that would tend to overestimate the access component, but I have not been able to calculate those »<sup>133</sup>.*

[310] En ce qui a trait à l'utilisation d'une méthode classifiant 100 % des coûts à la composante capacité, il répond :

« *I don't think I recommended that a hundred percent (100 %) capacity allocation for the mains... [...] was really the fairest. I said that many jurisdictions use that*

<sup>132</sup> Pièce A-0048, p. 81 à 83.

<sup>133</sup> Pièce A-0048, p. 67.

*approach [...] and if, at some point, the board looks at the messiness of the data and the difficulty in sorting out all the different cases [...] and wants to have a simple rule, the simple allocation which comes closest to being equitable would be a demand allocation »<sup>134</sup>.*

[311] L'UC soutient que le commentaire de l'expert Overcast, lorsqu'il affirme qu'un développement résidentiel, lors de son implantation, serait automatiquement raccordé au réseau de distribution de gaz naturel, ne prend pas en considération la réalité exceptionnelle du Québec. Sur le territoire de Gaz Métro, cette source d'énergie est en concurrence avec l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et des locaux qui sont sa niche habituelle, ailleurs en Amérique du Nord. Elle soutient qu'il est faux d'affirmer, comme le prétend l'expert Overcast relativement à la clientèle résidentielle, qu'elle sera inévitablement captée, « *eventually going to get those* ».

[312] En conséquence, l'UC demande à la Régie d'adopter une méthode pour la répartition des coûts des conduites de distribution et alimentation qui prennent en considération le fait que pour Gaz Métro, le nombre de clients n'a que très peu d'impact puisque c'est le volume à livrer et la demande globale qui déterminent la longueur, la capacité et donc le coût des conduites.

### 8.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[313] La Régie a pris connaissance du point de vue de trois experts sur les méthodes de classification des conduites principales. Comme l'a souligné Gaz Métro, le dossier est constitué d'une preuve étoffée<sup>135</sup>. Tenant compte de ces différentes opinions, des lacunes des bases de données dont dispose le Distributeur et du contexte particulier dans lequel ce dernier évolue, la Régie veut retenir une méthode qui respecte les principes retenus précédemment.

[314] La Régie considère que la preuve présentée par les experts lui a été utile et lui a permis de bien saisir les fondements théoriques des méthodes et de bien cerner les avantages et limites de chacune des approches discutées. Elle a pu ainsi faire un appariement entre les méthodes proposées et l'établissement des meilleurs liens de causalité tenant compte du contexte spécifique à Gaz Métro.

---

<sup>134</sup> Pièce A-0048, p. 71.

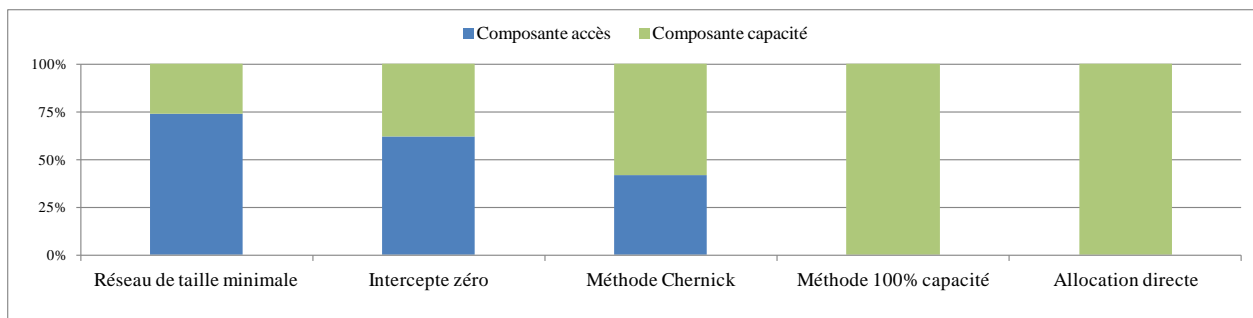
<sup>135</sup> Pièce A-0036, p. 25.



[315] La Régie constate que, mis à part la méthode de l'allocation directe, aucune des méthodes examinées ne prend en considération le niveau de pression et le débit horaire requis par le client ou son emplacement sur le réseau. Par ailleurs, l'examen de la preuve a clairement révélé que ces critères sont des paramètres importants pris en compte lors de la conception du réseau.

[316] La Régie note, tel qu'illustré au graphique 6, que les méthodes analysées produisent des résultats couvrant un large spectre en termes de classification du coût des conduites de distribution entre les composantes accès et capacité.

**GRAPHIQUE 6**  
**COMPARAISON DES RÉSULTATS DES MÉTHODES**



### 8.2.3.1 Méthode de l'allocation directe

[317] La Régie partage l'avis de l'expert Knecht, et juge qu'idéalement la meilleure méthode pour allouer le coût des conduites principales à l'ensemble des clients repose sur l'allocation directe.

[318] En effet, la Régie considère que cette méthode, telle que décrite par l'expert Knecht, est celle qui reflète le plus adéquatement le principe de causalité des coûts puisque chacun des clients assume une partie du coût des conduites qu'il utilise.

[319] La Régie juge également que la méthode d'allocation directe permet un partage équitable des économies d'échelle entre les clients, dans la mesure où le coût de chacun des tronçons des conduites est alloué aux clients qui les utilisent, au prorata de la capacité requise par ces clients. Ainsi, le coût unitaire de la capacité d'une conduite est le même pour l'ensemble des clients qui utilisent cette conduite. Dans de telles conditions, les

économies d'échelle sur un même tronçon sont réparties uniformément sur chacun des m<sup>3</sup>-jour de capacité de ce tronçon. Il en est de même pour les déséconomies d'échelle ou le coût associé à des capacités excédentaires du réseau.

[320] Cette méthode se démarque donc significativement des méthodes qui fixent une composante accès à partir de la longueur du réseau, comme c'est le cas pour la méthode du réseau de taille minimale, la méthode de l'intercepte zéro ou celle proposée par l'expert Chernick.

[321] Toutefois, tenant compte des constats faits quant à la disponibilité et à la qualité des données de la BDC, la Régie considère qu'il est peu probable que la méthode d'allocation directe puisse être employée à brève échéance. **En conséquence, elle réitère sa demande faite au Distributeur de mettre en place les processus internes de collecte de données qui permettront de combler les lacunes constatées à cet égard dans le présent dossier.**

[322] Enfin, la Régie note que la méthode de l'allocation directe n'identifie pas spécifiquement de composante accès. Ainsi lorsqu'un client raccordé au réseau ne consommerait pas pour une année, aucun coût ne lui serait alloué malgré le fait qu'il ait accès au réseau gazier. La Régie considère que cette possibilité de service gratuit constitue la principale lacune de cette méthode.

[323] En conclusion, la Régie est d'avis que la méthode de l'allocation directe serait la méthode qui reflèterait le mieux la causalité des coûts et permettrait un partage équitable des économies et déséconomies d'échelle entre les catégories de clients. Toutefois, elle considère que cette méthode est impraticable tenant compte des carences de la BDC. De plus, elle nécessiterait une adaptation pour y introduire une composante accès.

### **8.2.3.2 Méthode de l'intercepte zéro et méthode proposée par l'expert Chernick**

[324] La méthode de l'intercepte zéro et la méthode proposée par l'expert Chernick permettent d'établir une composante accès. La Régie retient que tous les experts s'entendent sur l'importance d'une telle composante, c'est-à-dire une composante qui détermine quelle portion des coûts des conduites principales peut être identifiée comme un coût permettant à la clientèle d'accéder au réseau. Ils recommandent donc l'adoption d'une de ces méthodes, notamment pour cette raison.

[325] À la lumière des commentaires des experts, la Régie tire les conclusions suivantes sur ces deux méthodes :

- elles reposent sur l'hypothèse d'une corrélation entre le nombre de clients et le nombre de km de conduites installées, comme la méthode du réseau de taille minimale;
- elles identifient la portion dite fixe du coût d'installation des conduites qu'elles associent à la composante accès, en déterminant un coût fixe unitaire par mètre qu'elles multiplient par le nombre de mètres de conduites installées, tout comme le fait la méthode du réseau de taille minimale;
- elles s'apparentent, d'un point de vue méthodologique, à la méthode du réseau de taille minimale, mais s'en distinguent par le calcul différent du coût fixe unitaire qu'elles proposent.

[326] La Régie considère que ces deux méthodes présentent des similitudes méthodologiques suffisantes pour lui permettre d'examiner simultanément dans quelle mesure elles respectent les principes retenus précédemment.

### ***Causalité des coûts***

[327] Tout comme la méthode du réseau de taille minimale, ces deux méthodes identifient un coût fixe minimal d'installation du réseau par mètre de conduites. Ce coût correspond au coût de mise en terre d'une conduite hypothétique de diamètre zéro ou de taille minimale et est transposé à chaque km de conduites du réseau existant. Le coût de la composante accès est donc fonction du nombre de km de conduites du réseau et du coût unitaire minimal ainsi calculé. La Régie constate que le niveau de densification du réseau n'a aucune incidence sur la part des coûts des conduites qui sera associée à la composante accès issue de ces méthodes.

[328] La Régie s'interroge sur les liens de causalité entre le nombre de clients desservis par un réseau et les coûts associés à la composante accès déterminés par les méthodes de l'expert Chernick et de l'intercepte zéro. À cet égard, elle retient la position énoncée par les opposants à la méthode de l'intercepte zéro et du réseau de taille minimale, tel qu'évoqué par l'expert Knecht :

*«In the simplest interpretation, this model splits costs into “fixed” and “variable” components, in which the “variable” costs related to the capacity of*

*the mains are deemed to be demand-related and the “fixed” costs (as represented by the  $a * F_T$  term) are assumed to be related to number of customers. In this framework, the classification of the  $\sum^i b * K_i * F_i$  term as demand-related is theoretically sound, as these costs are clearly proportional to demand. (Since main carrying capacity must be sufficient to meet peak demand, customer demand and main carrying capacity are equivalent.)*

*However, the obvious difficulty with this framework is that fixed costs are fixed, and there is not a strong theoretical basis for allocating those costs based on number of customers, peak demand, commodity throughput, or any other arbitrary factor. While there may be rate design advantages to recovering fixed costs with a customer charge, there is no cost causation reason for allocating truly fixed costs based on number of customers. This basic argument is often advanced by cost allocation practitioners who oppose zero-intercept or minimum system methods »<sup>136</sup>. [nous soulignons]*

[329] La Régie constate qu’il y a une corrélation directe entre le coût de mise en terre d’une conduite et la longueur de cette conduite. L’expert Overcast affirme qu’il y a une forte corrélation entre le nombre de kilomètres de conduites et le nombre de clients. De ces deux corrélations, l’expert déduit l’hypothèse suivante : la portion fixe des coûts de mise en terre d’une conduite est fonction du nombre de clients qui y sont raccordés.

[330] La Régie est d’avis que s’il est vrai que cette hypothèse se vérifie dans un réseau dense et homogène constitué majoritairement de clients résidentiels ou commerciaux, elle considère que cette hypothèse ne se vérifie pas dans un réseau atypique comme celui de Gaz Métro.

[331] La Régie reconnaît que la construction d’un réseau de distribution de gaz naturel comporte une importante portion de coûts fixes. Elle reconnaît également que la capacité additionnelle attribuable à une conduite de six pouces par rapport à la capacité de base d’une conduite de deux pouces est importante. Cette capacité additionnelle est plus que proportionnelle au coût marginal de mise en terre d’une conduite de diamètre supérieur, comme l’a démontré l’expert Overcast. C’est là une source importante d’économies d’échelle qui caractérisent ce type d’infrastructure.

---

<sup>136</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. C2.

[332] Cependant, la Régie est d'avis qu'il y a une distinction à faire entre l'identification de la partie fixe des coûts et la décision de répartir ce coût fixe au prorata du nombre de clients ou de l'associer uniquement à la composante accès des conduites principales.

[333] La Régie note que les coûts associés à un réseau de taille minimale ou à un réseau de diamètre zéro, qui sont considérés comme la partie fixe du coût des conduites, représentent respectivement 74 % et 62 % du coût total des conduites de distribution. Ces méthodes associent ce coût fixe important à la composante accès qui, par définition, est allouée au prorata du nombre de clients. La Régie ne partage pas l'avis des experts sur ce lien de causalité, particulièrement dans le contexte du réseau de Gaz Métro.

[334] La Régie réitère que son opinion sur les méthodes d'allocation des coûts des conduites principales se fonde, d'abord et avant tout, sur les principaux critères de conception et d'opération du réseau, qui sont associés à la capacité, soit la pression et le débit horaire requis, et au taux de perte qui est fonction de la distance par rapport au point source. Elle est d'avis que le nombre de clients à desservir est un inducteur de coûts peu significatif du coût des conduites principales, particulièrement dans un réseau atypique comme celui de Gaz Métro. À cet égard, la Régie s'appuie sur le fait établi en preuve qu'à pression, débit horaire et emplacement identique sur le réseau, le nombre de clients à desservir n'a aucun impact sur les critères de conception du réseau.

[335] Cependant, la Régie ne nie pas que ces méthodes puissent constituer un bon proxy et s'appliquer adéquatement dans d'autres réseaux nord-américains, où le contexte s'y prête mieux que dans le réseau atypique de Gaz Métro.

[336] Par ailleurs, la Régie considère que ces approches de fixation de la composante accès prennent comme hypothèse que Gaz Métro aurait mis en terre tous les km de conduites de son réseau de distribution pour répondre à la demande de 196 191 clients répartis sur un aussi vaste territoire. Elle juge que la justification de rentabilité économique d'une telle hypothèse est insoutenable lorsque sont pris en compte les faibles volumes de consommation associés aux clients de petite taille<sup>137</sup>.

[337] À la lumière de ces constats et de la preuve au dossier, la Régie est d'avis que le nombre de clients ne peut expliquer à lui seul tous les km de conduites du réseau de distribution mises en terre. Elle estime que ce constat vaut autant pour les méthodes du

---

<sup>137</sup> Pièce B-0097, p. 32.

réseau de taille minimale que pour celle proposée par l'expert Chernick ou celle de l'intercepte zéro.

[338] Enfin, la Régie note que ces méthodes fixent le coût de la composante accès en appliquant un coût unitaire sur chacun des mètres du réseau. En fixant ainsi le coût de la composante accès, elle constate que le niveau de densification du réseau aura un impact sur le coût de la composante accès alloué à chacun des clients. Ainsi, pour un réseau et une valeur de composante accès donnés, plus le réseau sera densifié, plus le coût fixe alloué à chacun des clients sera faible. À l'inverse, si le réseau est moins densifié, le coût fixe alloué à chacun des clients sera élevé.

[339] Ce résultat a d'ailleurs été reconnu par Gaz Métro et l'expert Overcast quant à la capacité minimale allouée à chacun des clients découlant de la méthode du réseau de taille minimale proposée<sup>138</sup>.

[340] La Régie considère que, selon ces méthodes, le niveau de densification affecte de manière importante le coût de la composante accès alloué à chacun des clients, sans que cela reflète adéquatement la causalité des coûts. Elle réitère ici le même commentaire que celui formulé précédemment à l'égard de la méthode du réseau de taille minimale modifiée énoncé au paragraphe 273.

[341] Or, comme l'a démontré la preuve et comme l'ont argumenté la FCEI, le ROÉÉ et l'UC, la Régie retient que le réseau de distribution de Gaz Métro, tel qu'il existe actuellement, est peu densifié et résulte principalement d'extensions réalisées afin de raccorder de grands clients industriels consommant de grands volumes de gaz naturel. Conséquemment, l'application de telles méthodes dans ce contexte conduit à surestimer le coût de la composante accès alloué à chacun des clients.

[342] Enfin, la Régie retient que les problèmes de fiabilité de données comptables et de validité statistique des résultats ont conduit le Distributeur à remettre en question l'utilisation de la méthode de l'intercepte zéro<sup>139</sup>.

---

<sup>138</sup> Pièce B-0045 p. 3.

<sup>139</sup> Pièce B-0111, p. 17.

### *Partage équitable des économies et déséconomies d'échelle*

[343] La Régie partage l'avis de l'expert Chernick selon lequel les économies d'échelle se retrouvent dans la composante capacité lorsque la méthode du réseau de taille minimale est retenue. Elle juge que cette conclusion s'applique également à la méthode de l'intercepte zéro, mais dans une moindre mesure.

[344] La Régie reconnaît que l'alimentation de clients consommant de grands volumes peut requérir des conduites d'un diamètre supérieur à deux pouces générant d'importantes économies d'échelle. Les méthodes du réseau de taille minimale et de l'intercepte zéro ont pour conséquence de faire assumer la partie la plus importante des coûts fixes du réseau de distribution à la composante accès, alors que la Régie retient de la preuve que ce n'est pas le nombre de clients qui a justifié l'installation de tous les km de conduites.

[345] Ce dernier constat préoccupe la Régie dans la mesure où il est tout à fait possible que la demande générée par des clients à faible consommation ne soit pas prise en compte pour établir la longueur ou le diamètre d'une conduite à mettre en place si cette dernière est considérée marginale ou peu significative dans l'ensemble d'un projet de raccordement. À cet égard, elle considère éloquent l'exemple du projet récent de prolongement de réseau vers Thetford Mines invoqué par l'expert Chernick.

[346] Ainsi, tenant compte du contexte particulier dans lequel évolue Gaz Métro, la Régie considère que la méthode de l'intercepte zéro, tout comme celle du réseau de taille minimale, ne permettent pas un partage équitable entre les clients des importantes économies d'échelle d'un réseau gazier.

[347] La Régie reconnaît cependant que la proposition de l'expert Chernick permet un partage différent des économies d'échelle pour les conduites de diamètre supérieur à deux pouces. En conséquence, pour ces conduites, une portion importante des économies d'échelle se retrouve dans la composante accès.

[348] Par ailleurs, même si la Régie considère que la méthode Chernick prend en compte une portion des économies d'échelle dans la composante accès pour les conduites de diamètre supérieur à deux pouces, ce n'est pas le cas pour les conduites de deux pouces et moins pour lesquelles les coûts sont entièrement alloués au prorata du nombre de clients. Ce traitement s'apparente à celui de la méthode du réseau de taille minimale. En

conséquence, la Régie réitère à l'égard de ce modèle les mêmes préoccupations que celles exprimées à l'égard du réseau de taille minimale.

[349] Ainsi, bien que le partage des économies d'échelle soit plus équitable avec la méthode de l'expert Chernick, la Régie considère qu'elle conduit à une surestimation de la valeur de la composante accès. D'ailleurs, l'expert fait lui-même ce constat<sup>140</sup>.

**[350] La Régie conclut que les méthodes de l'intercepte zéro et de l'expert Chernick ne reflètent pas adéquatement la causalité des coûts et ne tiennent pas compte du contexte particulier du réseau de Gaz Métro. De même, elles ne permettent pas un partage équitable des économies d'échelle entre les différentes catégories de clientèle. La Régie ne peut donc retenir ces méthodes.**

### 8.2.3.3 Méthode 100 % capacité

[351] Aucun expert ne recommande l'utilisation d'une méthode allouant la totalité du coût des conduites principales à la composante capacité et, par conséquent, une composante accès de valeur nulle. Tous s'entendent pour dire que le coût d'accès au réseau doit être assumé par chacun des clients et doit donc se retrouver dans la méthode de classification des coûts des conduites principales.

[352] Considérant les critères de conception du réseau et le contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur, la Régie est d'avis que d'un point de vue technique, une méthode 100 % capacité semble celle qui reflèterait le mieux la causalité des coûts. L'expert Knecht mentionnait à l'égard de cette méthode :

*« That method implicitly assumes that the length of the mains are not related to the number of customers. It implicitly assumes that the mains requirement for a thousand (1,000) small customers in terms of the length of the mains is the same as that for one large industrial customer as long as the two use the same, have the same total peak consumption »<sup>141</sup>. [nous soulignons]*

---

<sup>140</sup> Pièce A-0048, p. 67.

<sup>141</sup> Pièce A-0046, p. 22.



[353] Lorsque la Régie examine la composition du réseau de Gaz Métro et sa configuration caractérisée par un faible niveau de densification et un volume moyen de livraison par client très élevé, elle considère que le nombre de clients n'est pas un élément causal particulièrement déterminant dans les coûts de développement du réseau. Ainsi, de ce point de vue, l'utilisation d'une méthode 100 % capacité peut apparaître adéquate.

[354] De plus, l'historique de développement du réseau de Gaz Métro s'étant appuyé majoritairement sur des extensions et de l'ajout de capacité afin de satisfaire la demande de grands clients, la Régie considère que le facteur inducteur de coût de la longueur des conduites mises en terre a peu à voir avec le nombre de clients raccordés ou de branchements ajoutés.

[355] Par ailleurs, la méthode 100 % capacité identifie un coût unitaire moyen identique pour chaque unité de capacité demandée d'un réseau. Ce coût unitaire prend en compte autant les économies d'échelle que le coefficient d'utilisation du réseau. En répartissant uniformément les économies et déséconomies d'échelle sur chacun des m<sup>3</sup>-jour de capacité demandée, la Régie est d'avis que la méthode 100 % capacité permet un partage équitable des économies et déséconomies d'échelle entre les différentes catégories de clients.

[356] En conséquence, la Régie considère que la méthode 100 % capacité comporte des avantages importants, tant à l'égard des liens de causalité que du partage des économies d'échelle.

[357] Cependant, la Régie reconnaît que la faiblesse de cette méthode réside dans la valeur nulle de la composante accès, faisant en sorte qu'aucun coût fixe minimal n'est alloué à chacun des clients. Ainsi, un client à faible consommation requérant très peu de capacité se verrait allouer une portion quasi nulle du coût des conduites de distribution.

[358] Or, les conduites de distribution sont des actifs qui, une fois installées, représentent un coût fixe important. Bien que la capacité requise soit le principal facteur inducteur du coût des conduites principales, la Régie considère qu'une méthode d'allocation des coûts équitable doit inclure une composante accès établie afin de faire assumer à chacun des clients le coût associé à une capacité minimale définie qui lui serait allouée, indépendamment de son besoin réel en capacité.

[359] La Régie est d'avis que la capacité requise constitue le facteur inducteur de coût prépondérant à prendre en compte dans l'allocation du coût des conduites de distribution.

**[360] La Régie ne retient cependant pas la méthode 100 % capacité car elle estime essentiel qu'une composante accès soit établie afin de faire assumer par chaque catégorie de clients, indépendamment de la capacité qu'elle requiert, une portion minimale du coût du réseau de distribution.**

### **8.3 MÉTHODE RETENUE PAR LA RÉGIE**

[361] La Régie reprend ci-après les grandes conclusions énoncées précédemment et qui doivent servir à encadrer l'établissement d'une méthode optimale de classification des conduites de distribution :

- la capacité demandée est le principal critère de conception du réseau qui doit être pris en compte dans la méthode d'allocation des coûts des conduites principales;
- le nombre de clients n'est pas un critère de conception de réseau et, par conséquent, n'est pas un facteur inducteur des coûts du réseau;
- la méthode doit satisfaire aux principes énoncés et refléter le contexte dans lequel évolue le Distributeur;
- la méthode doit comporter une composante accès afin d'éviter la gratuité de service;
- la méthode doit éviter le recours aux données détaillées, compte tenu des problèmes constatés de fiabilité de la BDC.

[362] Comme exprimé aux sous-sections précédentes, la Régie est d'avis que les méthodes examinées en preuve et discutées en audience comportent toutes des failles et des inconvénients qui surpassent leurs avantages.

[363] Dans un premier temps, la Régie constate que les problèmes de fiabilité des données ont notamment conduit Gaz Métro et l'expert Overcast à s'éloigner de la méthode de l'intercepte zéro. Ils proposent plutôt l'utilisation de la méthode du réseau de taille minimale, modifiée pour pallier les lacunes qui lui sont habituellement attribuées.

[364] Bien que cette méthode proposée fasse une utilisation moins intensive de la BDC, la Régie juge qu'elle ne satisfait pas adéquatement aux principes de respect de la causalité des coûts et de partage équitable des économies et déséconomies d'échelle. De plus, la Régie ne partage pas la prémisse à la base de cette méthode selon laquelle le nombre de clients est le principal facteur inducteur des coûts des conduites installées.

[365] Dans un second temps, la Régie a conclu que la méthode de l'expert Chernick, qui est aussi une méthode dérivée de la méthode du réseau de taille minimale, souffre en partie des mêmes lacunes que la méthode dont elle est issue.

[366] Enfin, quant aux méthodes 100 % capacité et d'allocation directe, la Régie conclut que, bien que préférables, elles présentent comme lacune principale le fait de ne pas reconnaître un coût fixe minimal d'accès au réseau. De plus, la méthode d'allocation directe, jugée supérieure, nécessite un recours intensif à des données détaillées, ce qui est impraticable dans le cas présent.

[367] Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge qu'aucune des méthodes prise isolément ne permet de satisfaire pleinement aux principes retenus et de refléter adéquatement la réalité du réseau de Gaz Métro.

[368] Considérant l'ensemble des conclusions énoncées précédemment et particulièrement des contraintes relatives à la disponibilité et à la qualité des données de la BDC, la Régie a jugé nécessaire de poursuivre sa réflexion afin de définir une méthode optimale qui intègre les approches proposées ainsi que les commentaires formulés par les experts.

[369] La Régie possède l'expertise technique, l'expérience et les connaissances nécessaires aux fins d'exercer sa juridiction en la matière, ayant, depuis plusieurs années, fixé les tarifs du Distributeur, surveillé ses opérations et ses activités, étudié divers projets d'investissement et appliqué et interprété sa loi constitutive en matière de réglementation de la distribution du gaz naturel. Ainsi, lorsque la Régie détermine la méthode d'allocation des coûts des conduites de distribution du Distributeur, elle agit conformément à sa compétence d'attribution prévue en l'occurrence à l'article 32 (2°) de la Loi.

[370] Elle considère donc qu'en combinant différents éléments de ces méthodes, elle est en mesure de retenir une méthode de classification des coûts des conduites de distribution

qui satisfait aux principes énoncés précédemment et qui tient compte des particularités du réseau. Il s'agit de la Méthode retenue.

[371] La Régie partage l'avis des trois experts, à savoir qu'une méthode d'allocation des coûts des conduites de distribution doit permettre une classification entre une composante accès et une composante capacité. Elle considère en effet que chacun des clients raccordés au réseau doit assumer sa juste portion des coûts d'accès au réseau. Ainsi, à la lumière de l'ensemble de la preuve au dossier et des méthodes analysées, la Régie détermine une méthode de classification des coûts des conduites de distribution.

[372] La Régie est d'avis que le principal critère de conception du réseau pouvant, de façon réaliste, être capté par une méthode de classification, est la capacité requise par les clients. La Méthode retenue doit donc prioritairement refléter ce lien.

[373] Quant à la composante accès, la Régie juge qu'elle peut être établie à partir d'une capacité minimale à être assumée par chacun des clients et que cette approche reflète adéquatement la causalité des coûts. Elle considère qu'une approche selon laquelle la détermination de la composante accès est basée sur une capacité minimale par client est préférable aux méthodes qui la fixent en appliquant un coût unitaire d'un réseau minimal sur chacun des km de conduites.

[374] La Régie considère également que la Méthode retenue doit utiliser, pour un réseau donné, un même coût unitaire moyen de capacité réservée pour déterminer la valeur de la composante accès et la valeur de la composante capacité. En utilisant un seul coût unitaire moyen de capacité, les économies et déséconomies d'échelle seront équitablement réparties entre les différentes catégories tarifaires.

[375] De plus, la Régie juge que la Méthode retenue doit, dans l'établissement de la composante accès, prendre en compte le niveau de densification du réseau. Ainsi, pour un réseau donné, plus le nombre de clients est élevé, plus la portion de coût allouée à la composante accès sera élevée. À l'inverse, un réseau peu densifié aura une composante accès plus faible, puisque moins de clients y ont accès. La Régie considère que cette approche est conforme aux critères de conception du réseau et à ceux utilisés par le Distributeur dans l'évaluation des projets d'investissements pour les extensions de réseau.

[376] La Régie est d'avis qu'une méthode dérivée de la méthode 100 % capacité, mais qui fixe une valeur non nulle de la composante accès à partir d'une capacité minimale à

allouer à chacun des clients, produira des résultats satisfaisants quant au respect de la causalité des coûts et du partage équitable des économies et déséconomies d'échelle.

[377] Par ailleurs, tenant compte des difficultés rencontrées par Gaz Métro relativement à la disponibilité et à la qualité des données détaillées, la Régie considère qu'il y a lieu de retenir une méthode qui en minimise l'utilisation, repose sur un degré d'agrégation plus élevé et qui a recours à des coûts moyens de capacité.

[378] À la lumière de ce qui précède, la Régie retient une méthode de classification des coûts des conduites de distribution qui :

- fixe une composante accès et une composante capacité;
- détermine la composante accès en fonction d'une capacité minimale devant être assumée par chacun des clients (ci-après la capacité assignée);
- établit le coût associé à cette capacité assignée par client à partir du coût unitaire moyen de la capacité réservée<sup>142</sup> du réseau de distribution;
- détermine la composante capacité par le différentiel entre la capacité requise par les clients et la capacité assignée associée à la composante accès, lorsque cette différence est négative, la composante capacité est égale à zéro.

Des équations décrivant la Méthode retenue sont présentées à l'annexe 1 de la présente décision.

[379] La Régie fixe la capacité assignée à chacun des clients à 30 m<sup>3</sup>-jour. Tenant compte d'un coefficient d'utilisation de 25 %, cette capacité assignée représente une consommation annuelle d'environ 2 700 m<sup>3</sup><sup>143</sup>. À titre illustratif, cette consommation correspond à celle d'un client type résidentiel utilisant le gaz naturel pour ses besoins de chauffage de l'eau et des locaux. Par ailleurs, la capacité assignée de 30 m<sup>3</sup>-jour correspond à un des sous-paliers de la structure tarifaire actuelle.

[380] En conséquence, chacun des clients raccordés au réseau de Gaz Métro se verra allouer un coût de capacité assignée correspondant à une consommation moyenne

---

<sup>142</sup> La capacité réservée = [nombre de clients qui consomment moins de 30 m<sup>3</sup>-jour multiplié par la capacité assignée de 30 m<sup>3</sup>-jour] + [la somme des capacités demandées par les clients qui consomment plus de 30 m<sup>3</sup>-jour].

<sup>143</sup> 30 m<sup>3</sup>-jour \* 365 \* 25 % = 2 737 m<sup>3</sup>/an.

légèrement supérieure à celle observée au 3<sup>e</sup> sous-palier du tarif D<sub>1</sub>, tant en termes de capacité demandée que de volume annuel consommé, tel qu'illustré au tableau suivant.

**TABLEAU 8**  
**CAPACITÉ DEMANDÉE ET VOLUME CONSOMMÉ PAR CATÉGORIE TARIFAIRE**

Tarif	Palier	Nombre de clients	Capacité (DQM)		Volume consommé	
			10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> -jour	m <sup>3</sup> -jour/client	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /an	m <sup>3</sup> /an/client
		(1)	(2)	(3)=[(2)*1000]/(1)	(4)	(5)=[(4)*1000]/(1)
D <sub>1</sub>	[0 - 365]	32 448	25	0,8	6 071	187
D <sub>1</sub>	[365 - 1 095]	28 220	186	6,6	28 195	999
D <sub>1</sub>	[1 095 - 3 650]	76 265	1 671	21,9	173 072	2 269
<b>Sous-total</b>	<b>[0 - 3 650]</b>	<b>136 933</b>	<b>1 883</b>	<b>13,7</b>	<b>207 338</b>	<b>1 514</b>
D <sub>1</sub>	[3 650 - 10 950]	28 911	1 908	66	190 037	6 573
D <sub>1</sub>	[10 950 - 36 500]	18 465	3 689	200	405 618	21 967
D <sub>1</sub>	> 36 500	11 412	14 482	1 269	1 629 839	142 818
D <sub>3</sub>		242	383	1 581	179 605	742 169
D <sub>4</sub>		90	20 129	223 658	2 319 901	25 776 681
D <sub>5</sub>		138	6 535	47 504	676 248	4 915 613

Source : Pièce B-0040, onglets « FB01D », « FB08 » et « CA ».

[381] Tenant compte de ces données, la Régie constate que le seuil de 30 m<sup>3</sup>-jour de capacité assignée est supérieur à la capacité moyenne de 13,7 m<sup>3</sup>-jour demandée par les 136 933 clients des trois premiers sous-paliers du tarif D<sub>1</sub>. Ce seuil de 30 m<sup>3</sup>-jour est cependant bien inférieur à celui correspondant à la valeur de la composante accès résultant de l'application de la méthode du réseau de taille minimale modifiée proposée par le Distributeur, qui se situerait à environ 692 m<sup>3</sup>-jour par client<sup>144</sup>.

### Conclusions

[382] La Régie considère que la Méthode retenue présente les avantages suivants :

- meilleur respect de la causalité des coûts;
- meilleure concordance avec les critères de conception du réseau et ceux utilisés par le Distributeur dans l'évaluation des projets d'investissements pour les extensions de réseau;

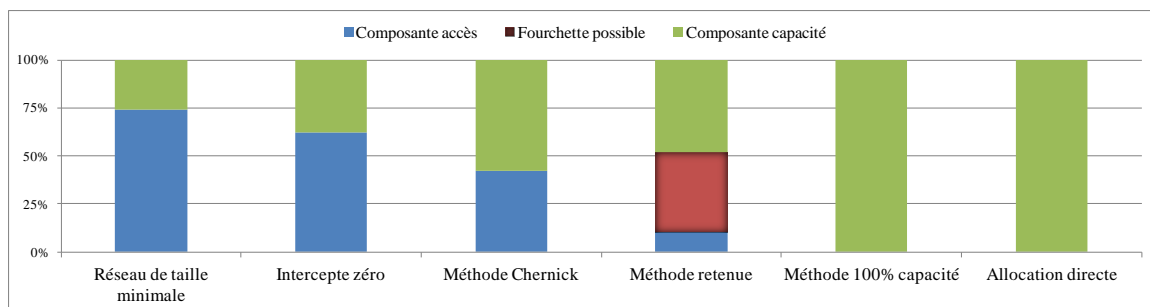
<sup>144</sup> Capacité d'une conduite de deux pouces de diamètre, soit 14 352 m<sup>3</sup>-jour, divisé par 21 clients. Voir le tableau 4.

- meilleur partage des économies et déséconomies d'échelle pour tous les clients du réseau;
- absence de gratuité de service;
- reflet du niveau de densification du réseau;
- recours limité aux données de la BDC;
- stabilité des résultats de la méthode, puisqu'issus des données de coûts et de capacité contemporaines;
- transparence et facilité de compréhension;
- simplicité d'application.

[383] **Pour ces motifs, la Régie juge que la Méthode retenue satisfait aux principes énoncés précédemment. En conséquence, elle ordonne au Distributeur d'utiliser la Méthode retenue aux fins de la classification des conduites de distribution.**

[384] Enfin, la Régie constate, tel qu'illustré au graphique 7, que la Méthode retenue tient compte des commentaires formulés par les experts et produit des résultats qui se situent dans la fourchette des valeurs de composantes accès établies à l'aide des autres méthodes examinées.

**GRAPHIQUE 7**  
**COMPARAISON DES RÉSULTATS DES MÉTHODES**  
**INCLUANT LA MÉTHODE RETENUE**



#### 8.4 SIMULATION DE LA MÉTHODE RETENUE ET COMPARAISON AVEC LES AUTRES MÉTHODES

[385] Afin de pouvoir illustrer les constats qu'elle a énoncés précédemment sur chacune des méthodes d'allocation examinées dans le présent dossier, la Régie juge opportun de présenter les résultats de simulations conduites avec un exemple fictif.

[386] Cet exemple doit être simple, dans la mesure où la Régie désire comparer les méthodes entre elles, toutes choses étant égales par ailleurs. Sans s'attarder sur la finalité des résultats, ces simulations permettent d'isoler le fonctionnement de chacune des méthodes. Les détails du calcul de ces simulations sont présentés à l'annexe 2 de la présente décision.

[387] Pour éviter une variabilité des résultats attribuable à d'autres effets que le changement de méthode d'allocation, la Régie élabore un exemple avec une seule conduite.

[388] Ainsi, la Régie suppose un réseau constitué d'une seule conduite de six pouces de diamètre (168,3 mm) installée sur une distance de 100 km. En utilisant les hypothèses présentées par l'expert Overcast, le coût unitaire de construction de ce réseau serait de 219,30 \$/mètre<sup>145</sup> pour un coût total de 21,9 M\$.

**TABLEAU 9**  
**CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU HYPOTHÉTIQUE**

<b>Nombre de conduites</b>	1
<b>Diamètre de conduite</b>	6 pouces (168,3 mm)
<b>Longueur de conduite</b>	100 km
<b>Coût unitaire du mètre</b>	219,30 \$/mètre <sup>(1)</sup>
<b>Coût total du réseau</b>	21,9 M\$

(1) Voir tableau 4.

<sup>145</sup> Voir le tableau 4.



[389] La Régie a effectué une simulation de chacune des méthodes examinées dans le présent dossier, incluant la Méthode retenue, sur ce réseau hypothétique, en utilisant deux scénarios de composition de clientèle. Dans ces scénarios, elle a considéré trois types de clientèle : les clients à petits débits (PD), moyens débits (MD) et grands débits (GD). Le nombre de clients et les capacités demandées sont fictifs, mais s'apparentent aux profils de clientèles observés dans le réseau de Gaz Métro.

[390] Dans les deux scénarios, la capacité demandée totale est identique. La conduite installée et son coût d'installation étant établis, seuls le nombre de clients et la composition de la clientèle varient. Ce réseau hypothétique permet de reproduire l'exemple testé en audience avec le panel d'ingénierie du Distributeur<sup>146</sup>.

[391] Le tableau suivant présente les caractéristiques des deux scénarios utilisés. Le scénario 1 prend comme hypothèse un taux de densification de 8 clients/km de conduites, alors que le scénario 2 utilise un taux de densification de 32 clients/km de conduites. Le taux de densification et la composition de la clientèle du scénario 1 s'apparentent à ceux observés en régions éloignées, telles le Saguenay, la Mauricie et l'Abitibi, alors que ceux du scénario 2 s'apparentent à ceux observés sur l'Île de Montréal.

**TABLEAU 10**  
**DENSIFICATION ET COMPOSITION DE LA CLIENTÈLE PAR SCÉNARIO**

<b>SCÉNARIO 1</b>					<b>SCÉNARIO 2</b>						
8 clients/km					32 clients/km						
Clients		Capacité demandée par client	Capacité demandée totale			Clients		Capacité demandée par client	Capacité demandée totale		
(#)	%	(m <sup>3</sup> -jour)	(m <sup>3</sup> -jour)	%		(#)	%	(m <sup>3</sup> -jour)	(m <sup>3</sup> -jour)	%	
<b>754</b>	94%	<b>10</b>	7 540	6%		<b>Petits débits (PD)</b>	<b>3 097</b>	97%	<b>7</b>	21 540	18%
<b>40</b>	5%	<b>500</b>	20 000	17%		<b>Moyens débits (MD)</b>	<b>100</b>	3%	<b>600</b>	60 000	51%
<b>6</b>	1%	<b>15 000</b>	90 000	77%	<b>Grands débits (GD)</b>	<b>3</b>	0%	<b>12 000</b>	36 000	31%	
<b>800</b>	<b>100%</b>		<b>117 540</b>	<b>100%</b>	<b>Total</b>	<b>3 200</b>	<b>100%</b>		<b>117 540</b>	<b>100%</b>	

[392] La Régie a évalué la valeur des composantes accès associées à chacune des méthodes qui y ont recours. Dans le cas du réseau de taille minimale, il s'agit de déterminer le ratio du coût de construction d'une conduite de deux pouces par rapport à

<sup>146</sup> Pièce A-0036, p. 136.

celle d'une conduite de six pouces. Selon les données présentées par l'expert Overcast, ce ratio est de 59 %<sup>147</sup>.

[393] Pour la méthode de l'intercepte zéro, la Régie a posé l'hypothèse, pour les fins de l'exercice, d'un coût unitaire à l'intercepte zéro de 100 \$/mètre de conduites. Ainsi, la valeur de la composante accès obtenue par cette méthode est évaluée à 46 %, soit 100 \$ divisé par 219,30 \$.

[394] Enfin, pour la méthode de l'expert Chernick, la Régie a évalué la composante accès à 6 %. En effet, selon cette méthode, la capacité d'une conduite de six pouces est 15,9 fois plus grande que celle d'une conduite de deux pouces. Ainsi, le coût unitaire d'une conduite de deux pouces, évalué au coût moyen de la capacité d'une conduite de six pouces, est de 1 divisé par 15,9, soit 6 %<sup>148</sup>.

[395] Le tableau suivant indique les pourcentages, les coûts totaux et les coûts unitaires associés à la classification de la composante accès du réseau hypothétique pour les deux scénarios.

**TABLEAU 11**  
**COÛT DE LA COMPOSANTE ACCÈS SELON LA MÉTHODE ET LE SCÉNARIO**

	Réseau de taille minimale	Intercepte zéro	Méthode Chernick	100% capacité	Allocation directe	Méthode Régie
<b>SCÉNARIO 1</b>						
Coût total de la composante accès (M\$)	13,0	10,0	1,4	-	-	4,0
Pourcentage de la composante accès	59%	46%	6%	-	-	18%
Nombre de clients	800					
Coût unitaire de la composante accès (\$/client)	16 280	12 500	1 724	-	-	4 961
<b>SCÉNARIO 2</b>						
Coût total de la composante accès (M\$)	13,0	10,0	1,4	-	-	11,1
Pourcentage de la composante accès	59%	46%	6%	-	-	51%
Nombre de clients	3200					
Coût unitaire de la composante accès (\$/client)	4 070	3 125	431	-	-	3 483

[396] La Régie rappelle que parmi les méthodes examinées, seules celles de l'allocation directe et la méthode 100 % capacité ne comportent pas de composante accès.

<sup>147</sup> Voir le tableau 4. Coût unitaire d'une conduite de deux pouces = 130,24 \$/mètre et coût unitaire d'une conduite de six pouces = 219,30 \$/mètre. Donc, un ratio de 59 %.

<sup>148</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 17 et 18.

[397] La Régie constate que le coût et donc le pourcentage de la composante accès pour le réseau de taille minimale est le même dans les deux scénarios. Il en va de même pour les méthodes de l'intercepte zéro et de l'expert Chernick. Ce résultat est attribuable au fait que ce coût est évalué indépendamment de la composition de la clientèle. En effet, ces trois méthodes permettent de déterminer un coût unitaire par mètre de la composante accès et le multiplient par le nombre de mètres de conduite du réseau.

[398] Ainsi, peu importe le nombre de clients par km de conduites, le montant total alloué à la composante accès demeure identique, quel que soit le nombre de clients desservi par le réseau. En conséquence, comme souligné précédemment, pour un réseau donné, lorsque le niveau de densification varie, c'est le montant alloué à chacun des clients qui fluctue.

[399] Cette simulation permet de mettre en lumière que le montant alloué à chacun des clients pour la composante accès est directement proportionnel au niveau de densification du réseau. Ainsi, dans le scénario 2, où le taux de densification est quatre fois plus élevé que le scénario 1, la Régie constate que la valeur de la composante accès allouée à chacun des clients est quatre fois plus petite que dans le scénario 1. Ce rapport se vérifie pour chacune des méthodes de l'intercepte zéro, du réseau de taille minimale et de l'expert Chernick.

[400] Par contre, la simulation permet d'illustrer que la Méthode retenue s'adapte au niveau de densification du réseau. Lorsque celui-ci est faible (scénario 1), le pourcentage du coût des conduites de distribution classifié à la composante accès est de 18 %. Inversement, lorsque le taux de densification est élevé (scénario 2), la part du coût des conduites attribuée à l'accès est supérieure et est de 51 %.

[401] La Régie note également que lorsque le taux de densification augmente, les coûts de la composante accès alloués à chacun des clients sont beaucoup plus stables avec la Méthode retenue qu'avec les autres méthodes. En effet, dans l'exemple présenté, la Méthode retenue produit un coût unitaire par client de 25 % supérieur lorsque le taux de densification diminue, passant de 3 483 \$ à 4 961 \$ entre les scénarios 2 et 1. Dans le cas des trois autres méthodes, ce coût unitaire est de quatre fois supérieur entre les scénarios 2 et 1.

[402] Le tableau suivant présente les résultats de la répartition, entre les différentes catégories de clientèles, des coûts du réseau hypothétique pour chacune des méthodes examinées, selon les deux scénarios.

**TABLEAU 12**  
**RÉPARTITION DES COÛTS SELON LA MÉTHODE ET LE SCÉNARIO**  
**(M\$)**

	Réseau de taille minimale	Intercepte zéro	Méthode Chernick	100% capacité	Allocation directe	Méthode retenue
<b>SCÉNARIO 1</b>						
PD	12,8	10,2	2,6	1,4	1,4	3,7
MD	2,2	2,5	3,6	3,7	3,7	3,3
GD	6,9	9,2	15,7	16,8	16,8	14,9
<b>Total</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>
<b>SCÉNARIO 2</b>						
PD	14,2	11,9	5,1	4,0	4,0	10,8
MD	5,0	6,4	10,5	11,2	11,2	7,0
GD	2,7	3,7	6,3	6,7	6,7	4,2
<b>Total</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>

[403] Tenant compte des résultats obtenus à l'aide de cet exemple simplifié, la Régie observe les conclusions générales suivantes quant aux différentes méthodes.

[404] L'utilisation d'une seule conduite a pour conséquence que la méthode d'allocation directe et la méthode 100 % capacité donnent les mêmes résultats. En effet, la méthode 100 % capacité utilise un seul coût unitaire de capacité pour un réseau donné. Habituellement, un réseau est constitué de plusieurs types de conduites. La méthode de l'allocation directe identifie un coût unitaire de capacité par conduite et le coût alloué à un client correspond à la somme des coûts des capacités mis à sa disposition sur chacune des conduites en amont de son branchement. Le réseau hypothétique étant constitué d'un seul type de conduite, les deux méthodes produisent nécessairement un même résultat. Pour tout autre réseau constitué de plus d'un type de conduite, les résultats seraient différents.

[405] Dans le cas de la méthode de l'expert Chernick, l'utilisation d'une seule conduite de six pouces entraîne une très faible composante accès. En effet, avec cette méthode, les coûts alloués à la composante accès correspondent à la valeur d'une conduite de deux pouces déterminée à partir du coût moyen de la capacité d'une conduite de six pouces.

[406] La Régie constate également que pour l'exemple simulé, les résultats de la Méthode retenue se situent à l'intérieur de la fourchette des résultats des différentes méthodes examinées.

## **8.5 ALLOCATION RÉGIONALE OU GLOBALE**

### **8.5.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[407] Gaz Métro propose d'établir la valeur des composantes accès et capacité du coût des conduites principales sur la base de données reflétant l'ensemble de son territoire plutôt que sur la base de données régionales.

[408] Depuis 1997, le facteur d'allocation des conduites principales est construit de façon à ce que les composantes accès et capacité soient déterminées sur une base régionale et ensuite reconstituées en un facteur global, pour l'ensemble du territoire, qui tient compte du poids relatif des six régions, soit Montréal, Estrie, Québec, Mauricie, Abitibi et Saguenay.

[409] Gaz Métro précise que cette approche régionale a été instaurée en 1997 afin d'éviter que les nombreux petits clients des centres urbains, dont ceux de la région de Montréal, se voient imputer une large part des coûts de développement du réseau, qui se faisait dans les régions périphériques pour satisfaire les besoins d'une clientèle à prépondérance industrielle.

[410] Gaz Métro estime qu'une pondération de ses données est requise dans le calcul du coût moyen des conduites principales, mais prévoit l'appliquer uniquement au moment de la préparation des données. Elle soutient que le fait de considérer l'importance relative de chaque conduite dans l'établissement du coût moyen reflète à la fois les disparités régionales et l'importance relative des conduites de différentes tailles et matériaux.

[411] Ainsi, à son avis, il n'y a pas lieu de conserver une pondération tenant compte de l'aspect régional, car elle est représentée correctement au sein de la pondération initiale. Les différences régionales interviennent dans le calcul de la valeur de la composante accès et dans l'établissement des facteurs de répartition des conduites principales.

[412] Le Distributeur souligne que les valeurs de la composante accès estimées par la méthode de l'intercepte zéro ou par celle du réseau de taille minimale sont très similaires, qu'elles aient été déterminées par une approche régionale ou globale. Les résultats sont illustrés au tableau suivant.

**TABLEAU 13**  
**COMPOSANTE ACCÈS DES**  
**CONDUITES D'ALIMENTATION ET DE DISTRIBUTION**

	Intercepte zéro	Réseau de taille minimale
Approche régionale	52,3 %	62,9
Approche globale	52,6 %	62,7

*Source : Pièce B-0111, p. 59 et 60.*

[413] Pour le Distributeur, ces résultats témoignent du fait que lorsque la pondération tenant compte des longueurs relatives des conduites est appliquée au moment de la préparation des données, la pondération tenant compte des longueurs relatives des réseaux régionaux n'apporte pas de précision additionnelle<sup>149</sup>.

[414] Quant à l'évaluation de la composante capacité, il estime que la demande quotidienne maximale (DQM) évaluée sur une base régionale est très similaire à celle obtenue lorsqu'elle est évaluée sur la base des volumes globaux. Le tableau suivant présente les valeurs de la demande de pointe obtenues selon les deux approches.

---

<sup>149</sup> Pièce B-0111, p. 59.

**TABLEAU 14**  
**SOMME DES DQM RÉGIONALES VERSUS DQM GLOBALE**

<b>DQM selon les degrés-jours</b>	<b>Tarif D<sub>1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>Tarif D<sub>3</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>Total</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>Variation Région vs globale</b> (%)
Par région	22 492 795	522 230	23 015 025	0,06 %
Globale	22 479 625	520 724	23 000 349	

Source : Pièce B-0111, p. 61.

[415] Le Distributeur conclut que les deux approches procurent des résultats similaires. Il s'attendait à ce que les résultats soient équivalents et juge que le fait de procéder à l'estimation des DQM sur une base régionale ne procure pas de valeur ajoutée à l'évaluation de la capacité attribuée (CA).

[416] Gaz Métro estime qu'il demeure néanmoins nécessaire d'appliquer une pondération dans le calcul du coût moyen des conduites principales afin que chacune d'elles porte le poids approprié dans l'établissement des moyennes. Lorsque cette pondération est appliquée au moment de la préparation des données, les valeurs de coût moyen utilisées pour le calcul de la composante accès avec l'approche du réseau de taille minimale reflètent adéquatement le poids relatif des réseaux régionaux. En conséquence, elle considère qu'aucune pondération additionnelle n'est requise.

[417] Gaz Métro précise que lorsque la méthode de l'intercepte zéro est utilisée, il est préférable d'effectuer une seule régression linéaire sur les données globales plutôt qu'une régression pour chaque région. Les régressions linéaires effectuées sur des données régionales ne procurent pas de résultats suffisamment robustes d'un point de vue statistique pour que cette approche, présentement utilisée, puisse être maintenue. Elle propose donc d'abandonner cette approche et de plutôt calculer la valeur de la composante accès par la méthode du réseau de taille minimale, à partir de données pondérées globales.

[418] En ce qui a trait à la composante capacité, Gaz Métro mentionne que la compilation des CA régionales ne procure pas de précision additionnelle. Selon l'approche actuelle, pour le tarif D<sub>1</sub>, il faut conduire 60 régressions pour estimer la pointe attribuable à chaque palier du tarif, étant donné qu'il y a 10 paliers et six régions. La plupart des régressions génèrent des résultats satisfaisants, mais l'erreur statistique de

l'ensemble de ces 60 régressions génère tout de même un certain biais. Elle juge donc qu'il est préférable d'estimer la pointe de chaque palier à partir de données globales. L'erreur statistique est moins importante et le résultat est adéquat.

[419] Pour l'ensemble de ces raisons, Gaz Métro propose d'abandonner l'approche régionale et d'opter pour une approche globale pour le calcul du facteur d'allocation du coût des conduites principales. Elle est d'avis que ce changement ne compromet pas la juste représentation de chaque région dans l'ensemble du réseau. Cette approche est également plus simple d'application et n'enlève aucune précision régionale comparativement à la méthode actuelle.

[420] À la demande de la Régie, Gaz Métro présente un exercice complet d'allocation du coût des conduites de distribution et d'alimentation en utilisant les approches globale et régionale<sup>150</sup>. Malgré les similarités précédemment évoquées, elle note qu'une fois les composantes accès et capacité calculées, l'allocation de la valeur du réseau entre les paliers tarifaires présente des écarts significatifs selon que l'approche globale ou régionale est utilisée. En effet, comme la composition des clientèles varie beaucoup d'une région à l'autre, leur répartition par paliers tarifaires diffère, ce qui influence les résultats de la répartition des coûts des conduites<sup>151</sup>.

[421] Gaz Métro mentionne également que le choix d'allouer le coût des conduites principales entre les paliers de façon régionale ou globale revient à une question de principe. Selon elle, le réseau de distribution au Québec n'est qu'un seul grand réseau, même si d'un point de vue technique il est constitué d'un amalgame de réseaux régionaux indépendants<sup>152</sup>. Elle s'appuie également sur le fait que son coût de service et sa tarification sont établis de façon uniforme sur tout le territoire desservi<sup>153</sup>.

[422] Enfin, l'expert Overcast émet le commentaire suivant relativement aux conséquences qu'une allocation régionale des conduites principales peut induire :

*« [...] Here is the thing, whenever you start splitting the system up into pieces, you are always going to have different costs. You are going to have different costs because of things like vintage, like maybe the lots are a little bigger, maybe it is a little cheaper to put in pipe, maybe it is a lot cheaper to put in pipe, and in all of*

---

<sup>150</sup> Pièce B-0047.

<sup>151</sup> Pièce B-0045, p. 45.

<sup>152</sup> Pièce B-0045, p. 45.

<sup>153</sup> Pièce A-0044, p. 81 et 82.



*these kinds of things, but when you start going down that road, what you are doing is, you are creating a situation where these customers get low rates today because their system is old, these customers pay high rates today and in a few years, that will switch around because you will have to replace all the old system.*

*I mean, that is not the way you operate a business in the utility business, you want to give customers access to the average cost to the system, and sometimes, part of the system benefit more than others. But eventually, that all evens out over time, because all the customers are going to eventually have old pipe that gets replaced at some point and their costs would have been higher, but those costs are being shared with people who are now half way through the life of their pipe.*

*And so on average, everybody is paying the right revenue requirement, and the complications of cutting the system up into pieces and deciding you are going to set rates on that basis is just, it is virtually unimaginable, you would have to have a different rate for every customer. And that is not what we are about here, we are about trying to give you the average cost of serving each customer on the system, it is not going to be right for any customer exactly but on average, it is going to be right for everybody and treat everybody fairly »<sup>154</sup>. [nous soulignons]*

## 8.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[423] Pour l'expert Knecht, l'utilisation de données globales plutôt que régionales a pour conséquence de s'éloigner du principe d'appariement entre les coûts et les clients les ayant causés et de se rapprocher d'une allocation basée sur l'arbitraire. Il mentionne :

*« [...] Regional cost allocation, again, is more specific than a global approach in that it is now trying to more carefully match the costs with a particular region with the customers served in that region.*

*Now, that doesn't mean because you do... and I'm sorry to take issue with Dr. Overcast, just because you've allocated the costs region by region doesn't mean you need to set the rates that way. You've allocated the costs, you can then decide, for policy reasons or for a lot of reasons, that you want to use postage stamp rates. But by allocating the costs region by region, you have better-matched*

<sup>154</sup> Pièce A-0044, p. 108 à 110.

*costs with usage and, you know, you've done the cost allocation accurately. Rate design is a different matter* »<sup>155</sup>. [nous soulignons]

[424] Pour la FCEI, l'approche globale est tout à fait raisonnable, car les facteurs d'allocation sont calculés de manière globale. L'UMQ partage cette opinion.

[425] L'expert Chernick est plutôt favorable à une approche reposant sur des coûts moyens globaux. Il reconnaît que le recours à des données régionales ou plus détaillées peut parfois être utile, par exemple lorsque des données sont manquantes et que des interpolations sont requises. Cependant, il ne juge pas qu'une approche régionale est essentielle<sup>156</sup>.

[426] SÉ-AQLPA recommande de ne pas se priver de l'information utile que constitue l'allocation du coût des conduites principales par région. Il suggère donc que l'Étude contienne toujours cette information régionale.

[427] En argumentation, l'UC souligne les positions contradictoires défendues par le Distributeur dans le dossier R-3323-95 et dans le présent dossier. Elle mentionne qu'il soutenait à l'époque la position suivante :

*« (...) l'allocation par région plutôt qu'une allocation globale capte beaucoup mieux les liens de causalité alors que l'allocation globale introduit un biais en faveur des clients industriels et surestime le coût alloué aux clients résidentiels en leur allouant des coûts qui n'ont aucun lien avec le service qui leur est rendu. L'allocation par région permet de corriger ce biais »*. [note de bas de page omise] »<sup>157</sup>,

alors que dans le présent dossier, le Distributeur argumente le contraire en concluant qu'« *il n'y a pas lieu de conserver une pondération tenant compte des régions, car celles-ci sont représentées correctement à la suite de la pondération initiale* ». [note de bas de page omise] »<sup>158</sup>.

---

<sup>155</sup> Pièce A-0046, p. 19 et 20.

<sup>156</sup> Pièce A-0048, p. 69 et 70.

<sup>157</sup> Pièce C-UC-0018, p. 20.

<sup>158</sup> *Ibid.*

[428] Les témoignages laissent l'UC perplexe quant à la manière dont les coûts attribuables aux clients des régions sont pris en compte. L'intervenante demande à la Régie de s'assurer que la méthode utilisée pour la prise en compte des régions ne produise aucun biais sur la répartition finale des coûts.

### 8.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[429] Dans le dossier R-3323-95, Gaz Métro demandait que la répartition des coûts des conduites principales soit faite sur une base régionale. La décision D-97-47 qui a disposé de cette demande a fait un examen détaillé de cette approche :

*« Or, il est bien connu que les centaines de millions investis pour la construction des conduites principales au cours des 10 dernières années ont été investis en région et principalement pour desservir les clients industriels et commerciaux. Les dernières extensions majeures du réseau de SCGM en 1994 et les investissements importants visant à desservir les régions de l'Abitibi, du Saguenay Lac St-Jean, de la Rive-sud de Québec, des Laurentides et de l'Estrie, en sont des exemples concrets.*

*La Régie est d'opinion que l'allocation par région du coût des conduites principales, à l'aide de demandes quotidiennes maximales par région, est une amélioration importante de la méthode actuellement en vigueur, car elle reflète mieux les liens de causalité entre le coût des conduites et les clients pour lesquels elles ont été construites. L'allocation se fait donc en fonction de l'utilisation des conduites principales par les clients actuels des différentes régions.*

[...]

*D'ailleurs la pièce Gmi-2, document 1, page 41-A permet de bien identifier les coûts unitaires pour desservir chacune des régions proposées et est éloquente sur la disparité des coûts à desservir la clientèle de ces régions, ces coûts allant de 0,75 \$ par MPC pour l'Abitibi à 7,64 \$ pour l'Estrie.*

*Les données apparaissant à cette pièce démontrent bien que les coûts engendrés pour desservir une région ne sont pas liés à la situation géographique, mais plutôt au montant des investissements et des volumes desservis suite à ces*

investissements. C'est de l'avis de la Régie, l'allocation de coûts la plus directe possible qui reflète le mieux la causalité des coûts.

[...]

La Régie ne peut non plus retenir la prétention de l'ACIG à l'effet qu'une allocation des coûts par région doit nécessairement être suivie de tarifs par région même si, en principe, il devrait en être ainsi si l'on veut que ceux qui ont engendré les coûts les paient »<sup>159</sup>. [nous soulignons]

[430] La Régie retient deux points importants de cette décision qui sont, de son avis, toujours pertinents et contemporains :

- l'approche régionale représente une amélioration importante de la méthode d'allocation du coût des conduites principales, car elle reflète mieux les liens de causalité et s'approche davantage d'une allocation directe;
- l'allocation des coûts s'appuyant sur des données régionales ne signifie pas que la tarification qui en découle sera modulée par région.

[431] Comme mentionné précédemment, le réseau de Gaz Métro comporte de grandes disparités régionales, tant au niveau du coût des conduites principales que de la densification du réseau, de la composition de la clientèle et des profils de consommation des clients.

[432] Bien qu'aucun expert n'ait nié ce fait important, les experts Overcast et Chernick mentionnent que l'Étude doit plutôt reposer sur des coûts moyens globaux. À leur avis, l'identification de coûts différenciés par région pourrait conduire à une tarification modulée par région.

[433] La Régie ne partage pas cet avis. Elle juge que la position des deux experts va à l'encontre des principes énoncés précédemment sur le respect de la causalité des coûts et l'allocation directe.

---

<sup>159</sup> Décision D-97-47, p. 16 et 17.

[434] La Régie est d'avis que les différences régionales, tant à l'égard du coût des conduites que de leur configuration ou de toute autre particularité qui caractérise le réseau ou le profil de la clientèle, doivent être captées le plus précisément possible afin de déterminer les coûts totaux régionaux et, par la suite, les coûts moyens par catégorie tarifaire les plus précis et représentatifs possibles.

[435] La Régie considère que vouloir se priver d'une telle information sur la disparité des coûts va à l'encontre de la raison d'être de l'Étude. Elle réitère, particulièrement en ce qui a trait à l'allocation du coût des conduites principales, que le principe du respect de la causalité des coûts et le recours, dans la mesure du possible, à l'allocation directe, sont des objectifs fondamentaux. Elle est toujours d'avis, comme en 1997, que l'approche régionale favorise l'atteinte de ces objectifs.

[436] Selon la Régie, la preuve démontre que l'exercice d'allocation des coûts des conduites d'alimentation et de distribution sur une base régionale ou globale présente des résultats significativement différents d'une catégorie tarifaire à l'autre. En conséquence, elle ne peut retenir le motif invoqué par le Distributeur selon lequel l'approche qu'il propose n'enlève aucune précision.

[437] De même, la Régie ne peut retenir la prétention du Distributeur selon laquelle, d'un point de vue de principe, le réseau est géré globalement même si, techniquement, il est constitué d'un amalgame de réseaux régionaux indépendants les uns des autres. D'ailleurs, à cet égard, elle retient de la preuve que, sauf dans le cas précis des clients situés dans les zones limitrophes des réseaux de la Montérégie et de l'Estrie, les actifs de chacun des réseaux régionaux ne peuvent servir qu'à la desserte des clients de leur région.

[438] La Régie considère qu'une approche globale aurait pour conséquence de faire assumer indûment le coût des conduites d'une région donnée à des consommateurs d'une autre région sans que ces derniers en bénéficient. Cet élément est également un des motifs retenus par la Régie dans sa décision D-97-47 pour approuver l'approche régionale.

[439] Enfin, tout comme en 1997, la Régie ne peut retenir le motif selon lequel Gaz Métro, étant une seule compagnie qui applique une tarification uniforme sur tout son territoire, doit adopter une approche globale en matière d'allocation des coûts. À cet égard, la Régie partage l'avis de l'expert Knecht cité précédemment.

[440] Par ailleurs, la Régie comprend qu'en tenant compte de la qualité des données disponibles dans la BDC, l'approche régionale rend la méthode de l'intercepte zéro difficilement applicable. Cependant, comme cette méthode n'a pas été retenue pour établir la valeur de la composante accès, elle juge que le niveau de détail des données requises pour effectuer l'allocation des conduites de distribution selon la Méthode retenue est adéquat. Elle note également que les données du livre des immobilisations sont comptabilisées par région<sup>160</sup>.

[441] Ainsi, la Régie considère que la preuve au dossier ne permet pas d'établir que le contexte régional dans lequel évolue le Distributeur a été significativement modifié depuis la décision D-97-47 pour justifier l'abandon de l'approche régionale.

**[442] En conséquence, pour l'ensemble des motifs invoqués précédemment, la Régie ordonne au Distributeur d'établir la valeur de la composante accès ainsi que les facteurs de répartition du coût des conduites principales selon une approche régionale. Ainsi, la Méthode retenue sera appliquée sur les données de chacune des régions et le résultat global d'allocation du coût des conduites de distribution correspondra à la somme des résultats régionaux.**

**[443] Elle lui ordonne également de déposer le résultat détaillé de ces calculs lors de la mise à jour de l'Étude faisant suite à la présente décision.**

**[444] Elle ordonne également au Distributeur de faire le point sur le nombre de régions pour lesquelles il est techniquement possible d'établir une segmentation des coûts des conduites principales. Le Distributeur devra en faire rapport lors de la mise à jour de l'Étude<sup>161</sup>.**

---

<sup>160</sup> Pièce B-0121, p. 8 : « *Chaque fiche d'immobilisation est reliée à une catégorie d'immobilisation, à une seule région, et la subsidiaire de la fiche d'immobilisation permet d'identifier l'année des additions en immobilisations* ».

<sup>161</sup> La méthode d'allocation actuelle est segmentée en six régions alors que la preuve technique fait référence à huit réseaux régionaux.

## **9. FACTEURS DE RÉPARTITION DES CONDUITES PRINCIPALES**

### **9.1 FACTEURS DE RÉPARTITION DES CONDUITES DE TRANSMISSION**

#### **9.1.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[445] Gaz Métro demande d'approuver le fait que l'allocation des coûts relatifs aux conduites de transmission repose sur un facteur d'allocation distinct basé sur la capacité attribuée et utilisée (la CAU).

[446] Gaz Métro propose d'utiliser la CAU en raison du traitement accordé à la capacité requise par la clientèle interruptible. En effet, contrairement à ce qui prévaut dans le cas des réseaux d'alimentation et de distribution, les besoins de la clientèle interruptible ne sont pas pris en compte dans les critères de conception du réseau de transmission.

[447] Le Distributeur précise que la clientèle interruptible utilise la capacité excédentaire du réseau de transmission et que, conséquemment, il n'y a pas de lien de causalité entre les retraits annuels des clients du service interruptible et les coûts du réseau de transmission. En fonction de ce constat, il n'y aurait normalement pas lieu d'allouer une portion des coûts du réseau de transmission à cette clientèle. Cependant, il fait valoir que la Régie a établi le principe d'absence de service gratuit lors du dossier générique de 1985<sup>162</sup> et l'a maintenu lors du dossier de 1997 portant sur les changements à la méthode d'allocation du coût de service.

[448] Gaz Métro soumet que la CAU est une mesure appropriée de la capacité aux fins de l'allocation du coût des conduites de transmission puisqu'elle permet d'imputer aux clients interruptibles la part de la capacité qui est libérée par les autres catégories de clients. Bien que les besoins des clients du service interruptible ne soient pas considérés dans les critères de conception du réseau de transmission, ils utilisent tout de même des capacités laissées inutilisées par les clients du service continu. L'utilisation de la CAU pour l'allocation du coût des conduites de transmission permet d'éviter que les clients interruptibles ne se voient attribuer aucune part des coûts du réseau dont ils font usage. Ainsi, les clients du service interruptible se font imputer une partie des coûts de ce réseau en fonction de l'importance de leurs volumes consommés plutôt que de leur capacité attribuée.

---

<sup>162</sup> Dossier R-3028-85, ordonnance G-429.

[449] L'expert Overcast ne partage pas la position de Gaz Métro sur le traitement des clients du service interruptible pour le facteur de répartition des conduites de transmission. Il est plutôt d'avis que les besoins des clients interruptibles devraient être exclus de l'exercice d'allocation<sup>163</sup>.

[450] Par ailleurs, Gaz Métro précise que le recours à un facteur propre aux conduites de transmission n'est pas sans difficulté d'application, étant donné que la plupart des dépenses se rapportant aux conduites principales ne distinguent pas les montants attribuables aux conduites de distribution de ceux attribuables aux conduites de transmission. Ainsi, Gaz Métro propose d'appliquer uniquement le facteur CAU pour l'allocation des montants se rapportant spécifiquement aux conduites de transmission et de maintenir le facteur CONDPRIN<sup>164</sup> pour l'allocation des montants se rapportant aux conduites principales sans distinction du type de conduite.

[451] Enfin, Gaz Métro précise que, selon l'expert Overcast, les clients raccordés directement à une conduite de transmission ne devraient pas se voir imputer les coûts des conduites de distribution. Cependant, elle est d'avis que si tel était le cas, les coûts d'une conduite de transmission qui leur serait exclusivement dédiée devraient leur être imputés en totalité.

[452] Le Distributeur précise qu'actuellement, seulement trois clients sont raccordés à une conduite de transmission. Parmi eux, deux le sont uniquement pour des considérations de proximité géographique, puisqu'ils ne requièrent pas la haute pression des conduites de transmission. Ces clients seraient donc normalement raccordés au réseau de distribution.

[453] Gaz Métro mentionne que la recommandation de l'expert Overcast vise les clients qui, contractuellement, requièrent d'être raccordés directement à une conduite de transmission et qui sont regroupés en une même catégorie tarifaire. Ce n'est pas le cas des clients mentionnés ci-haut.

[454] En conséquence, Gaz Métro propose de continuer d'allouer une part des composantes capacité et accès du coût des conduites principales à tous les clients ne

---

<sup>163</sup> Pièce B-0005, p. 19.

<sup>164</sup> Pièce B-0075, p. 24. CONDPRIN : facteur combiné reflétant les composantes accès et capacité du coût des conduites principales.



faisant pas l'objet d'une allocation directe et d'un tarif spécifique, quel que soit le type de conduite auquel ces clients sont raccordés.

### **9.1.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[455] L'ACIG ne croit pas qu'au stade de l'allocation du coût de service, il soit opportun d'invoquer un principe d'équité comme celui d'absence de service gratuit pour justifier l'imputation aux clients du service interruptible d'une part des coûts de capacité des conduites de transmission. Elle réfère à cet égard aux critères de conception et d'opération du réseau qui font abstraction des besoins de ces clients.

[456] L'ACIG partage entièrement les points de vue formulés à cet égard par les experts Knecht et Overcast et s'oppose, en conséquence, à la proposition de Gaz Métro visant à maintenir l'utilisation du facteur CAU afin d'imputer aux clients du tarif D<sub>5</sub> une portion des coûts de la capacité des conduites de transmission.

[457] Par ailleurs, elle est d'avis que les trois clients raccordés directement aux conduites de transmission ne devraient pas se voir allouer de coûts relatifs aux conduites d'alimentation et de distribution.

### **9.1.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[458] Malgré les arguments présentés par les deux experts à l'encontre du recours au facteur CAU, la Régie partage l'avis de Gaz Métro quant à l'allocation du coût des conduites de transmission.

[459] La Régie juge que, dans la mesure où les clients interruptibles utilisent les conduites de transmission, ils doivent assumer une portion des coûts de ces conduites. Elle considère que ce partage des coûts doit nécessairement être fait à l'étape de l'Étude. Elle juge également essentiel de respecter le principe d'absence de gratuité de service à cette étape.

[460] La Régie considère que l'utilisation du facteur CAU tient compte des réalités conjointes des critères de conception du réseau et de l'utilisation des conduites de

transmission des clients interruptibles, dans la mesure où cette méthode reconnaît que ces clients ne sont pas présents à la pointe et leur alloue uniquement le coût de la capacité qu'ils utilisent. Les clients en service continu, pour leur part, se voient allouer des coûts pour la capacité qu'ils réservent. Cette différence fondamentale se reflète dans les coûts alloués aux différentes catégories tarifaires.

**[461] En conséquence, la Régie approuve l'utilisation du facteur CAU pour l'allocation du coût des conduites de transmission, tel que proposé par Gaz Métro.**

**[462] Par ailleurs, la Régie autorise le Distributeur à appliquer le facteur CAU pour l'allocation des montants se rapportant spécifiquement aux conduites de transmission et à maintenir le facteur CONDRIN pour l'allocation des montants se rapportant aux conduites principales, sans distinction du type de conduite.**

**[463] La Régie ordonne au Distributeur de déposer, lors de la mise à jour de l'Étude, un rapport détaillé sur le calcul du facteur CAU et, plus spécifiquement, sur le traitement des clients du service interruptible et des clients en combinaison tarifaire, tel que discuté lors de l'audience<sup>165</sup>. Le Distributeur devra également fournir le détail des calculs sous format de fichier Excel.**

**[464] Enfin, pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve que Gaz Métro alloue une part des coûts des conduites d'alimentation et de distribution à tous les clients, quel que soit le type de conduite auquel ces clients sont raccordés.**

## **9.2 FACTEURS DE RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE CAPACITÉ DES CONDUITES D'ALIMENTATION ET DE DISTRIBUTION**

### **9.2.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

#### ***Facteur de répartition***

[465] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que la composante capacité des conduites d'alimentation et de distribution soit allouée sur la base de la CA. Dans le cas

---

<sup>165</sup> Pièce A-0044, p. 214 à 223.

de la clientèle du service interruptible, elle souhaite que la CA tienne compte de la pointe non coïncidente estimée à partir de leur demande horaire maximale (DHM).

[466] L'allocation de la composante capacité des conduites d'alimentation et de distribution se fait présentement sur la base de la CAU. Cette dernière tient compte de la capacité attribuée ou réservée aux clients et des volumes retirés annuellement (CU pour capacité utilisée).

[467] La capacité attribuée à chaque catégorie tarifaire correspond à sa contribution à la demande de pointe. La contribution à la pointe peut être établie de façon coïncidente, pour les clients à lecture mensuelle, ou non coïncidente, pour les clients à lecture quotidienne.

[468] L'expert Overcast suggère, en vertu du principe de causalité des coûts, que la composante capacité du coût des conduites d'alimentation et de distribution soit allouée sur la base de la CA uniquement. Il propose toutefois qu'un ajustement soit inclus afin de tenir compte de la pointe non coïncidente des clients du service interruptible.

[469] L'approche proposée par l'expert Overcast affecte principalement la clientèle du service interruptible qui, selon la méthode actuellement en vigueur, se voit attribuer une portion de la composante capacité du coût des conduites d'alimentation et de distribution sur la base de sa CU plutôt que sur la base de sa CA, comme c'est le cas pour les autres catégories de clientèle. L'expert indique que les clients du service interruptible sont pris en compte dans la conception des conduites d'alimentation et de distribution. Ainsi, il estime que les coûts relatifs à ces conduites doivent leur être alloués de la même façon qu'ils le sont à toutes les autres catégories de clients, soit en fonction de leur CA.

### ***Modèle d'estimation des volumes de la pointe***

[470] Étant donné que pour la vaste majorité des clients les données de consommation proviennent de lectures mensuelles de compteur, les volumes de consommation quotidienne ne sont pas connus. Il en résulte que la contribution de cette catégorie de clientèle à la détermination de la demande de pointe ne peut être simplement observée. Gaz Métro estime donc une pointe coïncidente par régression linéaire à partir des volumes mensuels de consommation des clients des tarifs  $D_1$  et  $D_3$  à lecture mensuelle.

[471] Par ailleurs, dans le cas des clients des tarifs D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub> et D<sub>3</sub> à lecture quotidienne, la demande de pointe est estimée à partir de la DHM fixée au contrat. La DHM est multipliée par 24 pour obtenir la DQM des clients de ces tarifs.

[472] Gaz Métro a évalué d'autres modèles de prévision de la DQM, notamment pour tenir compte de l'effet du vent comme elle le fait pour prévoir la demande de pointe dans le cadre de son plan d'approvisionnement et dans l'exercice de normalisation des revenus. Elle ne retient pas ces méthodes alternatives.

[473] D'une part, elle a constaté que l'effet croisé des variations quotidiennes de la température et de la vitesse du vent ne peut être capté par ces méthodes aussi bien qu'il l'est par les modèles utilisés pour la normalisation des revenus.

[474] D'autre part, l'ajout au modèle d'une variable représentant la vitesse du vent a un effet marginal sur l'allocation de la DQM au sein des différents tarifs et paliers tarifaires. Aussi, certains résultats ne sont pas, statistiquement, différents de zéro.

[475] En conséquence, malgré le fait qu'il puisse sembler approprié d'harmoniser les différents modèles utilisés pour estimer la sensibilité de la consommation aux facteurs climatiques, l'analyse du Distributeur démontre que l'évaluation de la DQM aux fins de l'exercice de l'allocation des coûts est mieux servie par l'approche actuelle. Il souhaite donc maintenir le modèle actuel pour l'estimation de la pointe de ses clients à lecture mensuelle.

### **9.2.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[476] L'expert Knecht appuie la proposition de Gaz Métro, mais émet les réserves suivantes relatives au modèle utilisé pour estimer la demande de pointe :

*« 9. Gaz Métro should review its design demand calculations for cost allocation purposes, and evaluate modifications to achieve the following :*

*a. Ensure that design demands for cost allocation are reasonably consistent with design demands for system planning and operation;*

- b. *Ensure that design demands for each class are consistently estimated across classes, on a non-coincident peak demand and on an hourly basis;*
- c. *Ensure that the contract demands used for D4 and D5 customers reasonably reflect the design demands that Gaz Métro has an obligation to serve;*
- d. *Develop design demands for weather sensitive customers (net of daily metered customers) using daily or hourly sendout during cold weather periods. At a minimum, design demands for weather sensitive classes used in cost allocation should be validated against actual system sendout during extreme conditions »<sup>166</sup>.*

[477] L'expert Chernick appuie également la proposition de Gaz Métro.

[478] Quant à SÉ-AQLPA, il recommande de ne pas approuver la proposition de Gaz Métro voulant que la méthode d'allocation du coût des conduites d'alimentation soit la même que celle du coût des conduites de distribution. Il recommande plutôt qu'aucune part de la capacité des conduites d'alimentation et de distribution ne soit allouée à la clientèle du tarif D<sub>5</sub><sup>167</sup>.

### 9.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[479] **Pour les motifs invoqués par Gaz Métro, la Régie approuve la proposition d'allouer la composante capacité des conduites d'alimentation et de distribution à l'aide du facteur de répartition CA. Elle approuve également la proposition du Distributeur relative au modèle de prévision des volumes de pointe.**

---

<sup>166</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 31 et 32.

<sup>167</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 4.

### 9.3 FACTEUR DE RÉPARTITION DE LA COMPOSANTE ACCÈS DES CONDUITES DE DISTRIBUTION

#### 9.3.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

[480] Une fois calculée la composante accès des conduites de distribution, elle doit être répartie entre les différentes catégories de clients. Gaz Métro alloue présentement cette portion des coûts en fonction du nombre relatif de clients que comporte chaque catégorie.

[481] Elle propose d'allouer la composante accès sur la base du nombre de branchements plutôt que sur la base du nombre de clients. Elle souligne qu'un biais est apparu au cours des dix dernières années en défaveur des petits consommateurs.

[482] Étant donné la croissance importante du marché de la copropriété au cours des dernières années, le ratio du nombre moyen de clients par branchement a beaucoup augmenté. Conséquemment, une plus grande portion du coût des conduites de distribution est allouée à un immeuble comportant plusieurs compteurs, comparativement à un immeuble où un seul compteur est installé.

[483] Pour Gaz Métro, cette situation n'a pas lieu d'être, puisque dans un immeuble desservi par un seul branchement, qu'il y ait un ou plusieurs compteurs, pour une même consommation d'ensemble, l'usage des conduites de distribution est le même :

*« Selon les principes du traitement égalitaire des équivalents et de causalité des coûts, les clients qui affectent les coûts de la même façon devraient se voir allouer une même part des coûts de distribution. Or, ce n'est pas le cas lorsque l'allocation de la composante accès du coût des conduites de distribution se fait sur la base du nombre de clients. Les catégories tarifaires où l'on retrouve plus d'un client par branchement, particulièrement les premiers paliers du tarif D<sub>1</sub>, sont désavantagées et se voient imputer une plus large part des coûts que ce qui leur revient »<sup>168</sup>.*

---

<sup>168</sup> Pièce B-0111, p. 37.

### **9.3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[484] Pour l'expert Chernick, que ce soit le nombre de clients ou le nombre de branchements qui soit utilisé, ni l'un ni l'autre n'a un impact majeur sur le coût des conduites de distribution mises en terre. Il affirme qu'un réseau de distribution est construit afin de desservir une zone et ce réseau est mis en place si, et seulement si, l'estimation du volume total à livrer justifie l'expansion et, par conséquent, l'investissement.

[485] Les estimés de volumes de livraison déterminent la longueur, le diamètre et le coût des conduites à mettre en terre. Le nombre de clients ou de branchements n'est pas un facteur déterminant, selon l'expert Chernick.

[486] Toutefois, si le coût du réseau doit être alloué en utilisant un élément de mesure indépendant de l'utilisation qui en est faite, ce critère doit tenir compte du fait que le coût des conduites de distribution associé au raccordement de plusieurs clients partageant le même immeuble n'est pas supérieur à celui de raccorder, sur un site équivalent, un client commercial consommant le même volume de gaz. Par conséquent, l'expert estime que l'utilisation du nombre de branchements, pour allouer la composante accès, est préférable à l'utilisation du nombre de clients.

[487] L'UMQ et SÉ-AQLPA recommandent à la Régie d'accepter la proposition de Gaz Métro de fonder le facteur d'accès aux conduites de distribution sur le nombre de branchements plutôt que sur le nombre de clients.

### **9.3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[488] La Régie constate que le nombre de clients comme le nombre de branchements sont des facteurs de répartition appropriés pour allouer la composante accès du coût des conduites de distribution. Toutefois, compte tenu des dispositions de la présente décision et, notamment, de la Méthode retenue pour établir la valeur de la composante accès du réseau, elle juge que l'utilisation du nombre de clients assure un meilleur lien causal entre la nature de ce coût et les catégories de clients qui l'assument.

[489] **Par conséquent, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro et maintient le nombre de clients comme facteur d'allocation de la composante accès du coût des conduites de distribution.**

## 10. ALLOCATION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION

[490] Les dépenses d'exploitation englobent l'ensemble des dépenses encourues par l'entreprise pour ses activités de distribution sur le territoire pour lequel un droit exclusif lui a été octroyé. Ces charges incluent, notamment, les achats de marchandises, les frais d'administration et de gestion liés à toutes les unités organisationnelles de Gaz Métro ainsi que la rémunération de tous les salariés, y compris celle des dirigeants. Gaz Métro indique que la plupart des dépenses d'exploitation ne peuvent faire l'objet d'une attribution directe et doivent donc être allouées en fonction d'un facteur d'allocation<sup>169</sup>.

[491] Présentement, Gaz Métro regroupe ses dépenses d'exploitation en 13 rubriques, selon leur nature, et l'allocation de chacune de ces rubriques se fait à l'aide d'un facteur permettant de respecter un lien de causalité établi. Elle propose de revoir la façon dont les différentes dépenses d'exploitation sont regroupées, en tenant compte principalement de la fonction ou de l'activité exercée par les unités organisationnelles auxquelles les coûts se rapportent plutôt que de la nature des coûts encourus. Cette approche s'appuie sur la recommandation de l'expert Overcast et s'inspire du principe « *activity-based costing system* » emprunté à la comptabilité de gestion.

[492] Après consultation des différents services de l'entreprise et après avoir pris en considération la façon dont certains autres distributeurs canadiens allouent les frais généraux, Gaz Métro indique que 13 grandes activités ont été identifiées et rassemblées selon quatre grands regroupements, tels qu'illustrés au tableau suivant.

---

<sup>169</sup> Pièce B-0111, p. 67.



**TABLEAU 15**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION – REGROUPEMENTS PROPOSÉS**

<b>Regroupements proposés</b>	<b>Montant (k\$)</b>
Opérations et maintenance du réseau	68 858
Service à la clientèle	15 254
Services administratifs et dépenses générales	77 821
Ventes et marketing	23 788
<b>Total</b>	<b>185 721</b>

*Source : Pièce B-0045, p. 57.*

[493] **La Régie approuve la proposition du Distributeur de regrouper les dépenses d'exploitation en 13 activités rassemblées dans quatre grandes rubriques en tenant compte, principalement, de la fonction ou de l'activité exercée par les unités organisationnelles auxquelles les coûts se rapportent.**

### **10.1 OPÉRATION ET MAINTENANCE DU RÉSEAU**

[494] Le regroupement « Opération et maintenance du réseau » proposé par Gaz Métro inclut tous les coûts des activités qui se rapportent à la gestion et à la conception du réseau. Le tableau suivant présente les cinq grandes activités de ce groupe, qui totalisent 68,8 M\$.

**TABLEAU 16**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION – OPÉRATIONS ET MAINTIENANCE DU RÉSEAU**

	Facteur de répartition proposé	Montant (k\$)
Approvisionnements gaziers	CA	3 486
Ingénierie et planification des travaux	FB08	15 183
Opérations et maintenance des conduites principales	CONDPRIN	33 976
Opérations et maintenance des branchements	FS21	6 863
Opérations et maintenance des compteurs	FS22	9 350
Total		68 858

Source : Pièce B-0045, p. 57.

### *Approvisionnements gaziers*

[495] Cette rubrique comporte trois activités :

- centre de contrôle du réseau : 1 545 k\$;
- contrats et administration : 1 178 k\$;
- direction : 758 k\$<sup>170</sup>.

[496] Ces coûts sont présentement regroupés sous les dépenses d'administration et alloués selon le facteur EXPLOITD, à l'exception des dépenses du Centre de contrôle du réseau qui sont allouées à l'aide des facteurs CONDPRIN et FS21.

[497] Gaz Métro propose d'allouer ces coûts en fonction du facteur de répartition CA pour l'ensemble des clients. Elle est d'avis que la capacité de gaz à laquelle les catégories de clients ont accès est le principal inducteur des coûts liés aux activités d'approvisionnements gaziers.

[498] Le Distributeur précise que les dépenses relatives à la sous-rubrique « Contrats et administration » sont principalement constituées du coût de traitement de tous les contrats d'achat à prix fixe, des contrats de gaz d'appoint et des contrats des clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients qui fournissent leur propre service de transport. Elles comprennent aussi le coût des activités relatives au calcul mensuel des services de fourniture et de compression, à la gestion des déboursés

---

<sup>170</sup> Pièce B-0045, p. 60.

reliés à l'approvisionnement gazier et à la participation au groupe de travail « *Toll Task Force* » de TCPL<sup>171</sup>.

[499] Questionnée sur l'opportunité de répartir cette sous-rubrique en fonction du nombre de contrats en achat direct à prix fixe et des contrats en gaz d'appoint qui sont traités annuellement, Gaz Métro fait valoir que le facteur de répartition proposé offre un reflet adéquat de ces activités à des fins d'allocation :

*« Si on regarde le, je n'ai pas le facteur devant moi, là, mais jusqu'à trente-six mille cinq cents mètres cubes (36 500 m<sup>3</sup>), je crois, que c'est sept pour cent (7 %) du facteur total.*

*Donc il y a quatre-vingt-treize pour cent (93 %) du facteur qui est pour des clients de plus de trente-six mille cinq cents mètres cubes par année (36 500 m<sup>3</sup>/a) puis essentiellement, les conditions d'admission pour avoir des contrats d'achat direct ou de service de gaz à prix fixe, c'est surtout ces clients-là que ça touche. Donc le, sans même regarder spécifiquement des contrats, on croit que généralement, la capacité attribuée fait un reflet adéquat pour des fins d'allocation pour la portion contrats et administration également »<sup>172</sup>.*

[500] L'expert Chernick est d'avis que le facteur inducteur de coûts pour la rubrique « Approvisionnements gaziers » est davantage le volume annuel, dans la mesure où le personnel et les installations sont requis à chacune des journées de l'année et non seulement durant les périodes de pointe<sup>173</sup>.

[501] La Régie constate que les dépenses encourues pour la sous-rubrique « Contrats et administration » permettent principalement de gérer les contrats et les nominations des clients qui n'utilisent pas les services de fourniture ou de transport du Distributeur ou ceux des clients qui utilisent les services de gaz d'appoint. La Régie note que ces options tarifaires ne sont pas disponibles aux clients individuels consommant moins de 7 500 m<sup>3</sup>/an, à moins qu'ils ne se regroupent. La Régie considère donc que la méthode proposée par Gaz Métro n'est pas suffisamment ciblée aux clients utilisateurs de ce service.

---

<sup>171</sup> Pièce B-0097, p. 45.

<sup>172</sup> Pièce A-0044, p. 139 et 140.

<sup>173</sup> Pièce C-ROÉÉ-0040, p. 29.

[502] En conséquence, afin de mieux refléter les liens de causalité entre ces dépenses et les clients utilisateurs, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'utiliser un facteur de répartition permettant d'identifier plus précisément les utilisateurs de ces services et de leur allouer leur juste part de ces coûts.

[503] La Régie juge que la sous-rubrique « Contrats et administration » devrait être répartie en fonction du nombre de clients qui ont recours aux services d'achat à prix fixe, de contrats de gaz d'appoint et de contrats en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients qui fournissent leur propre service de transport.

**[504] En conséquence, elle ordonne au Distributeur de lui présenter, dans le cadre de la mise à jour de l'Étude, un nouveau facteur de répartition qui permettra de faire une allocation directe des coûts de la sous-rubrique « Contrats et administration » à la clientèle qui utilise ces services.**

**[505] En ce qui a trait aux sous-rubriques « Centre de contrôle du réseau » et « Direction », la Régie approuve la proposition du Distributeur et autorise que ces coûts soient alloués selon le facteur CA.**

### *Ingénierie et planification des travaux*

[506] Cette rubrique regroupe les salaires, les coûts de matériel et d'outillage et les dépenses générales se rapportant à l'ingénierie, à la conception du réseau, à la gestion des actifs, à la géomatique ainsi que les coûts reliés aux projets majeurs. La plupart de ces coûts sont présentement classés sous les dépenses d'administration et sont alloués avec le facteur EXPLOITD.

[507] Gaz Métro propose d'allouer ces coûts en fonction du nombre de clients (FB08) puisque, à son avis, ce facteur est le plus important déterminant des coûts pour ce centre d'activités. Selon elle, cette approche est aussi utilisée par certains distributeurs gaziers canadiens.

[508] En réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro mentionne que les dépenses d'exploitation associées à la rubrique « Ingénierie et planification des travaux » représentent la portion de coût non capitalisable de ces activités. Les coûts capitalisables se retrouvent dans la base de tarification et sont alors alloués selon les facteurs CONDRIN, FS21, FS22 ou autres, selon la nature des projets auxquels ils se rapportent.

De l'avis du Distributeur, les dépenses non capitalisables peuvent donc être vues comme des dépenses « standards » associées à l'ensemble des clients. À son avis, la capacité des conduites et le volume consommé n'ont en général pas d'incidence sur les travaux de conception de réseau, de gestion des actifs et de géomatique. Il soutient que le facteur inducteur de coût est donc le nombre de clients<sup>174</sup>.

[509] En audience, le Distributeur précise qu'une portion de cette activité traite de la conception des réseaux et des projets majeurs, mais qu'il comporte également des volets importants d'entretien, de maintenance du réseau et de localisation des conduites principales<sup>175</sup>.

[510] La FCEI est d'avis qu'une proportion significative des travaux d'ingénierie est reliée à la planification de projets d'extension de réseau, d'implantation de conduites de fort calibre et de raccordement de clients à grand débit. En conséquence, il lui apparaîtrait plus approprié que les dépenses d'exploitation regroupées sous la rubrique « Ingénierie et planification des travaux » soient allouées en partie sur la base des volumes et en partie sur la base du nombre de clients<sup>176</sup>.

[511] L'expert Chernick fait valoir que le nombre de clients n'est pas un facteur inducteur de coûts pour cette rubrique. Il mentionne :

*« Gaz Métro's assertion that customer numbers drive engineering and planning expenses is nonsensical. Adding a small customer requires a meter and sometimes a service connection, neither of which is likely to require much engineering or planning. The activities in this category are clearly related to larger projects, primarily for mains.*

*Nor are these costs related to operating expenses, since they are primarily incurred for capital project.*

*This expense category should be allocated in proportion to the total investment in mains and access roads, which are likely to dominate the costs of system design, asset management, and especially major projects. If these costs are also driven by*

---

<sup>174</sup> Pièce B-0045, p. 60.

<sup>175</sup> Pièce A-0044, p. 144 et 145.

<sup>176</sup> Pièce C-FCEI-0022, p. 17.

*other categories of major projects, such as the LNG plant, those investments should be included in the allocator »*<sup>177</sup>. [nous soulignons]

[512] L'UC met en doute le bien-fondé de l'approche proposée par le Distributeur. À son avis, il apparaît raisonnable de penser que lorsque Gaz Métro décide de prolonger ou de modifier son réseau afin de desservir un ou quelques grands clients, les coûts d'ingénierie encourus pourront être tout aussi importants, et même davantage, que lorsqu'elle effectue un prolongement de réseau dans un secteur résidentiel densément peuplé<sup>178</sup>.

[513] L'intervenante estime que si le coût des conduites du réseau ne varie pas en fonction du nombre de clients du réseau, les coûts liés à l'ingénierie ou à la conception de projets majeurs ne devraient pas varier avec le nombre de clients non plus. L'UC recommande donc à la Régie de rejeter la proposition de Gaz Métro et d'accepter plutôt la proposition de l'expert Chernick.

[514] La Régie partage l'avis des intervenants quant au fait que le nombre de clients n'apparaît pas être un inducteur de coût prépondérant pour la rubrique de coûts « Ingénierie et planification des travaux », tenant compte de la nature des dépenses qu'elle inclut. Dans la mesure où cette rubrique comporte des dépenses relatives à la conception des réseaux et des projets majeurs, mais également des volets importants d'entretien, de maintenance du réseau et de localisation des conduites principales, la Régie considère que le facteur de répartition utilisé pour allouer les conduites principales, soit CONDPRIN, est un facteur de répartition qui reflète plus adéquatement la nature des dépenses de cette rubrique.

**[515] En conséquence, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro et lui ordonne d'allouer les coûts de la rubrique « Ingénierie et planification des travaux » en utilisant le facteur de répartition CONDPRIN.**

***Opérations et maintenance des conduites principales, des branchements et des compteurs***

[516] La rubrique « Opérations et maintenance des conduites principales » regroupe les salaires, le matériel l'outillage et les dépenses générales se rapportant au transport gazier, à la compression ainsi qu'une partie des dépenses d'exploitation du réseau relatives aux

---

<sup>177</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 29.

<sup>178</sup> Pièce C-UC-0015, p. 10.

conduites principales. Gaz Métro propose d'allouer ces coûts selon le facteur CONDPRIN s'appliquant à l'ensemble des conduites principales et découlant de la présente décision.

[517] La rubrique « Opérations et maintenance des branchements » regroupe une partie des salaires et des dépenses en matériel et outillage se rapportant au raccordement des clients et à l'exploitation du réseau de conduites. Gaz Métro propose de continuer d'allouer ces coûts avec le facteur FS21.

[518] La rubrique « Opérations et maintenance des compteurs » regroupe les salaires, le matériel et les dépenses générales se rapportant à la pose d'appareils de mesure et au mesurage ainsi qu'une partie des dépenses d'exploitation du réseau. Gaz Métro propose de continuer d'allouer ces coûts avec le facteur FS22.

[519] La Régie considère que les propositions du Distributeur pour les facteurs de répartition de ces trois rubriques reflètent adéquatement les liens de causalité entre les dépenses encourues et les clients pour qui elles le sont.

**[520] La Régie approuve la proposition du Distributeur et l'autorise à allouer les coûts relatifs aux rubriques « Opérations et maintenance des conduites principales, des branchements et des compteurs » selon, respectivement, les facteurs de répartition CONDPRIN, FS21 et FS22, tels que définis et approuvés dans la présente décision.**

## **10.2 SERVICE À LA CLIENTÈLE**

[521] Le deuxième grand regroupement proposé par le Distributeur a trait aux coûts des activités liées au « Service à la clientèle », qui s'élèvent à 15,2 M\$. Il inclut trois rubriques, soit « Facturation des clients et relève de compteurs », « Crédit et recouvrement » et « Mauvaises créances ».

**TABLEAU 17**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION – SERVICE À LA CLIENTÈLE**

	Facteur de répartition proposé	Montant (k\$)
Facturation des clients et relève de compteurs	FB08	10 275
Crédit et recouvrement	FB08	3 983
Mauvaises créances	FS26	996
Total		15 254

Source : Pièce B-0045, p. 57 et 59.

***Facturation des clients et relève de compteurs***

[522] Cette rubrique inclut tous les salaires et dépenses générales se rapportant au service de la facturation des clients et à la relève de compteurs, incluant les fonctions entourant l'information et l'aide à la clientèle.

[523] Actuellement, ces coûts sont classés sous des rubriques différentes. Comme l'illustre le tableau suivant, ces coûts sont dégroupés et alloués selon des facteurs de répartition spécifiques.

**TABLEAU 18**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION -**  
**FACTURATION DES CLIENTS ET RELÈVE DE COMPTEURS**

	Facteur de répartition proposé	Facteur de répartition actuel	Montant (k\$)
Dépenses d'administration	FB08	EXPLOITD	576
Contrats, appels client et communication	FB08	FS23	4 386
Relevés de compteurs	FB08	FS24	1 328
Facturation des abonnés	FB08	FS25	3 985
Total			10 275

Source : Pièce B-0045, p. 56 et 59.

[524] Les facteurs de répartition FS23, FS24 et FS25 proviennent d'études spécifiques. Ces études scindent les clients en groupes qui reçoivent différents services du Distributeur. Les coûts associés à chacune de ces sous-rubriques sont donc alloués aux différentes catégories de clients en fonction des services reçus. Ainsi, par exemple, le facteur FS24, qui alloue les coûts de relève de compteurs, permet de prendre en compte le



fait que certains compteurs sont lus tous les deux mois alors que d'autres le sont tous les mois.

[525] Gaz Métro propose de regrouper l'ensemble des coûts encourus en soutien à la facturation indiqués au tableau précédent et de les allouer au prorata du nombre de clients, soit avec le facteur FB08.

[526] En réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro mentionne qu'il n'y a désormais plus de poste distinct pour les tâches reliées à la facturation des grandes entreprises et que tous les clients sont facturés à l'aide du système SAP. Ainsi, la distinction entre les catégories de clients est moins prononcée qu'elle ne l'était auparavant. Elle précise toutefois que cela ne signifie pas que le traitement est identique. Par exemple, la facture d'une grande entreprise au tarif D<sub>5</sub> présente davantage d'éléments que celle d'un client résidentiel, générant ainsi des questions et des vérifications différentes<sup>179</sup>.

[527] Gaz Métro précise également les éléments suivants :

- La fréquence de facturation des clients est mensuelle, sauf pour les clients de moins de 800 m<sup>3</sup>/année qui sont facturés bimestriellement. Ce groupe représente 20 % de la clientèle totale<sup>180</sup>.
- Une partie des employés du service de la facturation est formée pour répondre aux questions de la clientèle des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Ces tarifs sont pour l'instant plus complexes et comportent davantage de clauses que le tarif général D<sub>1</sub><sup>181</sup>.
- Les services relatifs aux services d'information et d'aide à la clientèle sont différents selon le tarif auquel ces clients sont assujettis. Ainsi, les clients des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> ont accès à un numéro de téléphone distinct et des agents de facturation spécialement formés répondent aux appels<sup>182</sup>.
- Les factures des clients des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sont effectivement plus complexes et requièrent plus de temps de traitement. Actuellement, ces clients

---

<sup>179</sup> Pièce B-0045, p. 62.

<sup>180</sup> Pièce B-0097, p. 47.

<sup>181</sup> *Ibid.*

<sup>182</sup> *Ibid.*

représentent environ 15 % de la charge de travail mensuelle au service de la facturation<sup>183</sup>.

[528] Gaz Métro fait valoir que, dans la mesure où les tarifs seront revus lors de la phase 2 du présent dossier, les changements apportés devraient amener une simplification qui facilitera le processus de facturation et de formation des employés.

[529] Le Distributeur mentionne en audience qu'il pourrait être possible d'établir des facteurs de répartition qui refléteraient les particularités des services offerts aux catégories tarifaires et qui respecteraient les concepts pris en compte dans l'élaboration des facteurs de répartition FS23, FS24 et FS25. Cependant, il considère que ce serait plus complexe. Il soutient que le fait d'utiliser le nombre de clients est raisonnable, suffisant et adéquat puisque les résultats obtenus avec ce facteur de répartition sont similaires à ceux obtenus avec les facteurs spécifiques<sup>184</sup>.

[530] À ce sujet, l'expert Chernick mentionne :

*« This allocation would only be correct if the costs of metering and billing were the same for all customers. Since D4, D5, and some D3 are metered daily, the metering and billing costs for those customers are almost certainly higher than the costs for D1 customers. The cost differences should be estimated and reflected in allocation of these costs »<sup>185</sup>.*

[531] La Régie constate qu'il existe des différences dans les services offerts aux clients en ce qui a trait à la facturation, la lecture des compteurs et les services d'aide et d'information. Certaines de ces différences sont d'ailleurs libellées dans les articles 5.3.2 et 6.1.1 du texte des *Conditions de service et Tarif*.

[532] De plus, la Régie rappelle que dans les indices de qualité de service mesurés en fin d'année dans le cadre du partage des trop-perçus, elle a fixé des objectifs de qualité de service qui diffèrent selon les catégories de clients<sup>186</sup>.

---

<sup>183</sup> Pièce B-0097, p. 48.

<sup>184</sup> Pièce A-0044, p. 151.

<sup>185</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 31.

<sup>186</sup> Dossier R-3879-2014, pièce B-0209, p. 5.

[533] La Régie note que Gaz Métro privilégie le critère de simplicité pour l'allocation des coûts de cette rubrique. Cependant, la Régie constate que, par le passé, le Distributeur a su refléter ces différences de service dans les facteurs de répartition sans avoir à encourir d'effort indu. **Dans la mesure où les différences de service existent toujours et qu'il est possible de les distinguer à l'aide de facteurs de répartition, la Régie rejette la proposition du Distributeur.**

[534] **Elle lui ordonne de continuer à allouer les dépenses des sous-rubriques « Contrats, appels client et communication », « Relevés de compteurs » et « Facturation des abonnés » à l'aide des facteurs de répartition actuels, soit, respectivement FS23, FS24 et FS25. En ce qui a trait à la sous-rubrique « Dépenses d'administration », la Régie ordonne au Distributeur d'en répartir les coûts selon un nouveau facteur dérivé constitué à partir des facteurs FS23, FS24 et FS25.**

### *Crédit et recouvrement*

[535] Cette rubrique regroupe les salaires et dépenses générales relatives aux activités de suivi et d'évaluation de la position financière des clients et de leur crédit, pour un montant de 251 k\$, ainsi qu'aux activités de recouvrement d'un montant de 2 838 k\$. À ces montants s'ajoute un coût de 671 k\$ en salaires associés à la gestion et à l'administration.

[536] Gaz Métro propose d'allouer les coûts de cette rubrique en fonction du nombre de clients sans cependant faire la distinction entre les clients à facturation cyclique et ceux à facturation en fin de mois, comme cela est fait présentement.

[537] Gaz Métro indique que depuis le passage de l'ensemble de la facturation au système SAP, il n'y a plus lieu de traiter les clients à facturation cyclique différemment des autres. Ces clients, dont la facturation se faisait antérieurement par le système informatique FICH, sont maintenant intégrés dans le nouveau système de facturation SAP. Le facteur d'allocation FS29, utilisé actuellement, qui fait la distinction entre les clients à facturation cyclique et ceux à facturation en fin de mois n'est donc plus requis. Ainsi, elle propose que le facteur FB08 soit dorénavant utilisé pour allouer ces coûts.

[538] En réponse à une demande de renseignements, Gaz Métro indique que l'équivalent d'une année-personne est attribué au recouvrement des clients industriels. Tous les autres représentants traitent les dossiers de tous les autres types de clientèle. Elle ajoute que de

façon générale, le travail est le même, mais les processus diffèrent selon le type de clientèle et le montant en défaut de paiement<sup>187</sup>.

[539] Le Distributeur précise également que les activités relatives au suivi de l'évaluation de la position financière et du crédit des clients ont trait uniquement aux clients commerciaux et industriels.

[540] À la suite d'une demande de la Régie, Gaz Métro présente un facteur de répartition plus ciblé, le nouveau FS29, qui prend en compte les ressources affectées distinctement aux clients résidentiels, commerciaux et industriels<sup>188</sup>. Elle précise que l'ensemble des calculs complexifie l'élaboration de ce facteur sans pour autant que l'allocation qui en résulte diffère de façon significative de celle obtenue avec le facteur FB08. Elle indique un écart observé de 1,27 %. En conséquence, le Distributeur est d'avis que le facteur FB08 demeure le meilleur facteur de répartition.

[541] L'expert Knecht indique à ce sujet :

*« [...] As the Company is presumably aware of which customers and which classes generate actual late payment revenues, it should modify its method to base the allocation on the class-specific historical rates for late payment revenues »<sup>189</sup>.*

[542] La Régie partage l'avis de l'expert Knecht et juge que le nouveau facteur de répartition FS29 présenté par le Distributeur est plus ciblé et reflète plus fidèlement le lien entre les coûts et les clients pour lesquels ils ont été encourus.

[543] La Régie constate que l'écart entre l'allocation obtenue à partir des données de l'année 2013-2014 et des deux facteurs FB08 et FS29 ne présente pas de différences significatives. Toutefois, elle juge que le fait d'adopter une méthode qui reflète plus fidèlement la réalité temporelle des coûts en matière de crédit et de recouvrement permettra de capter d'éventuels changements de contexte. Elle juge également que les calculs effectués par le Distributeur pour évaluer le nouveau facteur FS29 ne représentent pas des efforts démesurés.

---

<sup>187</sup> Pièce B-0045, p. 64 et 65.

<sup>188</sup> Pièce B-0097, p. 49 à 53.

<sup>189</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 29 et 30.

[544] **Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition du Distributeur et lui ordonne d'utiliser le nouveau facteur FS29 présenté à la pièce B-0097 pour allouer les coûts de la rubrique « Crédit et recouvrement ».**

### *Mauvaises créances*

[545] Le facteur actuellement utilisé pour allouer les coûts associés aux mauvaises créances est le facteur FS26 qui est fonction des revenus générés par chaque catégorie tarifaire. Gaz Métro indique que le système SAP permet d'identifier les clients associés aux montants présumés non recouvrables. Elle propose donc de modifier le facteur FS26 de façon à ce que les montants non recouverts soient directement alloués, par catégorie tarifaire, à partir de ces informations.

[546] **La Régie approuve la proposition du Distributeur d'utiliser le facteur FS26 pour allouer les coûts de la rubrique « Mauvaises créances ».**

## **10.3 SERVICES ADMINISTRATIFS ET DÉPENSES GÉNÉRALES**

[547] Ce regroupement correspond aux coûts de toutes les activités en soutien à la clientèle externe et s'élève à 77,8 M\$. Il inclut les rubriques « Réglementation, comptabilité et affaires publiques », « Services support interne » et « Trésorerie ».

**TABLEAU 19**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION -**  
**SERVICES ADMINISTRATIFS ET DÉPENSES GÉNÉRALES**

	Facteur de répartition proposé	Montant (k\$)
Réglementation, comptabilité et affaires publiques	CA/FB08	18 443
Services support interne	EXPLOITD	55 728
Trésorerie	BASETARD	3 650
Total		77 820

*Source : Pièce B-0045, p. 57.*

### *Réglementation, comptabilité et affaires publiques*

[548] Cette rubrique, qui totalise 18,4 M\$, inclut les salaires et les dépenses générales se rapportant, notamment, aux activités impliquant les intervenants externes que sont le régulateur, les intervenants des secteurs gouvernemental ou public ainsi que l'actionnaire, tels qu'ils apparaissent au tableau suivant.

**TABLEAU 20**  
**DÉPENSES D'EXPLOITATION -**  
**RÉGLEMENTATION, COMPTABILITÉ ET AFFAIRES PUBLIQUES**

	Facteur de répartition proposé	Montant (k\$)
Comptabilité	CA/FB08	3 016
Vérification interne et finances	CA/FB08	1 386
Tarification et réglementation	CA/FB08	3 305
Services juridiques	CA/FB08	2 473
Contrôle corporatif	CA/FB08	1 717
Affaires publiques et gouvernementales	CA/FB08	4 876
Prévision de la demande	CA/FB08	1 670
Total		18 443

Source : Pièce B-0045, p. 66.

[549] Ces coûts sont présentement regroupés dans les dépenses d'administration et sont alloués avec le facteur EXPLOITD. Gaz Métro propose de les allouer à la fois selon le nombre de clients et selon la capacité attribuée, dans une proportion de 50/50. Elle évoque un certain lien de causalité entre ces facteurs et ces coûts<sup>190</sup>. Elle indique également s'être inspirée des pratiques d'autres distributeurs qui utilisent aussi ces facteurs.

[550] Gaz Métro précise par ailleurs que l'ensemble des sous-rubriques a été analysé en bloc et que le lien avec la clientèle est indirect. Ainsi, elle mentionne qu'il n'est pas possible d'affirmer que ces services varient directement en fonction du nombre de clients, du volume consommé, de la capacité requise ou encore des revenus générés<sup>191</sup>.

<sup>190</sup> Pièce B-0111, p. 75.

<sup>191</sup> Pièce B-0045, p. 66.

[551] En réponse à une question qui suggérait d'allouer les coûts des sous-rubriques « Tarification et réglementation » et « Prévion de la demande » en fonction du volume de gaz distribué, soit le facteur FB01D, Gaz Métro mentionne que lorsque le nombre de clients est constant, la variation des volumes consommés n'a pas d'impact sur les efforts déployés par ces activités. Elle soutient plutôt que les coûts de ces activités varient davantage en fonction du nombre de dossiers à traiter et de la complexité du cadre réglementaire<sup>192</sup>.

[552] L'expert Knecht indique à ce sujet que :

*« [w]hile the Company's proposal is not necessarily unreasonable, a better allocation factor would be total costs subject to regulation or total revenues subject to regulation. [note de bas de page omise] There is no obvious causal relationship between regulatory affairs cost and a simple average of customer and commodity allocation factors »<sup>193</sup>. [nous soulignons]*

[553] Pour sa part, l'expert Chernick mentionne :

*« While the existing approach is not clearly cost-based (some categories of expenses require large amounts of these services, which others require little) Gaz Métro's proposal is not much of an improvement. The number of customers has little or nothing to do with these costs. Some of these costs (much of the accounting, internal audits and finance; some legal services; and corporate control) are related to the need to raise capital, and hence should be allocated primarily on investment levels. Most of the remaining costs are related to major projects (much of legal, regulation and public and government affairs) or to load that drives the need for those projects (and for demand forecasting). Hence, a more reasonable allocator would be a mix of total investments, mains investment (and any other plant categories that include major projects, such as the LNG plant), and peak demand. In the absence of more detail regarding the make-up of the underlying costs, the weighting of those three allocators must be somewhat arbitrary, although not as arbitrary as allocating major project costs on customer number. As an interim measure, an equal weighting of these three allocators seems reasonable »<sup>194</sup>. [nous soulignons]*

---

<sup>192</sup> Pièce B-0045, p. 67.

<sup>193</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 27.

<sup>194</sup> Pièce C-ROÉE-0040, p. 30.

[554] L'UC ne croit pas pertinent de recourir au nombre de clients afin d'allouer les coûts de cette rubrique. Pour l'intervenante, le fait d'allouer les coûts de la « Prévion de la demande » en fonction du nombre de clients ne reflèterait pas la causalité des coûts. Une allocation de ces coûts en fonction des volumes lui apparaît plus représentative de la réalité<sup>195</sup>.

[555] L'intervenante est d'avis que l'utilisation des revenus bruts constituerait une meilleure approche d'allocation des coûts relatifs aux « Affaires publiques et gouvernementales ».

[556] Quant à la « Tarification et réglementation », l'UC mentionne que le nombre de clients n'a que peu à voir avec les coûts encourus. Elle soutient que plusieurs dossiers ou enjeux traités devant la Régie nécessitent beaucoup d'efforts et se rapportent principalement aux préoccupations de la clientèle industrielle, peu nombreuse, mais dont les volumes consommés et les revenus bruts générés sont importants<sup>196</sup>.

[557] L'UC recommande donc à la Régie de rejeter la proposition de Gaz Métro et d'allouer ces coûts de façon temporaire, tel que le propose l'expert Chernick. Elle recommande également à la Régie d'ordonner à Gaz Métro d'effectuer une étude plus poussée de ce facteur d'allocation et de formuler une proposition définitive à cet égard dès le prochain dossier tarifaire.

[558] La Régie constate que cette rubrique contient un nombre important d'activités pour lesquelles il est difficile d'établir un lien direct avec un facteur inducteur de coût. Elle n'est pas convaincue que dans un tel contexte la proposition du Distributeur d'utiliser les facteurs FB08 et CA soit appropriée.

[559] Tenant compte du large éventail d'activités couvert et de la difficulté d'établir un lien direct entre les facteurs de base et ces dépenses, la Régie juge que l'utilisation d'un facteur de répartition basé sur les volumes de gaz distribués est plus adéquate. Elle appuie sa décision, notamment, sur le fait que les redevances qui lui sont versées tiennent compte de ce facteur. Elle considère également que le recours aux volumes de gaz distribués conduit à un partage plus équitable des dépenses de ces secteurs d'activités qu'un facteur basé sur le nombre de clients.

---

<sup>195</sup> Pièce C-UC-0015, p. 11.

<sup>196</sup> Pièce C-UC-0015, p. 11.



**[560] Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro et lui ordonne d'allouer les coûts de la rubrique « Réglementation, comptabilité et affaires publiques » à l'aide du facteur FB01D.**

*Services support interne*

[561] Les activités en soutien à la clientèle interne incluent tous les salaires, avantages sociaux et dépenses générales encourus par Gaz Métro, en lien notamment avec les coûts des services liés à l'approvisionnement en biens et services, la gestion de la flotte de véhicules, la gestion des immeubles, les ressources humaines, l'informatique et la direction de Gaz Métro.

[562] Ces coûts, qui s'élèvent à 55,7 M\$, sont présentement regroupés dans les dépenses d'administration et sont alloués avec le facteur EXPLOITD. Gaz Métro propose de maintenir l'utilisation de ce facteur, étant donné qu'il reflète adéquatement l'ensemble des inducteurs de ces coûts.

[563] Selon l'expert Knecht :

*« This is a surprisingly large cost item, totaling some \$55.7 million in costs, in effect representing a 43 percent markup on all other O&M costs. While the Company's proposal is not necessarily unreasonable, this cost category comprises a wide variety of costs, and some additional analysis of the specific costs included in this category and the factors causing those costs to be incurred would seem to be in order »<sup>197</sup>.*

[564] La Régie partage l'avis de l'expert quant à l'ampleur du montant de cette rubrique. Cependant, elle juge que bien que les « Services support interne » comprennent une variété importante d'activités, l'utilisation du facteur d'allocation EXPLOITD n'apparaît pas déraisonnable, compte tenu des informations obtenues du Distributeur.

**[565] En conséquence, la Régie approuve la proposition de Gaz Métro et ordonne que les coûts de la rubrique « Services support interne » soient alloués selon le facteur EXPLOITD.**

---

<sup>197</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 27.

### *Trésorerie*

[566] Regroupant les salaires et les dépenses générales liés à la rubrique « Trésorerie », les coûts associés à cette rubrique sont présentement classés dans les dépenses d'administration et alloués sur la base de la répartition des dépenses d'exploitation. Gaz Métro propose plutôt d'allouer ces coûts en fonction de la répartition des coûts de la base de tarification (BASETARD), étant donné que les activités de la rubrique « Trésorerie » sont liées à la valeur de la base de tarification.

[567] Selon l'UC, les activités de la rubrique « Trésorerie » devraient être liées aux revenus bruts d'une catégorie tarifaire. Ces activités touchent à l'ensemble des activités de l'entreprise, et non pas seulement à ce qui se rapporte à la base de tarification. Ainsi, c'est sur la base de l'ensemble des coûts déjà répartis que l'allocation de la rubrique « Trésorerie » devrait se faire<sup>198</sup>.

[568] L'intervenante recommande à la Régie de rejeter la proposition de Gaz Métro et d'utiliser le facteur de répartition qu'elle propose, soit un facteur de répartition en fonction de la somme des coûts déjà répartis qu'elle nomme le facteur DEJAREPA. Ce facteur de répartition proposé par l'UC est un facteur dérivé composé de plusieurs postes de dépenses.

[569] La Régie ne partage pas l'avis de l'UC. Elle considère que les liens de causalité entre les activités de la rubrique « Trésorerie » et la valeur de la base de tarification sont prédominants. En conséquence, l'utilisation du facteur BASETARD pour allouer ces coûts lui apparaît appropriée.

**[570] Pour ces motifs, la Régie approuve la proposition de Gaz Métro et ordonne que les coûts de la rubrique « Trésorerie » soient alloués selon le facteur BASETARD.**

---

<sup>198</sup> Pièce C-UC-0015, p. 12.

## 10.4 VENTES ET MARKETING

[571] Le dernier grand regroupement des dépenses d'exploitation compte deux types d'activités, soit « Force de vente » et « Publicité et promotion du gaz naturel », pour un total avoisinant 23,8 M\$.

[572] L'activité « Force de vente » regroupe les salaires et dépenses générales relatifs aux activités de commercialisation et correspond à un montant de 18 175 k\$. Elle inclut les coûts des activités liées aux ventes résidentielles, commerciales et grandes entreprises. Gaz Métro propose de maintenir le facteur FS27 pour l'allocation de ces coûts.

[573] Les dépenses liées à l'activité « Publicité et promotion du gaz naturel » comprennent les salaires et dépenses générales des activités de promotion, communications et marketing et s'élèvent à 5 613 k\$. Gaz Métro propose de maintenir le facteur FS28 pour l'allocation de ces coûts.

[574] Dans un premier temps, ces deux facteurs de répartition identifient spécifiquement des coûts associés à des grands groupes de clients ciblés par les activités et des dépenses générales s'adressant à l'ensemble de la clientèle. Par la suite, ces montants sont alloués avec un facteur de répartition pondéré à 50/50 en fonction du nombre de clients et des volumes distribués, pour chacun de ces regroupements.

[575] L'expert Knecht mentionne qu'il n'est pas en mesure d'évaluer le caractère raisonnable des montants directement alloués au groupe des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Il mentionne qu'il serait plus logique d'allouer les dépenses générales en proportion des dépenses directement allouées à chacune des catégories de clients<sup>199</sup>.

[576] Pour sa part, l'expert Chernick précise que le facteur de répartition le plus simple et le plus approprié pour l'activité « Force de vente » est le revenu. L'expert ne recommande donc pas de retenir le facteur FS27. Il mentionne subsidiairement que si la Régie accepte le facteur FS27, elle devrait à tout le moins retrancher du facteur de répartition le nombre de clients<sup>200</sup>.

---

<sup>199</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 28.

<sup>200</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 31 et 32.

[577] **Pour les motifs énoncés par Gaz Métro, la Régie est d’avis qu’il y a lieu de maintenir le *statu quo* à cet égard. En conséquence, elle approuve la proposition de Gaz Métro et ordonne que les coûts des rubriques « Force de vente » et « Publicité et promotion du gaz naturel » soient alloués, respectivement, selon les facteurs FS27 et FS28.**

## 11. COÛT DU GAZ PERDU

[578] Le coût du gaz perdu est calculé à partir des volumes établis lors des dossiers tarifaires et du taux projeté de chacun des services qui y sont considérés. Ce coût intégré au revenu requis du service de distribution est alloué selon la répartition des volumes de distribution au sein des tarifs et paliers tarifaires, en fonction du facteur d’allocation FB01.

[579] Par ailleurs, selon la preuve au présent dossier et plus particulièrement selon les pièces B-0039 et B-0040 présentant le détail de la répartition des coûts, le Distributeur répartit plutôt ce poste comptable en fonction du facteur de répartition FB01D.

[580] À la fin de l’année, le taux réel de gaz perdu est établi et la différence avec le taux projeté au dossier tarifaire est incluse dans un compte de frais reportés du service de distribution.

[581] L’expert Overcast remet en question le fait que ces sommes soient récupérées par les tarifs de distribution et suggère une autre façon de récupérer le coût du gaz perdu. Il propose que les clients qui fournissent leur gaz naturel absorbent directement le coût du gaz perdu qui leur revient et que le solde soit inclus dans les tarifs de fourniture des autres clients.

[582] Gaz Métro ne partage pas l'avis de l'expert Overcast et propose de continuer d'allouer les coûts du gaz perdu à l'aide du facteur FB01D. Selon elle, cette méthodologie permet d'imputer les coûts à la clientèle en fonction du facteur de causalité du gaz perdu, soit le volume livré, sans pour autant en complexifier la gestion administrative<sup>201</sup>. Gaz Métro est d'avis que la suggestion de l'expert Overcast pourrait amener des iniquités en matière de répartition du coût du gaz perdu, en plus d'augmenter les coûts d'administration.

[583] L'expert Knecht indique à ce sujet que :

*« Like many natural gas distribution utilities, the Company allocates lost and unaccounted for gas (“UFG”) in proportion to annual throughput. However, some utilities conclude that larger users served at higher pressures have lower gas loss rates than customers served at lower pressure. [note de bas de page omise]. If Gaz Métro were moving the direction of sub-functionalizing its mains system and better matching costs with customers, it might be worth exploring more accurate methods for assigning UFG among the rate classes. In light of Gaz Métro’s global approach to cost allocation philosophy, I conclude that Gaz Métro probably does not have sufficient data to accommodate such an effort at this time »<sup>202</sup>.*

[584] Pour sa part, SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'accepter la proposition de Gaz Métro relative à l'allocation du coût du gaz perdu. Selon l'intervenant, cette proposition s'éloigne de la théorie préconisée par l'expert Overcast mais est préférable pour des raisons pragmatiques de mise en œuvre.

[585] La Régie est d'avis que l'allocation actuelle du coût du gaz perdu apparaît plus simple d'application d'un point de vue administratif et plus équitable pour la clientèle.

**[586] Pour les motifs énoncés par Gaz Métro, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de maintenir le *statu quo* à cet égard. En conséquence, elle approuve la proposition de Gaz Métro et ordonne que les coûts du gaz perdu soient alloués à l'aide du facteur FB01D.**

---

<sup>201</sup> Pièce B-0111, p. 81.

<sup>202</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 26.

## 12. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[587] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver, aux fins de l'allocation des coûts relatifs au PGEÉ, l'utilisation :

- de l'information disponible dans les systèmes de Gaz Métro afin d'allouer directement les montants associés aux « aides financières » et aux « frais reportés » aux tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, ainsi qu'aux sous-paliers du tarif D<sub>1</sub>;
- du poids relatif des efforts requis en fonction des activités qui sont associées au PGEÉ pour répartir les coûts d'exploitation par type de clientèle.

[588] Selon Gaz Métro, l'information disponible dans ses systèmes lui permet de proposer une méthode d'allocation des montants d'aides financières pour les clients des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> qui améliore la causalité des coûts, tout en étant similaire à celle utilisée pour les clients du tarif D<sub>1</sub>. Elle permet également de proposer une amélioration de la méthode d'allocation pour les sous-paliers du tarif D<sub>1</sub>. L'équipe responsable du PGEÉ procédera directement à l'allocation des montants d'aides financières en utilisant la méthode actuelle et en l'appliquant pour les sous-paliers du tarif D<sub>1</sub><sup>203</sup>.

[589] Pour ce qui est de l'utilisation du poids relatif des efforts requis par le PGEÉ, le Distributeur est d'avis que cette approche a l'avantage d'améliorer la causalité des coûts en faisant assumer par chaque catégorie tarifaire les efforts administratifs consentis au développement ou à l'analyse des programmes qui lui sont dédiés<sup>204</sup>.

[590] Gaz Métro ne propose aucun changement à l'allocation des coûts de développement, commercialisation, suivi et évaluation associés au PGEÉ.

---

<sup>203</sup> Pièce B-0111, p. 83.

<sup>204</sup> Pièce B-0111, p. 84.

[591] L'expert Knecht mentionne à cet égard :

*« Direct assignment of energy efficiency program costs is a reasonable approach, because the effects of those programs are reduced consumption and reduced peak loads. Reductions in overall load, as well as improvements in class load factor, serve to benefit rate classes in the cost allocation study in the form of reduced costs being allocated »<sup>205</sup>.*

[592] Pour sa part, l'expert Chernick est d'avis que :

*« Gaz Métro's approach appears to be attempting to allocate costs to the rate groups that participate in each program, which is a reasonable starting point. However, since the energy-efficiency programs also benefit other classes, some allocation on throughput or peak demand should be considered in the future »<sup>206</sup>.*

[593] La Régie juge que la proposition d'allocation des coûts du PGEÉ est appropriée puisqu'elle se rapproche de l'allocation directe. Elle ne partage pas l'avis de l'expert Chernick selon laquelle une portion des coûts doit être allouée à tous pour tenir compte du fait que tous les consommateurs profitent des avantages de l'économie d'énergie. Une telle approche, à l'étape de l'allocation des coûts, serait contraire au principe de respect de la causalité des coûts.

**[594] Pour ces motifs, la Régie approuve la proposition de Gaz Métro et ordonne, aux fins de l'allocation des coûts relatifs au PGEÉ, l'utilisation :**

- **de l'information disponible afin d'allouer directement les montants associés aux « aides financières » et aux « frais reportés » aux tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> ainsi qu'aux sous-paliers du tarif D<sub>1</sub>;**
- **du poids relatif des efforts requis en fonction des activités qui sont associées au PGEÉ pour répartir les coûts d'exploitation par type de clientèle.**

---

<sup>205</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 26.

<sup>206</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 34.

### **13. BASE DE TARIFICATION ET DÉPENSES D'AMORTISSEMENT**

[595] Les éléments de la base de tarification font également l'objet d'une allocation entre les différentes catégories de clients, puisque le montant de la base de tarification détermine le coût du capital, lequel est un item du coût du service de distribution alloué entre les catégories tarifaires.

[596] Gaz Métro indique que les dépenses d'amortissement sont allouées de la même façon que les immobilisations auxquelles elles se rapportent. Elle ne propose pas de changement à ce principe.

[597] Cependant, en conformité avec l'application de ce principe, le Distributeur propose quelques changements à la méthode d'allocation de certains éléments de la base de tarification et de certaines dépenses d'amortissement<sup>207</sup>.

[598] Le tableau suivant présente les éléments de la base de tarification et des dépenses d'amortissement pour lesquels le Distributeur propose des modifications aux facteurs d'allocation.

---

<sup>207</sup> Pièce B-0111, p. 94.



**TABLEAU 21**  
**ÉLÉMENTS DE LA BASE DE TARIFICATION ET DÉPENSES D'AMORTISSEMENT**

Éléments de la base de tarification	Base de tarification		Amortissement	
	Facteurs actuels	Facteurs proposés	Facteurs actuels	Facteurs proposés
<b>COÛTS NON AMORTIS</b>				
<b>Coûts non amortis - autres</b>				
Trop-perçu 2011	REVREQ	BASETARD	REVREQ	BASETARD
Récupération écart revenu 2012	REVREQ	BASETARD	REVREQ	BASETARD
Actifs intangibles (frais de 1 <sup>er</sup> établissement)	BASETARD	BASETARD	IMMOBILD	BASETARD
Indemnités de départ	BASETARD	EXPLOITD	IMMOBILD	EXPLOITD
Système informatique	BASETARD	BASETARD	BASETARD	BASETARD
<b>IMMOBILISATIONS</b>				
<b>Réseau de distribution</b>				
Transmission	CONDPRIN	CAU	CONDPRIN	CONDPRIN
Contribution Transmission	CONDPRIN	CAU	CONDPRIN	CONDPRIN
Conduites principales et déviation	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
<b>Branchements</b>	FS21	FS21	FS21A	FS21
<b>Compteurs</b>	FS22	FS22	FS22A	FS22
<b>Installations générales</b>				
Terrain, structure et amélioration	IMMOBILD	EXPLOITD	IMMOBILD	EXPLOITD
Équipement et matériel divers	IMMOBILD	EXPLOITD	IMMOBILD	EXPLOITD
Matériel roulant et machinerie	IMMOBILD	EXPLOITD	IMMOBILD	EXPLOITD
<b>Contributions</b>				
Contributions - infrastructures	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Subventions gouvernementales	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Contributions - construction	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Contributions - P.E.R.D.	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
<b>FONDS DE ROULEMENT</b>				
Lead-lag impôt	REVNETD	BASETARD		

Source : Pièce B-0111, p. 95; pièce B-0039 onglet « Allocation » et pièce B-0040, onglet « Allocation ».

### 13.1 BRANCHEMENTS

[599] Le coût des branchements est actuellement réparti avec le facteur FS21 et l'amortissement des branchements avec le facteur FS21A. Le facteur FS21, tel qu'approuvé par la Régie, est défini ainsi :

*« FS21 Branchements*

*Interface entre les différents modules de SAP (Facturation grand débit, Suivi des compteurs, Immobilisations, facturation cyclique) permettant de faire une allocation directe en fonction des tarifs, sous-tarifs et paliers »<sup>208</sup>.*

[nous soulignons]

[600] Gaz Métro propose de continuer d'allouer le coût des branchements avec le facteur FS21 et d'harmoniser la répartition du coût de l'amortissement avec celui des branchements en utilisant le facteur FS21 plutôt que FS21A.

[601] Le Distributeur précise que les données contenues dans le système SAP ne lui permettent pas de connaître avec précision le coût de chaque branchement qui y est inscrit. Il mentionne que cette information n'est plus disponible. À la suite de vérifications, il a été constaté que l'interface colligeant les informations provenant de diverses sources ne produisait pas un coût de branchement ou d'amortissement adéquat<sup>209</sup>.

[602] En conséquence, le Distributeur propose de calculer, à partir des bons de travail émis pour effectuer des branchements, un coût moyen des coûts directs de branchement, des frais généraux des entrepreneurs et des frais généraux corporatifs. Ces coûts sont segmentés en fonction du type de compteur utilisé. Le coût des bons de travail est ajouté à la catégorie d'actifs correspondante dans le livre des immobilisations. Gaz Métro calcule de la même façon le coût moyen de pose de compteur.

---

<sup>208</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, pièce B-0166, p. 17.

<sup>209</sup> Pièce A-0044, p. 194.

[603] Le Distributeur indique que cette méthode de calcul reproduit la méthode d'allocation en dehors de l'interface avec les meilleures données disponibles sur les coûts des branchements. Il précise ne pas modifier le mode de détermination du facteur de répartition FS21 approuvé par la Régie, puisqu'il identifie les informations nécessaires à l'établissement d'une valeur par catégorie de clients et les croise afin de calculer un coût par client fiable et représentatif de la valeur du branchement du client contenu dans la base de tarification.

[604] Pour chaque catégorie et palier tarifaire, un coût unitaire est donc établi par type de branchement. La valeur totale des branchements est obtenue par la multiplication de ce coût unitaire par le nombre de branchements. Le facteur d'allocation FS21 est constitué des parts relatives de la valeur des branchements de chaque catégorie et palier tarifaire par rapport à la valeur de l'ensemble des branchements.

[605] Le Distributeur précise également que la valorisation des actifs est effectuée par catégorie d'actifs, et non pour chaque actif de la catégorie. Par conséquent, il n'y a qu'un seul taux d'amortissement pour chaque catégorie d'actifs. De plus, comme le suivi des coûts n'est pas effectué par branchement, la valeur de l'amortissement ne peut être établie qu'à partir du total de la valeur de la catégorie d'actifs<sup>210</sup>.

[606] L'expert Knecht considère que l'approche proposée est raisonnable.

[607] La FCEI suggère à la Régie d'approuver ce facteur, en imposant toutefois à Gaz Métro une condition relative à la mise en place d'un processus informatique assurant un suivi du nombre de branchements par catégorie tarifaire.

[608] La Régie note que la valeur nette des branchements dans la base de tarification est évaluée à 445 M\$ et juge que ce montant est important. En vertu des décisions passées de la Régie, ce montant devait faire l'objet d'une allocation directe. En effet, une interface entre différentes banques de données informatiques permettait de prendre en compte le coût des branchements associés à un client et un tarif particulier, afin d'établir un coût global pour cette catégorie tarifaire à l'aide du coût unitaire moyen par diamètre de conduite.

---

<sup>210</sup> Pièce B-0072, p. 2.

[609] La Régie constate que depuis l'implantation du système SAP, vers les années 2001-2002, la méthode d'allocation directe des branchements qu'elle a approuvée n'est plus possible<sup>211</sup>. Cependant, elle note qu'aucune demande de modification de la méthode n'a été proposée depuis ce temps. La Régie ne peut retenir la prétention du Distributeur selon laquelle la méthode qu'il propose reproduit l'allocation directe, mais à l'extérieur de l'interface.

[610] Pour la Régie, l'allocation directe permettait d'établir un lien entre le coût unitaire par type de branchement, le client et le tarif applicable. Ce lien était valable autant pour la valeur nette des branchements que pour l'amortissement annuel. Par ailleurs, le coût unitaire moyen était calculé par diamètre de branchement, alors que la nouvelle méthode l'établit par type de compteur.

[611] La Régie note également que la méthode proposée est fonction de l'information associée aux bons de travail émis lors des travaux des branchements récents. Elle s'interroge sur la représentativité des coûts moyens de branchement par type de compteur ainsi obtenus et sur la pertinence des informations contenues dans les bons de travail contemporains pour expliquer le coût moyen de l'ensemble des branchements inclus dans la base de tarification.

[612] Enfin, la Régie retient que la méthode proposée par le Distributeur ne tient plus compte de l'âge réel des branchements, de leur diamètre, du type de matériau utilisé, de la région concernée ni de la durée de la période d'amortissement.

[613] La Régie juge que, dans un processus d'amélioration continue de l'Étude, un travail additionnel d'analyse doit être fait afin de mieux comprendre comment la méthode proposée se comporte et d'identifier des pistes d'amélioration.

[614] La Régie demande également au Distributeur d'explorer les avenues possibles permettant d'améliorer la qualité des données contenues dans le système SAP afin d'être en mesure d'effectuer à nouveau une allocation directe, tant pour la valeur des actifs que pour leur amortissement. **Ainsi, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, un plan d'action visant à corriger les carences de la méthode d'allocation des coûts des branchements identifiées aux paragraphes précédents.**

---

<sup>211</sup> Pièce A-0044, p. 195.

**[615] Dans l'intérim, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts des branchements et leur amortissement à l'aide du facteur FS21.**

## 13.2 COMPTEURS

[616] Le coût des compteurs est actuellement réparti avec le facteur FS22 et l'amortissement des compteurs avec le facteur FS22A. Le facteur FS22, tel qu'approuvé par la Régie, est défini ainsi :

*« FS 22 - Compteurs et instruments*

*Interface entre les différents modules de SAP (Facturation grand débit, Suivi des compteurs, Immobilisations facturation cyclique) permettant de faire une allocation directe en fonction des tarifs, sous-tarifs et paliers »<sup>212</sup>.*

[nous soulignons]

[617] Gaz Métro propose de continuer d'allouer le coût des compteurs avec le facteur FS22 et d'allouer leur amortissement avec ce même facteur.

[618] Elle mentionne que des vérifications de l'interface informatique servant à colliger les informations contenues dans les différents modules du système SAP ont démontré que le nombre de clients pris en compte par l'interface est erroné. Par conséquent, les montants calculés n'ont pu être validés et les bases de données ne permettent pas de calculer un coût ou un amortissement adéquat.

[619] Pour contourner ces problèmes de données, Gaz Métro estime la valeur des compteurs par tarif et palier tarifaire en multipliant le coût unitaire de chaque type de compteur par leur nombre respectif dans chaque catégorie. Le Distributeur mentionne que sa proposition reproduit la méthode d'allocation en dehors de l'interface avec les meilleures données disponibles sur les coûts des compteurs et des instruments de mesure. Il précise ne pas modifier le mode de détermination du facteur de répartition FS22 approuvé par la Régie mais indique que des améliorations sont apportées à l'évaluation du coût unitaire par type de compteur.

---

<sup>212</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, pièce B-0166, p. 18.

[620] Pour calculer le facteur de répartition, le Distributeur identifie les informations nécessaires à l'établissement d'une valeur par catégorie de clients. Il indique que le croisement de ces informations lui permet d'établir un coût par client qui est fiable, documenté et représentatif de la valeur des compteurs et des instruments de mesure pour chaque catégorie de clients.

[621] Afin d'être en mesure de calculer une valeur par catégorie de clients, Gaz Métro doit calculer le coût unitaire annuel moyen par type de compteur. Elle établit ce dernier à partir du coût moyen d'acquisition des compteurs des trois dernières années, qu'elle pondère par un facteur tenant compte des différentes durées de vie des appareils.

[622] Le coût moyen d'acquisition des trois dernières années correspond au coût pondéré du coût unitaire d'acquisition et du coût de recyclage. Gaz Métro effectue un ajustement pour compenser les durées de vie différentes des différents types de compteurs, afin d'être en mesure de les comparer entre eux.

[623] Une fois les coûts unitaires annuels moyens définis, Gaz Métro reconstruit le coût total encouru pour l'acquisition et le recyclage de compteurs pour chaque catégorie tarifaire et palier tarifaire en multipliant le nombre de compteurs, selon le type, par son coût unitaire annuel moyen.

[624] L'expert Knecht considère que le fait d'ajuster les diverses durées de vie pour chaque type de compteur est justifié. Toutefois, la méthodologie employée afin de refléter ces durées de vie différentes ne lui apparaît pas raisonnable. Il soutient que l'ajustement proposé n'est pas approprié et qu'il devrait être modifié<sup>213</sup>.

[625] La FCEI considère que les coûts d'acquisition et de recyclage des trois dernières années présentés par Gaz Métro dans sa preuve comportent d'importantes variations. Ces variations sont susceptibles d'influencer le calcul de ce facteur d'allocation, ce qui entraînerait un résultat inapproprié entre les différentes catégories de clients.

[626] La Régie constate que l'interface informatique qui permettait d'effectuer une allocation directe du coût des compteurs ainsi que de son amortissement ne donne plus des résultats satisfaisants et que l'allocation directe n'est plus possible.

---

<sup>213</sup> Pièce C-ACIG-0031, p. 14 et 15.

[627] Le Distributeur n'a pas démontré à la satisfaction de la Régie que la méthode d'allocation proposée produit des résultats comparables à ceux d'une allocation directe. Dans la méthode qu'il propose, le calcul du coût unitaire moyen est effectué différemment. Le Distributeur tient compte maintenant des coûts de recyclage et du coût moyen d'achat des trois dernières années. De plus, ce coût unitaire est ajusté afin de tenir compte des durées de vie et des proportions de recyclage de certaines composantes des compteurs.

[628] La Régie est préoccupée par l'observation de la FCEI relative à l'instabilité du facteur de répartition découlant de l'utilisation de données portant sur un historique de trois ans, alors que la durée de vie des compteurs installés et inclus à la base de tarification couvre une période allant de 5 à 20 ans.

[629] La Régie est également préoccupée par le fait qu'il n'existe maintenant qu'un seul taux d'amortissement moyen pour l'ensemble des compteurs, alors que les durées de vies des différents types de compteurs varient considérablement.

[630] La Régie juge que, dans un processus d'amélioration continue de l'Étude, un travail additionnel d'analyse doit être fait afin de mieux comprendre comment la méthode proposée se comporte et d'identifier des pistes d'amélioration.

[631] La Régie demande également au Distributeur d'explorer les avenues possibles permettant d'améliorer la qualité des données contenues dans le système SAP afin d'être en mesure d'effectuer à nouveau une allocation directe, tant pour la valeur des actifs que pour leur amortissement. **Ainsi, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, un plan d'action visant à corriger les carences de la méthode d'allocation des coûts des compteurs identifiées aux paragraphes précédents.**

**[632] Dans l'intérim, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts des compteurs et leur amortissement à l'aide du facteur FS22.**

### 13.3 INSTALLATIONS GÉNÉRALES

[633] Les coûts des installations générales incluent la flotte de véhicules, les terrains, les installations et les bâtiments ainsi que tout l'équipement informatique. Ces coûts sont présentement alloués à l'aide du facteur dérivé IMMOBILD, soit en fonction de la répartition des coûts totaux d'immobilisation.

[634] Gaz Métro propose que les coûts des installations générales ainsi que leur amortissement soient alloués de la même façon que les salaires. Elle propose donc d'utiliser le facteur dérivé EXPLOITD, soit une allocation en fonction de l'ensemble des dépenses d'exploitation.

[635] Selon l'expert Overcast, ces dépenses devraient être allouées de la même façon que les salaires, c'est-à-dire en tenant compte des fonctions qui sont réalisées par les employés qui utilisent ces immobilisations dans leur travail<sup>214</sup>.

**[636] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts des installations générales ainsi que leur amortissement à l'aide du facteur dérivé EXPLOITD.**

### 13.4 ACTIFS INTANGIBLES

[637] Les actifs intangibles sont constitués des frais de premier établissement correspondant aux frais liés à l'obtention du droit exclusif de distribution. Ces coûts sont liés au mode d'opération réglementé de Gaz Métro et sont amortis sur une période de 30 ans. Ces actifs sont actuellement alloués à l'aide du facteur BASETARD.

[638] Gaz Métro propose que les dépenses d'amortissement de ces actifs intangibles soient également allouées à l'aide du facteur BASETARD, plutôt qu'avec le facteur IMMOBILD.

---

<sup>214</sup> Pièce B-0111, p. 86.



[639] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer dorénavant, à l'aide du facteur BASETARD, les coûts des actifs intangibles et leur amortissement.**

### **13.5 INDEMNITÉS DE DÉPART**

[640] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que les coûts des indemnités de départ et leur amortissement soient alloués de la même façon que les salaires, soit à l'aide du facteur EXPLOITD.

[641] Présentement, les coûts des indemnités de départ sont alloués en fonction du facteur BASETARD et leur amortissement est alloué selon la répartition des coûts totaux d'immobilisation de la base de tarification à l'aide du facteur IMMOBILD. Ces coûts d'indemnités de départ ayant trait à la masse salariale, Gaz Métro propose de les allouer de la même façon que les salaires, soit par le biais du facteur EXPLOITD.

[642] **Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts des indemnités de départ et leur amortissement à l'aide du facteur EXPLOITD.**

### **13.6 TROP-PERÇU ET ÉCART DE REVENU ANNUELS**

[643] Actuellement, les coûts relatifs au trop-perçu et à l'écart de revenu annuels constatés pour le service de distribution sont alloués selon les revenus requis en distribution, soit à l'aide des facteurs REVREQ ou FB07D, deux appellations différentes pour refléter un même facteur de répartition.

[644] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que le trop-perçu et l'écart de revenu annuels constatés au service de distribution soient alloués selon le facteur proposé pour l'allocation du rendement, soit le facteur dérivé BASETARD. Le Distributeur indique que la variation des revenus, autant à l'égard du trop-perçu que de l'écart de revenu, est calculée par rapport au revenu requis qui assure, quant à lui, que le rendement de l'entreprise est conforme au taux de rendement approuvé par la Régie. Par conséquent, les écarts représentent des excédents ou des manques à gagner par rapport au rendement approuvé.

[645] En réponse à une question de la Régie, Gaz Métro ajoute que dans la mesure où l'écart aurait pu être prévu, il aurait été intégré d'emblée dans les tarifs. Lorsque les tarifs sont élaborés, l'écart entre les revenus et les coûts est égal au rendement autorisé. Le rendement est, quant à lui, majoritairement tributaire de la base de tarification. Par conséquent, s'il avait pu être prévu à l'avance, dans un mode où les tarifs refléteraient parfaitement l'allocation des coûts, le trop-perçu ou le manque à gagner aurait été alloué en fonction du facteur BASETARD. Puisque, selon Gaz Métro, l'objet de l'étude d'allocation des coûts est de comparer l'allocation des coûts sans impact tarifaire avec le tarif proposé, l'utilisation du revenu est contre-indiquée dans tout facteur d'allocation<sup>215</sup>.

[646] L'UC suggère d'allouer les trop-perçus constatés au réel en fonction des sources de ces trop-perçus, si le niveau de détail des états financiers statutaire ou réglementaire de Gaz Métro le permet. Ainsi, un trop-perçu constaté aux charges d'exploitation serait remis en fonction des facteurs de répartition liés à celles-ci<sup>216</sup>.

[647] L'intervenante indique qu'il est certainement moins arbitraire d'allouer un trop-perçu en fonction des dépenses déjà réparties qu'en fonction de la base de tarification, tel que le suggère Gaz Métro. En effet, un trop-perçu peut provenir d'une réduction des charges d'exploitation par exemple, ce qui n'a absolument aucun lien causal avec la valeur de la base de tarification.

[648] La Régie partage en partie l'opinion de l'intervenante. Bien que le facteur dérivé BASETARD soit le facteur adéquat pour allouer le rendement autorisé, il est difficile de conclure qu'il en est de même dans le cas d'un trop-perçu ou des écarts de revenus dont l'origine peut difficilement être associée spécifiquement à la base de tarification.

[649] La Régie est d'avis qu'il importe ici de distinguer le rendement autorisé du trop-perçu qui s'y ajoute pour donner le rendement réel. Alors que le rendement autorisé découle de l'application du taux de rendement déterminé par la Régie à la base de tarification projetée, le trop-perçu est le résultat d'écarts constatés, à température normale, entre les niveaux réels et estimés des revenus et des charges d'exploitation. Par cohérence avec le principe de respect de la causalité des coûts et à défaut de disposer d'un facteur d'allocation élaboré spécialement à cette fin, il lui apparaît plus juste d'allouer le trop-perçu et l'écart de revenu annuels en fonction des revenus de distribution comme c'est le cas actuellement.

---

<sup>215</sup> Pièce B-0083, p. 31.

<sup>216</sup> Pièce C-UC-0018, p. 26.

**[650] Par conséquent, la Régie rejette la proposition du Distributeur et lui ordonne d'allouer le trop-perçu et l'écart de revenu annuels en fonction des revenus de distribution selon la méthode actuelle, soit à l'aide du facteur REVREQ ou FB07D.**

### **13.7 SYSTÈMES INFORMATIQUES**

[651] Le facteur d'allocation BASETARD est présentement utilisé pour allouer les coûts relatifs au développement de systèmes informatiques. Gaz Métro indique avoir évalué la possibilité d'allouer ces coûts de façon plus directe, soit en fonction des catégories tarifaires visées par les projets de développement informatique courants et par le projet informatique SAP2B en particulier.

[652] Après analyse, Gaz Métro conclut que les coûts actuels associés au développement informatique ne peuvent être liés à une catégorie de clients en particulier en raison des objectifs génériques de ces projets. Elle ajoute que le développement de systèmes informatiques dessert les besoins de l'ensemble de l'organisation et de toutes les catégories de clients. Il n'est donc pas possible d'établir de lien direct de causalité entre ces coûts et une ou plusieurs catégories tarifaires<sup>217</sup>.

[653] Comme la segmentation actuelle de la clientèle pourrait faire l'objet de changements dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, Gaz Métro estime qu'il est préférable, pour l'instant, de maintenir l'approche actuelle pour l'allocation des coûts relatifs à l'ensemble des projets informatiques.

[654] L'expert Knecht est d'avis que la proposition du Distributeur est raisonnable<sup>218</sup>.

**[655] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts de développement des systèmes informatiques et leur amortissement à l'aide du facteur BASETARD.**

---

<sup>217</sup> Pièce B-0111, p. 92 et 93.

<sup>218</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 27.

### 13.8 RÉSEAU DE DISTRIBUTION

[656] Le Distributeur propose de modifier le facteur de répartition de quelques dépenses d'immobilisation du réseau de distribution, telles qu'indiquées au tableau 22. Il ne fournit pas d'explication pour motiver ces changements.

**TABLEAU 22**  
**IMMOBILISATIONS – RÉSEAU DE DISTRIBUTION**

Éléments de la base de tarification	Base de tarification		Amortissement	
	Facteurs actuels	Facteurs proposés	Facteurs actuels	Facteurs proposés
<b>IMMOBILISATIONS</b>				
<b>Réseau de distribution</b>				
Transmission	CONDPRIN	CAU	CONDPRIN	CONDPRIN
Contribution Transmission	CONDPRIN	CAU	CONDPRIN	CONDPRIN
Conduites principales et déviation	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN

Source : Extrait du tableau 21.

[657] La Régie note que le facteur dérivé CONDPRIN est constitué à partir des coûts des conduites de transmission, d'alimentation et de distribution, alors que le facteur dérivé CONDPRIND est, pour sa part, constitué uniquement à partir des coûts des conduites d'alimentation et de distribution<sup>219</sup>.

[658] La Régie constate que la rubrique « Conduites principales et déviation » a trait uniquement aux coûts des conduites d'alimentation et de distribution puisqu'il y a une rubrique distincte pour les conduites de transmission.

[659] Par ailleurs, la Régie constate également que pour certaines rubriques, les propositions de changement du Distributeur ne sont pas cohérentes avec le principe énoncé précédemment voulant que la dépense d'amortissement d'un actif soit allouée à l'aide du même facteur que celui utilisé pour l'allocation de l'actif.

<sup>219</sup> Pièce B-0075, p. 23 et 24.

[660] **Compte tenu des dispositions de la présente décision, la Régie ordonne que les coûts des rubriques « Transmission » et « Contribution Transmission » ainsi que leur amortissement soient alloués à l'aide du facteur CAU. Elle ordonne également que les coûts de la rubrique « Conduites principales et déviation » ainsi que leur amortissement soient alloués à l'aide du facteur CONDPRIND.**

### 13.9 CONTRIBUTIONS

[661] Le Distributeur propose de modifier le facteur de répartition de certaines dépenses d'immobilisation de la rubrique « Contributions ». Il ne fournit pas d'explication pour motiver ces changements.

**TABLEAU 23**  
**IMMOBILISATIONS – CONTRIBUTIONS**

Éléments de la base de tarification	Base de tarification		Amortissement	
	Facteurs actuels	Facteurs proposés	Facteurs actuels	Facteurs proposés
<b>IMMOBILISATIONS</b>				
<b>Contributions</b>				
Contributions - infrastructures	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Subventions gouvernementales	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Contributions - construction	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN
Contributions - P.E.R.D.	CONDPRIN	CONDPRIND	CONDPRIN	CONDPRIN

*Source : Extrait du tableau 21.*

[662] **Compte tenu des dispositions de la présente décision et du principe énoncé précédemment, la Régie ordonne que les coûts des rubriques « Contributions » associés aux conduites d'alimentation et de distribution et leur amortissement soient alloués à l'aide du facteur CONDPRIND.**

### 13.10 FRAIS DES INTERVENANTS

[663] Le facteur de répartition actuel des frais des intervenants est le facteur FS31 et Gaz Métro ne demande pas de modification à cet égard. Afin d'être alloués adéquatement, les coûts de cette rubrique sont d'abord scindés entre les frais associés aux représentants des consommateurs et ceux associés aux intervenants représentant l'intérêt public, dont font partie les groupes environnementaux.

[664] Les frais associés aux représentants des consommateurs sont répartis entre les différents tarifs et paliers tarifaires de la manière suivante :

- frais des intervenants associés aux clients à petit débit ( $D_1$  petits);
- frais des intervenants associés aux clients à moyen débit ( $D_1$  grands,  $D_3$ );
- frais des intervenants associés aux clients à grand débit ( $D_4$  et  $D_5$ ).

[665] Par la suite, ces montants sont alloués entre leurs tarifs et paliers tarifaires respectifs en fonction des revenus totaux, qui incluent les revenus de fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution et de la portion rendement de l'ajustement d'inventaire, à l'aide du facteur FB10.

[666] Pour leur part, les coûts associés aux intervenants représentant l'intérêt public sont alloués à tous les clients, dans une proportion de 50/50, en fonction des volumes consommés, à l'aide du facteur FB01D, et des revenus totaux, à l'aide du facteur FB09CL.

[667] L'expert Knecht soulève les préoccupations suivantes à l'égard de l'allocation des frais des intervenants :

*« First, regulatory expenses should be primarily focused on regulated services, namely transmission and distribution. There is therefore little reason to include volumes or gas supply revenues in the allocation of public interest costs. I suggest that the transportation/storage/distribution revenue allocator (FB10) be used for costs that are demonstrably related to the public interest. In addition, I note that some 44 percent of costs fall into an "other" category, which is not defined in the supporting materials. [note de bas de page omise] This cost item is allocated*

*using the FBI0 allocator, which is reasonable to the extent that it applies to general regulatory expense »<sup>220</sup>.*

[668] **La Régie ne partage pas l'avis de l'expert Knecht.** Elle juge que les charges réglementaires encourues par le Distributeur ne se limitent pas aux questions relatives aux seuls services de transmission et de distribution.

[669] **Pour ces motifs, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts relatifs aux frais des intervenants à l'aide du facteur FS31.**

### 13.11 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION

[670] Gaz Métro ne propose pas de changement pour l'allocation du rendement sur la base de tarification. L'utilisation du facteur d'allocation BASETARD lui apparaît appropriée.

[671] L'UC est d'avis que le rendement sur la base de tarification doit être réparti en fonction des dépenses de l'éventail des activités nécessaires à Gaz Métro aux fins de la prestation du service et non uniquement en fonction des actifs constituant la base de tarification. Elle considère que la proposition de Gaz Métro visant à allouer le coût du capital uniquement en fonction des actifs constituant la base de tarification, soit à l'aide du facteur BASETARD, ne respecte pas le principe d'allouer le coût de service en fonction des services offerts ou rendus par les différents centres de coûts, en particulier par celui du capital. L'UC propose plutôt qu'un facteur de répartition dérivé soit créé, DEJAREPA, dont la construction s'établirait au prorata de l'ensemble des dépenses préalablement réparties.

[672] **La Régie ne partage pas l'avis de l'UC. Elle approuve donc la proposition d'allouer les coûts associés au rendement sur la base de tarification à l'aide du facteur BASETARD.**

---

<sup>220</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 28 et 29.

## 14. TAXES ET IMPÔTS

### 14.1 TAXES FONCIÈRES – PLACES D’AFFAIRES

[673] La taxe foncière sur la place d'affaires se rapporte aux bâtiments de Gaz Métro. Ces frais sont présentement alloués avec le facteur IMMOBILD qui prend en compte la répartition des coûts totaux d'immobilisation comme le sont les dépenses d'amortissement des installations générales.

[674] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que les taxes foncières associées à ses places d'affaires soient allouées selon le facteur dérivé EXPLOITD. Elle propose d'appliquer le principe selon lequel les taxes et impôts se rapportant à différents biens immobiliers devraient être alloués de la même façon que ces biens.

[675] Gaz Métro estime que la recommandation de l'expert Overcast à l'égard des installations générales s'applique aussi aux taxes foncières et, conséquemment, propose d'allouer ces coûts de la même façon que le sont les dépenses d'amortissement des installations générales, c'est-à-dire avec le facteur d'allocation EXPLOITD.

**[676] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts de la rubrique « Taxes Foncières – Place d'affaires » à l'aide du facteur EXPLOITD.**

### 14.2 TAXE SUR LE RÉSEAU

[677] La taxe sur le réseau, qui s'élève à environ 13,2 M\$, correspond aux montants versés par Gaz Métro relativement à la « Taxe sur les services publics ». Cette taxe s'applique sur la valeur des actifs, incluant les conduites principales, les branchements, l'équipement des postes de livraison et de compression et les installations de stockage de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR)<sup>221</sup>.

---

<sup>221</sup> Pièce B-0058, p. 35.



[678] Cette taxe est actuellement répartie selon le facteur CONDPRIN qui représente la répartition des coûts de l'ensemble des conduites principales. Le Distributeur ne propose aucun changement à l'allocation de ces coûts.

[679] L'expert Knecht recommande de modifier le facteur de répartition de la « Taxe sur le réseau ». L'expert est d'avis que ces coûts devraient être plutôt alloués selon un facteur dérivé qui inclurait également la valeur des branchements<sup>222</sup>.

[680] La Régie partage l'avis de l'expert Knecht. Dans la mesure où le montant de taxe versé par Gaz Métro découle de la valeur de son réseau de distribution, incluant la valeur des branchements, la Régie estime que cet actif doit être pris en compte dans l'établissement du facteur de répartition.

**[681] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur d'allouer les coûts relatifs à la « Taxe sur le réseau » à l'aide d'un nouveau facteur dérivé constitué des éléments déjà inclus au facteur CONDPRIN auquel s'ajoutera la valeur des branchements.**

### 14.3 IMPÔT SUR LE REVENU

[682] Actuellement, les coûts associés à l'impôt sur le revenu relié au rendement et non relié au rendement ainsi que ceux de la rubrique « Lead-lag impôts » de la base de tarification sont alloués selon le facteur d'allocation REVNETD et sont fonction des revenus de distribution. L'impôt non relié au rendement est l'impôt temporaire généré par la différence entre les normes réglementaires et fiscales.

[683] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que ces trois rubriques d'impôt soient désormais allouées selon le facteur dérivé BASETARD.

[684] Selon la méthode actuelle basée sur le revenu, il n'y aurait aucune dépense d'impôt sur le rendement dans le cas où le taux de rendement serait de 0 %. Le Distributeur indique toutefois que dans ce cas, chaque catégorie tarifaire pourrait quand même générer un bénéfice ou une perte, dépendamment de son niveau d'interfinancement. Selon

---

<sup>222</sup> Pièce C-ACIG-0028, p. 29.

l'allocation en fonction du revenu net, une dépense ou un crédit serait alors alloué à chaque catégorie tarifaire, même en l'absence de dépense d'impôt pour Gaz Métro<sup>223</sup>.

[685] Gaz Métro propose donc d'allouer le coût de l'impôt sur le revenu de la même façon qu'est alloué le rendement sur la base de tarification, en utilisant le facteur d'allocation BASETARD. Elle soutient que seule cette façon d'allouer les coûts permet de générer une allocation par type de clientèle, non biaisée par l'effet de l'interfinancement, et que cette façon d'allouer les coûts est essentielle pour que l'étude d'allocation des coûts puisse servir directement d'intrant dans le processus de génération des tarifs.

[686] Le Distributeur rappelle que la modification du facteur d'allocation vers le revenu net a été effectuée dans le dossier R-3173-89. Il précise que l'étude d'allocation des coûts ne représentait alors qu'un outil permettant d'établir les résultats financiers individuels de chaque tarif dans le but d'évaluer l'interfinancement.

[687] L'UC fait valoir que ce n'est pas la méthode de calcul du rendement des actionnaires qui génère la dépense en impôt, mais la présence d'un revenu imposable, soit un écart entre les revenus et les dépenses déductibles.

[688] Elle fait valoir que puisque c'est l'écart entre les revenus et les dépenses déductibles qui crée la dépense d'impôt présumé, il est plus logique d'utiliser la méthode actuelle, soit le revenu net de distribution attribuable à chaque catégorie tarifaire, REVNETD, afin d'allouer la dépense d'impôt aux différentes catégories tarifaires.

[689] De l'avis de l'intervenante, le fait d'allouer la dépense d'impôt présumé à l'aide du facteur BASETARD, tel que le propose Gaz Métro, équivaut à utiliser des tarifs fictifs qui auraient généré une allocation des bénéfices par catégorie tarifaire proportionnelle au facteur BASETARD. Un tel exercice apparaît inutilement confondant et peu informatif. La création artificielle de bénéfices par catégorie tarifaire proportionnels au facteur BASETARD engendrerait une dépense d'impôt par catégorie tarifaire tout aussi fictive et en marge de la réalité, ce qui déformerait l'image des coûts réels.

---

<sup>223</sup> Pièce B-0111, p. 90.

[690] L'UC recommande donc à la Régie de rejeter la proposition de Gaz Métro relative à l'adoption du facteur BASETARD et de maintenir l'utilisation de REVNETD comme facteur d'allocation pour la dépense d'impôt présumé.

[691] La Régie partage en partie la position de l'UC et juge utile et pertinent de maintenir, pour les fins d'évaluation de l'interfinancement, le mode de calcul utilisant les revenus nets.

**[692] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie approuve la proposition d'allouer les coûts liés à l'impôt sur le revenu, relié au rendement et non relié au rendement ainsi que les coûts de la rubrique « Lead-lag impôts » de la base de tarification à l'aide du facteur BASETARD. Cependant, elle ordonne à Gaz Métro de présenter, dans les dossiers tarifaires, la mesure de l'interfinancement selon les deux modes d'allocation, soit selon les facteurs REVNETD et BASETARD.**

## **15. MISE À JOUR DE L'ÉTUDE**

**[693] La Régie ordonne au Distributeur de mettre à jour l'Étude portant sur les données du dossier tarifaire 2014 pour tenir compte de la présente décision. Il devra présenter, pour chacun des éléments modifiés :**

- les hypothèses retenues;
- le détail des calculs effectués et les explications requises;
- l'impact de la modification sur les résultats de l'Étude par rapport aux résultats obtenus avec la méthode actuelle.

[694] **Le Distributeur devra également présenter le détail des résultats de l'Étude selon le format de la pièce B-0040, sous forme de fichier Excel et en version papier dans le format 11 x 17. Ce document devra également présenter les résultats détaillés par sous-catégorie tarifaire selon les unités suivantes :**

- en dollars;
- en dollars/clients;
- en dollars/CA;
- en dollars/m<sup>3</sup>.

[695] **Le Distributeur devra déposer l'ensemble de ces éléments au plus tard le 21 octobre 2016 à 12 h, afin que la Régie puisse juger de la conformité aux dispositions de la présente décision.**

## **16. FRAIS DES INTERVENANTS**

### **16.1 LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES**

[696] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de verser des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[697] Le *Guide de paiement des frais 2012* (le Guide) ainsi que le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>224</sup> encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

---

<sup>224</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.

## 16.2 DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS

[698] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide. Enfin, elle prend en considération le respect, par les intervenants, des commentaires qu'elle a formulés sur les demandes d'intervention dans sa décision procédurale D-2014-193 et les frais partiels déjà accordés dans sa décision D-2016-023.

[699] La Régie juge que les participations de l'ACIG, de la FCEI, du ROÉÉ et de l'UC ont été utiles à ses délibérations et que les frais réclamés par ces intervenants sont raisonnables. Elle leur accorde donc la totalité des frais réclamés et jugés admissibles.

[700] Pour ce qui est de SÉ-AQLPA et de l'UMQ, la Régie considère que leur prestation a été sommaire et que leur participation a été peu utile à ses délibérations. En conséquence, elle juge que les frais partiels déjà accordés sont raisonnables.

**TABLEAU 24**  
**FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES, ACCORDÉS, PARTIELS ACCORDÉS**  
**ET SOLDE À PAYER (TAXES INCLUSES)**

Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais accordés (\$)	Frais partiels accordés (\$)	Solde à payer (\$)
ACIG	67 961,52	67 961,52	67 961,52	34 000,00	33 961,52
FCEI	87 194,00	87 194,00	87 194,00	43 000,00	44 194,00
GRAMÉ	2 034,62	2 034,62	2 034,62	2 034,62	-
ROÉÉ	96 161,17	95 784,92	95 784,92	48 000,00	47 784,92
SÉ-AQLPA	51 123,76	51 123,76	25 000,00	25 000,00	-
UC	36 966,22	36 966,22	36 966,22	18 000,00	18 966,22
UMQ	34 432,90	34 432,90	17 000,00	17 000,00	-
<b>TOTAL</b>	<b>375 874,19</b>	<b>375 497,94</b>	<b>331 941,28</b>	<b>187 034,62</b>	<b>144 906,66</b>

(1) : La dépense d'hébergement réclamée par le ROÉÉ a été réduite selon le maximum journalier de 165 \$ par jour avant taxes et la dépense de transport a été ajustée pour rembourser seulement les billets d'avion.

[701] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ORDONNE** au Distributeur de se conformer à l'ensemble des conclusions, ordonnances et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision;

**OCTROIE** aux intervenants concernés les frais indiqués à la section 16 de la présente décision;

**ORDONNE** au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les frais octroyés par la présente décision.

Laurent Pilotto  
Régisseur

Louise Pelletier  
Régisseur

**Représentants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Société en commandite Gaz Métro représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M<sup>e</sup> Pierre D. Grenier;**

**Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard.**

# ANNEXE 1

## ÉQUATIONS DE LA MÉTHODE RETENUE DE CLASSIFICATION DES CONDUITES DE DISTRIBUTION

**Annexe 1 (2 pages)**

**L. PI.** \_\_\_\_\_

**L. PE.** \_\_\_\_\_



**Données de base**

CTR = Coût total d'un réseau donné

$C < 30$  : catégorie de clients dont la DQM par client est inférieure ou égale à 30 m<sup>3</sup> - jour

$C > 30$  : catégorie de clients dont la DQM par client est supérieure à 30 m<sup>3</sup> - jour

CapD = Somme des capacités demandées par toutes les catégories de clients

$CapD_{C < 30}$  = Capacité demandée par la catégorie  $C < 30$

$CapD_{C > 30}$  = Capacité demandée par la catégorie  $C > 30$

$CapD = CapD_{C < 30} + CapD_{C > 30}$

# clients = nombre total de clients

# clients = # clients  $C < 30$  + # clients  $C > 30$

*Note : par souci de simplification, la clientèle est divisée en deux catégories seulement.*

**Capacité assignée**

CMA= capacité minimale assignée à chacun des clients aux fins de la composante accès

CMA= 30 m<sup>3</sup> - jour / client

CapA = capacité assignée

CapA = # clients \* CMA

$CapA_{C < 30} = \# \text{ clients }_{C < 30} * CMA$

$CapA_{C > 30} = \# \text{ clients }_{C > 30} * CMA$

**Capacité réservée**

CapR = capacité réservée

$$\text{CapR} = \text{CapA}_{C<30} + \text{CapD}_{C>30}$$

(note :  $\text{CapR} > \text{CapD}$  puisque  $\text{CapA}_{C<30} > \text{CapD}_{C<30}$ )

CunCapR= Coût unitaire de la capacité réservée

$$\text{CunCapR} = \text{CTR} / \text{CapR}$$

**Composante accès**

\$A = Coût de la composante accès

$$\text{\$A} = [\text{CapA}_{C<30} * \text{CunCapR}] + [\text{CapA}_{C>30} * \text{CunCapR}] \text{ ou}$$

$$\text{\$A} = [\text{CapA} * \text{CunCapR}]$$

**Composante capacité**

\$C= Coût de la composante capacité

$$\text{\$C} = [\text{Max}(\text{CapD}_{C<30} - \text{CapA}_{C<30}, 0) * \text{CunCapR}] + [(\text{CapD}_{C>30} - \text{CapA}_{C>30}) * \text{CunCapR}]$$

$$\text{\$C} = [(\text{CapD}_{C>30} - \text{CapA}_{C>30}) * \text{CunCapR}]$$

*Note : puisque pour les clients de la catégorie C<30 la capacité assignée est toujours supérieure à la capacité demandée, le premier terme de l'équation est toujours égal à zéro.*

**Classification des conduits de distribution**

$$\text{CTR} = \text{\$A} + \text{\$C}$$

$$\text{CTR} = [\text{CapA} * \text{CunCapR}] + [(\text{CapD}_{C>30} - \text{CapA}_{C>30}) * \text{CunCapR}]$$

## **ANNEXE 2**

### **SIMULATION DE LA MÉTHODE RETENUE DE CLASSIFICATION DES CONDUITES DE DISTRIBUTION ET COMPARAISON AVEC LES AUTRES MÉTHODES**

**Annexe 2 (12 pages)**

**L. PI.** \_\_\_\_\_

**L. PE.** \_\_\_\_\_

**Étape 1** : Le réseau hypothétique sur lequel sont basés les deux scénarios de composition de clientèle est le suivant :

<b>Nombre de conduites</b>	1
<b>Diamètre de conduite</b>	6 pouces (168,3 mm)
<b>Longueur de conduite</b>	100 km
<b>Coût unitaire du mètre</b>	219,30 \$/mètre <sup>(1)</sup>
<b>Coût total du réseau</b>	21,9 M\$

<sup>(1)</sup> Voir tableau 4.

**Étape 2** : Les paramètres des deux scénarios sont les suivants :

### Densification et composition de la clientèle par scénario

<b>SCÉNARIO 1</b>					<b>SCÉNARIO 2</b>						
8 clients/km					32 clients/km						
Clients		Capacité demandée par client	Capacité demandée totale			Clients		Capacité demandée par client	Capacité demandée totale		
(#)	%	(m <sup>3</sup> -jour)	(m <sup>3</sup> /jour)	%		(#)	%	(m <sup>3</sup> -jour)	(m <sup>3</sup> /jour)	%	
<b>754</b>	94%	<b>10</b>	7 540	6%		<b>Petits débits (PD)</b>	<b>3 097</b>	97%	<b>7</b>	21 540	18%
<b>40</b>	5%	<b>500</b>	20 000	17%		<b>Moyens débits (MD)</b>	<b>100</b>	3%	<b>600</b>	60 000	51%
<b>6</b>	1%	<b>15 000</b>	90 000	77%	<b>Grands débits (GD)</b>	<b>3</b>	0%	<b>12 000</b>	36 000	31%	
<b>800</b>	<b>100%</b>		<b>117 540</b>	<b>100%</b>	<b>Total</b>	<b>3 200</b>	<b>100%</b>		<b>117 540</b>	<b>100%</b>	

**Étape 3** : Détail du calcul de la composante accès pour chacune des méthodes selon les deux scénarios.

### SCÉNARIO 1

#### Calcul de la composante accès par méthode

SCÉNARIO 1		Coût total du réseau	Nombre de kilomètres	Coût Mètre	Coût Km	Coût total	Part de la composante accès	
		①	②	③	④=③×1 000	⑤=②×④	⑤/①	
	Réseau de taille minimale	21,9 M\$	100	130,24 \$ <sup>(1)</sup>	130 240 \$	13,02 M\$	59%	
	Intercepte zéro			100,00 \$ <sup>(2)</sup>	100 000 \$	10,00 M\$	46%	
	Méthode Chernick						1,38 M\$	6%
	Méthode 100% capacité							0%
	Méthode retenue						3,97 M\$	18%

<sup>(1)</sup> Tableau 4.

<sup>(2)</sup> Hypothèse établie par la Régie.

Voir: Étape 3.2

Voir: Étape 3.1

**Étape 3.1 :****Composante accès - Méthode Chernick**

Conduites (mm)	Nombre de kilomètres	Coût (M\$)	Capacité relative <sup>1</sup>	Portion accès [1/Capacité relative]	Coût total composante accès (M\$)	<b>SCÉNARIO 1</b>
①	②	③	④	⑤ = 1/④	⑥ = ③ × ⑤	
60,3			1	100%		
168,3	100	21,9	15,9	6,3%	1,38	
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>21,9</b>			<b>1,38</b>	

<sup>(1)</sup> Pièce C-ROEE-0040, p. 17 et 18.

**Étape 3.2 :****Composante accès – Méthode retenue**

Clientèle	Capacité minimale assignée (m <sup>3</sup> - jour/client)	Nombre de clients	Capacité assignée totale (m <sup>3</sup> - jour)	Coût unitaire capacité réservée (\$)	Coût capacité assignée (M\$)	SCÉNARIO 1
	①	②	③ = ① × ②	④	⑤ = ③ × ④	
PD	30	754	22 620	165	3,74	
MD		40	1 200		0,20	
GD		6	180		0,03	
		800	24 000		3,97	

↓

Voir: Étape 3.3



**Étape 3.3 :****Coût unitaire de la capacité réservée - Méthode retenue**

Clientèle	Clients		Capacité réservée <sup>(1)</sup>			SCÉNARIO 1
		%	(m <sup>3</sup> -jour/client)	(m <sup>3</sup> - jour)	%	
	①	②	③	④ = ① × ③	⑤	
<b>PD</b>	754	94%	30	22 620	17%	
<b>MD</b>	40	5%	500	20 000	15%	
<b>GD</b>	6	1%	15 000	90 000	68%	
<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>100%</b>		<b>132 620</b>	<b>100%</b>	

<b>Coût unitaire de la capacité réservée</b> (\$/m <sup>3</sup> - jour)	Coût total du réseau / capacité totale réservée: (21 900 000 \$ / 132 620 m <sup>3</sup> - jour) =	<b>165</b>
---	---	------------

<sup>(1)</sup> À l'étape 2, la capacité demandée par la clientèle PD est de 10 m<sup>3</sup> - jour. Toutefois, la capacité assignée à cette clientèle est de 30 m<sup>3</sup> - jour. Par conséquent, la capacité réservée (132 620 m<sup>3</sup> - jour) est supérieure à la capacité demandée (117 540 m<sup>3</sup> - jour).

## SCÉNARIO 2

### Méthode de calcul de la composante accès par méthode

SCÉNARIO 2		Coût total du réseau	Nombre de kilomètres	Coût Mètre	Coût Km	Coût total	Part de la composante accès	
		①	②	③	④=③×1 000	⑤=②×④	⑤/①	
	Réseau de taille minimale	21,9 M\$	100	130,24 \$ <sup>(1)</sup>	130 240 \$	13,02 M\$	59%	
	Intercepte zéro			100,00 \$ <sup>(2)</sup>	100 000 \$	10,00 M\$	46%	
	Méthode Chernick						1,38 M\$	6%
	Méthode 100% capacité							0%
	Méthode Régie						11,14 M\$	51%

<sup>(1)</sup> Tableau 4.

<sup>(2)</sup> Hypothèse établie par la Régie.

Voir: Étape 3.4

Voir: Étape 3.1

**Étape 3.4 :****Composante accès – Méthode retenue**

Clientèle	Capacité minimale assignée (m <sup>2</sup> -jour/client)	Nombre de clients	Capacité assignée totale (m <sup>2</sup> -jour)	Coût unitaire capacité réservée (\$)	Coût capacité assignée (M\$)	SCÉNARIO 2
	①	②	③ = ① × ②	④	⑤ = ③ × ④	
PD	30	3 097	92 910	116	10,79	
MD		100	3 000		0,35	
GD		3	90		0,01	
		3 200	96 000		11,14	

↓

Voir: Étape 3.5

**Étape 3.5 :****Coût unitaire de la capacité réservée - Méthode retenue**

Clientèle	Clients		Capacité réservée <sup>(1)</sup>			SCÉNARIO 2
			(m <sup>3</sup> - jour/client)	(m <sup>3</sup> - jour)		
	①	②	③	④ = ① × ③	⑤	
<b>PD</b>	3 097	97%	30	92 910	49%	
<b>MD</b>	100	3%	600	60 000	32%	
<b>GD</b>	3	0%	12 000	36 000	19%	
<b>Total</b>	<b>3 200</b>	<b>100%</b>		<b>188 910</b>	<b>100%</b>	

<b>Coût unitaire de la capacité réservée (\$/m<sup>3</sup>-jour)</b>	Coût total du réseau / capacité totale réservée: (21 900 000 \$ / 188 910 m <sup>3</sup> - jour) =	<b>116</b>
--	---	------------

<sup>(1)</sup> À l'étape 2, la capacité demandée par la clientèle PD est de 7 m<sup>3</sup> - jour. Toutefois, la capacité assignée à cette clientèle est de 30 m<sup>3</sup> - jour. Par conséquent, la capacité réservée (188 910 m<sup>3</sup> - jour) est supérieure à la capacité demandée (117 540 m<sup>3</sup> - jour).

**Étape 4 :** Répartition des coûts de la composante capacité pour chacune des méthodes selon les deux scénarios.

**Étape 4.1 :** Calcul des coûts alloués pour la composante capacité par méthode à l'exception de la Méthode retenue.

		Réseau de taille minimale	Intercepte zéro	Méthode Chernick	100 % Capacité	Allocation directe		
Coût total du réseau		21,9 M\$					Capacité demandée (%)	→ Voir Étape 2
Coût de la composante accès		13,0 M\$	10,0 M\$	1,4 M\$	-	-		
Coût de la composante capacité		8,9 M\$	11,9 M\$	20,6 M\$	21,9 M\$	21,9 M\$		
SCÉNARIO 1	PD <sup>(1)</sup>	0,6	0,8	1,3	1,4	1,4	6%	
	MD	1,5	2,0	3,5	3,7	3,7	17%	
	GD	6,8	9,1	15,7	16,8	16,8	77%	
SCÉNARIO 2	PD <sup>(1)</sup>	1,6	2,2	3,8	4,0	4,0	18%	
	MD	4,5	6,1	10,5	11,2	11,2	51%	
	GD	2,7	3,7	6,3	6,7	6,7	31%	

<sup>(1)</sup> Par souci de simplicité, la Régie a employé la méthode du réseau de taille minimale. L'application de la méthode du réseau de taille minimale modifiée aurait eu pour conséquence d'allouer le coût de la catégorie PD aux catégories MD et GD (0,6 M\$ dans le scénario 1 et de 1,6 M\$ dans le scénario 2). La catégorie PD aurait donc eu un coût nul de composante capacité.

**Étape 4.2 :** Calcul de la composante capacité - Méthode retenue

SCÉNARIO 1							
	Capacité assignée totale (m <sup>3</sup> - jr)	Coût unitaire de la capacité réservée (\$)	Coût de la capacité assignée (\$)	Capacité demandée (m <sup>3</sup> - jr)	Solde de capacité (m <sup>3</sup> - jr)	Coût de la composante capacité (\$)	Répartition du coût de la composante capacité (%)
	①	②	③	④	⑤ = ④ - ①, min 0	⑥ = ⑤ × ②	⑦
<b>PD</b>	22 620	165	3 740 436	7 540	0	0	0%
<b>MD</b>	1 200		198 432	20 000	18 800	3 108 762	17%
<b>GD</b>	180		29 765	90 000	89 820	14 852 606	83%
<b>Total</b>	<b>24 000</b>		<b>3 968 632</b>	<b>117 540</b>	<b>108 620</b>	<b>17 961 368</b>	<b>100%</b>

SCÉNARIO 2							
	Capacité assignée totale (m <sup>3</sup> - jr)	Coût unitaire de la capacité réservée (\$)	Coût de la capacité assignée (\$)	Capacité demandée (m <sup>3</sup> - jr)	Solde de capacité (m <sup>3</sup> - jr)	Coût de la composante capacité (\$)	Répartition du coût de la composante capacité (%)
	①	②	③	④	⑤ = ④ - ①, min 0	⑥ = ⑤ × ②	⑦
<b>PD</b>	92 910	116	10 785 646	21 540	0	0	0%
<b>MD</b>	3 000		348 261	60 000	57 000	6 616 960	61%
<b>GD</b>	90		10 448	36 000	35 910	4 168 692	39%
<b>Total</b>	<b>96 000</b>		<b>11 144 354</b>	<b>117 540</b>	<b>92 910</b>	<b>10 785 652</b>	<b>100%</b>

Notes : - Le coût de la capacité assignée correspond au coût de la composante accès.

- Le solde de la capacité (colonne (5)) correspond à la capacité réservée (étapes 3.3 et 3.5) moins la capacité assignée (étapes 3.2 et 3.4).

