

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2015-125

R-3916-2014

30 juillet 2015

---

## PRÉSENTS :

Marc Turgeon

Gilles Boulianne

Françoise Gagnon

Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

---

## Décision sur le fond

*Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2014*



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>8</b>
<b>2.</b>	<b>RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE.....</b>	<b>12</b>
2.1	Résultats financiers et explications des écarts .....	12
2.1.1	Charges d'exploitation du centre de coûts « Énergies nouvelles » .....	14
2.1.2	Ventes de gaz par segment marketing.....	15
2.1.3	Conclusion.....	15
2.2	Base de tarification et additions à la base .....	16
2.3	Additions à la base de tarification pour des projets inférieurs à 1,5 M\$ .....	17
2.4	Résultats des indices de maintien de la qualité de service et bonification de rendement.....	17
2.5	Plan d'approvisionnement .....	18
2.5.1	Transactions spéciales pour bonification .....	18
2.5.2	Transactions d'optimisation financières pour bonification.....	19
2.6	Trop-perçus et manques à gagner en transport et équilibrage .....	20
2.6.1	Fonctionnalisation du différentiel de lieu entre Empress et Dawn .....	20
2.6.2	Fonctionnalisation des revenus d'obligation minimale annuelle de transport.....	34
2.6.3	Fonctionnalisation des revenus pour pénalité pour retraits interdits, pour écrêtements de pointe ainsi que pour les primes de dépannage.....	36
2.7	Rentabilité du plan de développement .....	37
<b>3.</b>	<b>EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>39</b>
<b>4.</b>	<b>SUIVIS.....</b>	<b>40</b>
4.1	Suivis des projets de développement .....	40
4.1.1	Projet d'extension du réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines. ....	41
4.1.2	Projet d'acquisition de conduites de Pétromont et leur raccordement au réseau de Gaz Métro.....	42
4.1.3	Projet La Corne .....	45
4.1.4	Rapport de suivi associé à l'activité de vente de gaz naturel liquéfié (GNL).....	47
4.2	Suivis annuels à la suite de décisions de la Régie.....	50

4.2.1	Suivi de la décision D-2001-214 concernant le rapport annuel de performance des produits financiers dérivés .....	51
4.2.2	Dépôt des états financiers des filiales .....	51
<b>5.</b>	<b>INFORMATIONS CONFIDENTIELLES.....</b>	<b>52</b>
5.1	Demande de traitement confidentiel .....	52
<b>6.</b>	<b>FRAIS DE PARTICIPATION .....</b>	<b>53</b>

**LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tableau 1</b>	Résultats financiers des exercices terminés les 30 septembre 2014 et 2013 .....	13
<b>Tableau 2</b>	Évolution de la base de tarification 2014 et 2013 .....	16
<b>Tableau 3</b>	Additions à la base de tarification pour l'année 2014.....	17
<b>Tableau 4</b>	Indices de qualité de service .....	18
<b>Tableau 5</b>	Transactions d'optimisation financières .....	20
<b>Tableau 6</b>	Fonctionnalisation du différentiel de lieu entre Empress et Dawn .....	21
<b>Tableau 7</b>	Optimisation du transport (k\$).....	35
<b>Tableau 8</b>	Coûts attribués à l'activité GNL .....	50
<b>Tableau 9</b>	Frais de participation à la séance de travail du 29 janvier 2015 .....	54

**LISTE DES DÉCISIONS**

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>
D-90-50 .....	R-3173-89
D-97-25 .....	R-3371-97
D-2001-214 .....	R-3463-2001
D-2004-51 .....	R-3494-2002
D-2004-196 .....	R-3529-2004
D-2010-144 .....	R-3720-2010 Phase 2
D-2011-030 .....	R-3751-2010
D-2011-104 .....	R-3763-2011
D-2011-148 .....	R-3772-2011
D-2011-149 .....	R-3767-2011
D-2011-164 .....	R-3752-2011
D-2012-056 .....	R-3785-2012
D-2012-076 .....	R-3693-2009 Phase 2
D-2012-175 .....	R-3809-2012
D-2013-005 .....	R-3828-2012
D-2013-054 .....	R-3809-2012 Phase 1
D-2013-085 .....	R-3837-2013 Phase 1
D-2013-096 .....	R-3834-2013
D-2013-106 .....	R-3809-2012 Phase 2

---

D-2014-064 .....	R-3837-2013 Phase 2
D-2014-065 .....	R-3837-2013 Phase 3
D-2014-077 .....	R-3837-2013 Phase 3
D-2014-131 .....	R-3896-2014
D-2014-165 .....	R-3871-2013
D-2014-201 .....	R-3879-2014 Phase 2
D-2014-203 .....	R-3871-2013
D-2015-018 .....	R-3905-2014
D-2015-048 .....	R-3879-2014 Phase 3
D-2015-088 .....	R-3911-2014
D-2015-105 .....	R-3879-2014 Phases 3 et 4

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 19 décembre 2014, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro, ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) sa demande d'examen du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2014 (le Rapport annuel).

[2] Elle dépose également, sous pli séparé, le Rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint<sup>1</sup>, le tableau ventilant les coûts des projets Windows 7 et Office 2013, ceux de relocalisation d'une conduite de transmission au pont Bisson, à Malartic et au Saguenay ainsi que ceux de modernisation informatique pour la gestion des approvisionnements gaziers<sup>2</sup>, l'indice des prix de gaz naturel<sup>3</sup>, ainsi qu'un document présentant le défaut ou la faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers<sup>4</sup>, pour lesquels elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[3] Enfin, Gaz Métro dépose, sous plis séparés, les informations financières et états financiers<sup>5</sup>, pour lesquels elle demande à la Régie d'accorder un traitement confidentiel.

[4] La demande comporte les informations requises aux termes de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>6</sup> (la Loi), de l'ordonnance G-396 de la Régie de l'électricité et du gaz, de la décision D-90-50<sup>7</sup> de la Régie du gaz naturel, ainsi que des décisions D-2004-51<sup>8</sup> et D-2004-196<sup>9</sup> de la Régie.

[5] Dans une lettre du 15 janvier 2015, la Régie avise les intervenants aux dossiers tarifaires R-3837-2013 et R-3879-2014 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande par voie de consultation. Elle invite ceux qui désirent y participer à l'informer de la manière dont ils entendent le faire. La Régie demande aux intervenants intéressés qui prévoient présenter une demande de paiement de frais de déposer un budget de participation.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0084.

<sup>2</sup> Tableau ventilant les coûts des projets aux pièces B-0075, B-0076, B-0077, B-0080 et B-0082, respectivement.

<sup>3</sup> Pièce B-0088, p. 7 à 10, Annexe 1.

<sup>4</sup> Pièce B-0139.

<sup>5</sup> Pièces B-0012 et B-0093 à B-0102.

<sup>6</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>7</sup> Dossier R-3173-89.

<sup>8</sup> Dossier R-3494-2002.

<sup>9</sup> Dossier R-3529-2004.

[6] Conformément à la décision D-2014-165<sup>10</sup>, Gaz Métro présente, le 29 janvier 2015, le Rapport annuel aux intervenants et au personnel de la Régie<sup>11</sup>.

[7] Le 2 février 2015, aucune demande d'intervention n'a été reçue à la Régie.

[8] Le 6 février 2015, Gaz Métro dépose une demande amendée dans laquelle elle demande à la Régie :

*« ACCUEILLIR la présente demande;*

*PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2013-106 :*

- [...] un trop-perçu de 23,490 millions \$ relié au service de distribution sera partagé entre les associés et la clientèle de Gaz Métro [...] et un trop-perçu de 0,328 million \$ relié aux activités de GNL sera remboursé à la clientèle,*
- un trop-perçu de 15,553 millions \$ relié au service de transport sera remboursé à la clientèle,*
- un manque à gagner de 43,995 millions \$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle,*

*PRENDRE ACTE de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;*

*PRENDRE ACTE du fait que Gaz Métro a été en mesure de réaliser l'incitatif relatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 million \$;*

*PRENDRE ACTE du fait que Gaz Métro a droit à une bonification de 0,027 million \$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;*

*PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2013-106 :*

- Gaz Métro conservera cinquante pourcent (50%) des premiers cinquante points de base du trop-perçu avant impôts de 23,490 millions \$ relié au service de distribution, soit 2,499 millions \$, auquel s'ajoutera la bonification reliée aux*

---

<sup>10</sup> Dossier R-3871-2013.

<sup>11</sup> Pièce B-0131.

*transactions d'optimisation financières, soit le montant de 0,027 million \$, pour un montant net avant impôts de 2,526 millions \$;*

*PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2013-106, Gaz Métro intégrera dans les tarifs applicables à compter du 1er octobre 2015 :*

- un total de 21,319 millions \$ au service de distribution représentant la quote-part attribuable aux clients de 20,991 millions \$ du trop-perçu avant impôt de 23,490 millions \$, additionnée du trop-perçu de 0,328 million \$ relié aux activités de GNL,*
- La totalité du trop-perçu de 15,553 millions \$ relié au service de transport attribuable à la clientèle,*
- La totalité du manque à gagner de 43,995 millions \$ relié au service d'équilibrage attribuable à la clientèle,*
- ainsi que les intérêts capitalisés à cette date ;*

*AUTORISER Gaz Métro à mettre fin aux suivis suivants :*

- Projet d'extension du réseau à St-Denis-sur-Richelieu (suivi de la décision D-2011-148),*
- Projet d'extension du réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines (suivi de la décision D-2011-149),*
- Projet d'agrandissement du Centre de distribution (suivi de la décision D-2013-005),*
- Projet d'investissement visant le déploiement du système d'exploitation Windows 7 et la suite Office 2013 (suivi de la décision D-2013-096),*
- Projet d'amélioration du réseau à Rouyn-Noranda (suivi de la décision D-2014-131),*
- Rapport annuel de performance des produits financiers dérivés (suivi de la décision D-2001-2014).*

*PRENDRE ACTE des différents suivis déposés par Gaz Métro dans le cadre du présent dossier et S'EN DÉCLARER SATISFAITE;*

*DISPENSER Gaz Métro de produire et déposer le suivi a posteriori des plans de développement des ventes, six ans après leur présentation a priori et, conséquemment, de mettre fin à ce suivi spécifique;*

*Alternativement, DÉCLARER que, lors des années où le suivi a posteriori six ans après est présenté, Gaz Métro est dispensée de produire et déposer le suivi a posteriori trois ans après sa présentation a priori.*

*DISPENSER Gaz Métro de produire la pièce relative aux dépenses d'exploitation du centre de coûts Énergies Nouvelles (pièce Gaz Métro-4, Document 11) lors des prochains rapports annuels;*

*INTERDIRE, pendant un délai de deux ans, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces ou informations énumérées au paragraphe 13 de la présente demande et DÉCLARER que celles-ci seront retournées à Gaz Métro au terme de ce délai »<sup>12</sup>.*

[9] Le 25 février 2015, la Régie transmet la demande de renseignements (DDR) n° 1 à Gaz Métro. Elle indique qu'elle enverra, éventuellement, des DDR concernant l'application de la méthode de fonctionnalisation des coûts de la fourniture à Dawn.

[10] Le 18 mars 2015, le Distributeur dépose ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie.

[11] Le 15 avril 2015, la Régie transmet à Gaz Métro sa DDR n° 2. Le Distributeur y répond le 22 avril 2015.

[12] Le 18 juin 2015, la Régie transmet à Gaz Métro sa DDR n° 3 concernant l'application de la méthode de fonctionnalisation des coûts de la fourniture à Dawn. Le Distributeur y répond le 26 juin 2015.

[13] Le 3 juillet 2015, l'ACIG, la FCEI et SÉ-AQLPA répondent à la DDR n° 3 de la Régie.

[14] Le 8 juillet 2015, Gaz Métro répond aux commentaires de la FCEI relativement à sa réponse à la DDR n° 3 de la Régie.

[15] La présente décision porte sur l'examen du Rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2014.

---

<sup>12</sup> Pièce B-0132, p. 6 à 8.

## 2. RÉSULTATS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

### 2.1 RÉSULTATS FINANCIERS ET EXPLICATIONS DES ÉCARTS

[16] Dans sa décision D-2013-085<sup>13</sup>, la Régie acceptait de prolonger la suspension de l'application de la formule d'ajustement automatique (FAA) et maintenait le taux de rendement sur l'avoir des actionnaires à 8,90 % pour l'année 2014. En considérant un coût moyen de la dette de 6,10 %, la Régie autorisait un coût moyen en capital de 7,18 % après impôts. Avant impôts, le coût moyen en capital était de 8,61 %<sup>14</sup>.

[17] En considérant la base de tarification réelle moyenne de 1 897,4 M\$, le revenu net d'exploitation autorisé s'élève à 136,6 M\$. Au terme de l'exercice financier 2014, Gaz Métro a réalisé un revenu net d'exploitation de 133,2 M\$. La différence constitue un manque à gagner de -3,4 M\$ après impôts, ou de -4,6 M\$ avant impôts.

[18] Le service de distribution présente un trop-perçu de 23,5 M\$, qui est partagé entre la clientèle de Gaz Métro et les actionnaires conformément à la décision D-2013-106<sup>15</sup>, ainsi qu'un trop-perçu de 0,3 M\$ relié au gaz naturel liquéfié (GNL) attribué à la clientèle. Les services de transport et d'équilibrage présentent un trop-perçu de 15,6 M\$ et un manque à gagner de -44,0 M\$ respectivement, qui sont attribués à la clientèle selon la décision D-2013-054<sup>16</sup>. Ce dernier sujet sera traité à la section 2.6.

[19] Après la prise en compte du trop-perçu du service de distribution (excluant le trop-perçu relié aux clients GNL), de la bonification pour les services de transport et d'équilibrage ainsi que celle liée à l'incitatif du PGEÉ, le rendement sur l'avoir des actionnaires est établi à 9,25 %. Le taux pondéré du coût en capital réalisé est de 7,33 % sur la base du coût moyen de la dette de 6,74 %, du coût moyen des actions privilégiées de 6,07 % et de l'avoir des actionnaires de 9,25 %<sup>17</sup>.

---

<sup>13</sup> Dossier R-3837-2013 SCGM Phase 1.

<sup>14</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, pièce B-0113, décision D-2013-085, par. 16 et décision D-2014-077, par. 401.

<sup>15</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, p. 85, par. 388.

<sup>16</sup> Pièce B-0008 et dossier R-3809-2012 Phase 1, décision D-2013-054, p. 9, par. 19 et 20 et p. 12, par. 37 et 38.

<sup>17</sup> Pièce B-0032, p. 2.

**TABEAU 1**  
**RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS LES 30 SEPTEMBRE 2014 ET 2013**

<b>Résultats financiers</b> <i>(en millions de \$)</i>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Revenu net d'exploitation réel	133,2	131,5
Revenu net d'exploitation permmissible	136,6	135,4
	(3,4)	(3,9)
Impôts présumés sur le revenu	(1,2)	(1,5)
<b>(Manque à gagner) - Trop-perçu avant impôts</b>	<b>(4,6)</b>	<b>(5,4)</b>
Part des clients	(7,1)	(5,6)
Part de Gaz Métro	2,5	0,2

*Tableau établi à partir de la pièce B-0036 et du dossier R-3871-2013, décision D-2014-203, annexes 1 et 2. Il peut y avoir des écarts, dus à la présence d'arrondis.*

[20] Gaz Métro explique les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections de l'année 2014 comme suit :

- Les revenus de transport sont en hausse de 35,1 M\$, résultant de la hausse des volumes transportés en raison de la température considérablement plus froide que la normale et du retour d'un nombre important de clients au service de transport.
- Les revenus de distribution totaux sont en hausse de 23,2 M\$, résultant de la hausse des volumes distribués normalisés aux petit et moyen débits qui s'explique par la consommation des grands clients du tarif D1, par le transfert de clients de la grande entreprise vers les petit et moyen débits, ainsi que par des nouvelles ventes plus importantes que prévu.
- La hausse des revenus liés à la grande entreprise découle de pénalités (écrêtements et retraits interdits) plus élevés qu'anticipés.
- Les revenus d'équilibrage sont en hausse de 11,7 M\$ en raison de l'augmentation des livraisons aux petit et moyen débits, jumelée à la croissance des volumes découlant de la température froide. Il est à noter que, contrairement aux exercices précédents, les revenus d'équilibrage ne sont pas normalisés.
- Les frais de transport, d'équilibrage et de distribution présentent une augmentation de 74,6 M\$, qui s'explique par une hausse du coût de la prime

d'équilibrage sur les achats à Dawn, une augmentation des volumes d'achats des outils de transport et une hausse du coût des approvisionnements<sup>18</sup>.

### **2.1.1 CHARGES D'EXPLOITATION DU CENTRE DE COÛTS « ÉNERGIES NOUVELLES »**

[21] En suivi de la décision D-2013-106<sup>19</sup>, Gaz Métro présente les activités du centre de coûts « Énergies nouvelles » (modifié pour « Énergies renouvelables » en 2014) ainsi que la répartition des coûts entre activités réglementées et non réglementées.

[22] Ce centre de coûts regroupe l'ensemble des activités liées au service des clients actuels, potentiels et futurs du tarif de réception, à l'évaluation de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel et à la vigie liée aux nouvelles technologies et applications concurrentes ou complémentaires à la distribution du gaz naturel par canalisation. Les charges 2014 de l'activité réglementée s'élèvent à 430 k\$, comparativement au montant de 566 k\$ prévu au dossier tarifaire 2014.

[23] Gaz Métro allègue que l'allocation des coûts entre les activités réglementées et non réglementées de ce centre de coûts suit les mêmes règles que celles qui s'appliquent aux autres centres de coûts, tant pour les salaires que pour les autres dépenses. De plus, le Distributeur fait valoir que le code de conduite régissant les transactions entre apparentés qu'il a déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2015, permet d'assurer, entre autres, l'intégrité financière des activités réglementées.

[24] La Régie constate que la répartition des charges entre les activités réglementées et non réglementées est adéquate pour le présent dossier. De plus, le suivi est également effectué dans le cadre des dossiers tarifaires.

**[25] La Régie prend acte du suivi présenté par Gaz Métro relatif aux charges d'exploitation du centre de coûts « Énergies nouvelles ». La Régie dispense Gaz Métro de produire la pièce relative aux dépenses d'exploitation du centre de coûts « Énergies nouvelles » dans le cadre des prochains rapports annuels.**

---

<sup>18</sup> Pièce B-0014, p. 2 et 3.

<sup>19</sup> Page 49, par. 193 et p. 54, par. 222.

### 2.1.2 VENTES DE GAZ PAR SEGMENT MARKETING

[26] Gaz Métro présente le rapport « Consolidé des ventes de gaz par segment marketing »<sup>20</sup>, qu'il utilisait antérieurement dans le cadre de ses processus de fermetures mensuelles des revenus et des volumes.

[27] Gaz Métro précise qu'aucun rapport en remplacement de ce dernier n'a été développé à la suite de la migration de la facturation cyclique au système SAP en 2012. Les fermetures mensuelles sont maintenant réalisées à partir de fichiers Excel dans lesquels l'ensemble des données de facturation est extrait du système SAP. Selon Gaz Métro, ces fichiers sont très lourds et ne peuvent être utilisés comme étant un sommaire de la facturation.

[28] La Régie constate que le rapport présenté à la pièce B-0133 n'est plus utile pour Gaz Métro et ne peut être utilisé par la Régie pour une conciliation entre la facturation et les revenus totaux de l'exercice financier.

[29] **La Régie dispense Gaz Métro de produire et de déposer le rapport « Consolidé des ventes de gaz par segment marketing ».**

### 2.1.3 CONCLUSION

[30] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Gaz Métro sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées du dossier tarifaire;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital.**

[31] **La Régie réserve sa décision sur l'attribution des trop-perçus et manques à gagner à la clientèle de Gaz Métro eu égard aux conclusions de la section 2.6.**

---

<sup>20</sup> Pièce B-0133.

## 2.2 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS À LA BASE

[32] La base de tarification 2014 s'élève à 1 897,4 M\$, en baisse de 4,6 M\$ comparativement au dossier tarifaire 2014<sup>21</sup> et en hausse de 59,9 M\$ comparativement aux données réelles 2013.

**TABLEAU 2**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2014 ET 2013**

<i>En millions de dollars selon la moyenne des 13 soldes</i>	<b>2014 autorisé</b>	<b>2014 réel</b>	<b>2013 réel</b>	<b>réel 2014 vs autorisé</b>	<b>réel 2014 vs réel 2013</b>
Immobilisations nettes	1 566,8	1 567,5	1 526,7	0,7	40,8
Fonds de roulement					
Encaisse	19,5	27,6	17,6	8,1	10,0
Matériaux et inventaires de gaz	69,7	62,2	70,4	(7,5)	(8,2)
Développement des systèmes informatiques	37,9	35,9	37,2	(2,0)	(1,3)
Programmes commerciaux	107,2	106,1	107,2	(1,1)	(1,1)
Coûts non amortis	101,9	98,8	79,1	(3,1)	19,7
Provision pour auto-assurance	(1,1)	(0,7)	(0,7)	0,4	-
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>1 902,0</b>	<b>1 897,4</b>	<b>1 837,5</b>	<b>(4,6)</b>	<b>59,9</b>

*Tableau établi à partir de la pièce B-0027 et de la décision D-2014-165, p. 11. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[33] Gaz Métro explique l'écart de 8,1 M\$, réalisé au niveau de l'encaisse réglementaire, par la mise à jour des différentes composantes de l'analyse du fonds de roulement, dont le délai d'encaissement des revenus.

[34] Au niveau des inventaires de gaz naturel, Gaz Métro explique l'écart de -7,5 M\$ par des volumes d'inventaire de gaz de réseau, valorisés au WACOG<sup>22</sup>, moins élevés que prévu au 1<sup>er</sup> octobre 2013.

[35] La Régie prend acte de la valeur de la base de tarification réelle de Gaz Métro, établie pour l'année 2014 à 1 897,4 M\$, selon la moyenne des 13 soldes.

<sup>21</sup> Dossier R-3837-2013.

<sup>22</sup> *Weighted average cost of goods.*

### 2.3 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR DES PROJETS INFÉRIEURS À 1,5 M\$

[36] Les additions à la base de tarification 2014 s'élèvent à 178,3 M\$ pour l'année 2014, soit une hausse de 9,4 M\$ comparativement au montant prévu au dossier tarifaire. Les montants reliés aux projets dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$ totalisent 140,9 M\$, soit une hausse de 11,0 M\$ comparativement au montant de l'année 2014 autorisé.

**TABLEAU 3**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2014**

Additions à la base de tarification 2014 <i>En millions de dollars</i>	prévu	Total réel	écart	projets au coût individuel < 1,5 M\$		
				autorisé	réel	écart
Immobilisations corporelles	141,0	154,6	13,6	103,3	117,7	14,5
Développement des systèmes informatiques	6,1	4,5	(1,6)	6,1	4,0	(2,1)
Programmes commerciaux	20,6	19,6	(1,0)	20,6	19,1	(1,4)
Intégration au solde d'ouverture de projets ≥ 1,5 M\$	1,3	(0,2)	(1,5)			
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>168,9</b>	<b>178,3</b>	<b>9,4</b>	<b>129,9</b>	<b>140,9</b>	<b>11,0</b>

*Tableau établi à partir de la pièce B-0028. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.*

[37] La Régie note le dépassement important relatif aux projets dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$ pour les immobilisations corporelles, soit 14,5 M\$ ou 14 %. Cependant, elle prend acte des explications de Gaz Métro concernant les écarts réalisés au niveau des additions à la base de tarification.

[38] **La Régie prend acte que la base de tarification s'élève à 1 897,4 M\$ pour 2014.**

### 2.4 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE ET BONIFICATION DE RENDEMENT

[39] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2014, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %. Il

est égal à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2013-106<sup>23</sup>.

**TABLEAU 4**  
**INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE**

Indices de qualité	Pondération (%)	2014	
		Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation (%)
Entretien préventif	10	100,2	100,0
Rapidité de réponse aux urgences	20	94,4	100,0
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	94,1	100,0
Fréquence de lecture des compteurs	10	98,9	100,0
ISO 14001 (rapport BNQ)	10	100,0	100,0
Émissions de gaz à effet de serre (réduction)	10	100,0	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1, D3 et DM	15	92,3	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5	5	80,0	100,0
Procédure de recouvrement et interruption de service	10	100,0	100,0
<b>Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation</b>			<b>100,0</b>

[40] **La Régie prend acte de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %.**

## 2.5 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 2.5.1 TRANSACTIONS SPÉCIALES POUR BONIFICATION

[41] Pour l'exercice 2014, le Distributeur avait prévu une vente annuelle de transport FTLH Empress – GMIT EDA<sup>24</sup> *a priori* de 264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (10 000 GJ/jour) et une revente de transport *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) inutilisé de 158 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (6 000 GJ/jour) d'avril à septembre<sup>25</sup>. Lors de la révision budgétaire, avant le début de l'année financière, une hausse des besoins résultant principalement du retour des clients au service de transport a été constatée. Le Distributeur a modifié sa structure

<sup>23</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, p. 85.

<sup>24</sup> Zone de livraison «*Eastern Delivery Area*» de TCPL.

<sup>25</sup> Pièce B-0041, p. 1.

d'approvisionnement selon les principes approuvés par la Régie. Conséquemment, la vente *a priori* ainsi que la vente de FTLH non utilisé projetées à la cause 2014 n'ont pas été concrétisées.

[42] La Régie constate qu'aucune transaction spéciale d'achat n'est sujette à une bonification pour le Distributeur au cours de l'exercice 2014.

## 2.5.2 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRES POUR BONIFICATION

[43] Conformément à la décision D-2013-054<sup>26</sup>, les transactions d'optimisation financières sont possibles lorsqu'une opportunité de marché est présente et dont le motif est financier. Elles ne peuvent se faire que si le Distributeur n'est pas opérationnellement contraint par ces transactions. Elles comprennent les transactions d'échanges/cessions d'optimisation, les prêts d'espace, ainsi que les transactions dans le cadre du Mécanisme d'allègement du risque pour le service de transport (STS-RAM<sup>27</sup>).

[44] La décision D-2014-077<sup>28</sup> prévoit que les transactions de plus de 12 mois ou celles s'étendant au-delà du 30 septembre de l'année ne peuvent pas être considérées comme des transactions financières d'optimisation étant donné que le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle.

[45] Au cours de l'exercice 2014, le Distributeur a conclu 32 transactions d'échanges/cessions d'optimisation pour des revenus totalisant 426 k\$<sup>29</sup>. Parmi ces transactions, deux transactions dépassant 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre ne sont pas admissibles à la bonification telle qu'établie à la décision D-2014-077. Ces dernières comptent pour des revenus de 154 k\$. Le Distributeur n'a généré aucun revenu découlant des trois transactions de prêts d'espace conclues avec des tiers, mais aucun d'eux ne s'en est prévalu et aucun revenu n'a été généré dans le cadre du STS-RAM.

[46] Le tableau 5 présente des transactions d'optimisation financières admissibles à la bonification :

---

<sup>26</sup> Dossier R-3809-2012, p. 9, par. 20.

<sup>27</sup> *Storage Transportation Service – Risk Alleviation Mechanism*.

<sup>28</sup> Dossier R-3837-2013, p. 113, par. 482.

<sup>29</sup> Pièce B-0041, p. 5.

**TABLEAU 5**  
**TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRES**

	Nombre de transactions	Revenus (k\$)
Échanges/Cessions d'optimisation <sup>30</sup>	27	272,0
Prêts d'espace	3	0,0
STS-RAM	0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>272,0</b>

Source : pièce B-0041, tableau et note à la page 6.

[47] **Compte tenu de ces résultats, la Régie autorise Gaz Métro à accéder à une bonification de 27 k\$, soit 10 % des revenus réels des transactions d'optimisation financières, conformément aux décisions D-2013-054 et D-2014-077.**

## **2.6 TROP-PERÇUS ET MANQUES À GAGNER EN TRANSPORT ET ÉQUILIBRAGE**

### **2.6.1 FONCTIONNALISATION DU DIFFÉRENTIEL DE LIEU ENTRE EMPRESS ET DAWN**

[48] Le Distributeur précise que le manque à gagner important observé au niveau du service d'équilibrage s'explique principalement par l'augmentation de la prime d'équilibrage à Dawn, qui s'élève à 53,1 M\$. Cette hausse est attribuable au différentiel de lieu entre Empress et Dawn, qui s'est avéré plus élevé que prévu de 61 M\$<sup>31</sup>.

[49] En effet, le coût des achats à Dawn a considérablement augmenté au cours des mois de février et mars 2014, au moment où la demande globale de gaz naturel en Amérique du Nord a connu une forte croissance en raison de la température considérablement plus froide que la normale. Cette hausse est jumelée à des volumes d'achats à Dawn plus élevés que prévu de 305,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

[50] La fonctionnalisation de la prime du différentiel de lieu appliquée par le Distributeur est illustrée au tableau suivant.

<sup>30</sup> Pièce B-0041, tableau et note à la page 6. Deux transactions totalisant 154 k\$ de revenus non sujettes à la bonification sont exclues du tableau 5.

<sup>31</sup> Prévision de 60,981 M\$ à la pièce B-0039, p. 5.

**TABLEAU 6**  
**FONCTIONNALISATION DU DIFFÉRENTIEL DE LIEU ENTRE EMPRESS ET DAWN**

Volumens (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Projections D-2014-077		Réal 2014		Écart	
	1 672 839		1 977 848		305 008	
	(000\$)	¢/m <sup>3</sup>	(000\$)	¢/m <sup>3</sup>	(000\$)	¢/m <sup>3</sup>
<b>Fonctionnalisation:</b>						
Compression	6 010 \$	0,359	7 105 \$	0,359	1 096 \$	0,000
Transport	37 270 \$	2,228	44 065 \$	2,228	6 795 \$	0,000
Équilibrage	2 905 \$	0,174	55 995 \$	2,831	53 090 \$	2,657
Différentiel de lieu entre Empress et Dawn	46 185 \$	2,761	107 166 \$	5,418	60 981 \$	2,656

Source : pièce B-0039, p. 5.

[51] Le Distributeur mentionne avoir fait état des résultats de sa réflexion découlant de la décision D-2014-165 dans le cadre du dossier tarifaire lors de la séance de travail du 12 novembre 2014. Gaz Métro précise donc que la méthode de fonctionnalisation approuvée par la Régie dans les décisions D-2011-164<sup>32</sup> et D-2012-175<sup>33</sup> a été appliquée au Rapport annuel 2014.

[52] Gaz Métro a également déposé, dans le cadre du dossier tarifaire 2015 une nouvelle méthode de fonctionnalisation qui serait applicable à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016<sup>34</sup>.

[53] Avant d'aborder la fonctionnalisation du différentiel de lieu, la Régie juge opportun de faire un bref rappel historique des décisions passées portant sur les méthodes de fonctionnalisation des achats de gaz naturel.

### 2.6.1.1 Historique des décisions sur les méthodes de fonctionnalisation des achats de gaz naturel

[54] Dans sa décision D-2012-175, la Régie approuve la proposition de Gaz Métro de déplacer sa structure d'approvisionnement à Dawn<sup>35</sup>. Dans cette même décision, elle prend acte de l'engagement du Distributeur de présenter une nouvelle méthode de

<sup>32</sup> Dossier R-3752-2011.

<sup>33</sup> Dossier R-3809-2012.

<sup>34</sup> Pièce B-0008, note de bas de page 7, p. 1.

<sup>35</sup> Dossier R-3809, p. 15, par. 54.

fonctionnalisation des achats de gaz naturel à être mise en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015, soit la date prévue, à ce moment, pour la migration à Dawn. La Régie demande alors que cette nouvelle méthode repose sur les principes énoncés dans sa décision<sup>36</sup>.

[55] Dans le cadre du dossier R-3837-2013, le Distributeur présente une méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel devant s'appliquer lors de la migration à Dawn. Dans sa décision D-2014-064, la Régie mentionne :

*« [151] La Régie considère que l'approche générale proposée par le Distributeur est conforme à ses décisions D-2012-175 et D-2011-164. [note de bas de page omise]*

*[152] La Régie considère que la méthodologie présentée se situe dans la continuité de la méthode actuellement utilisée, tout en permettant de prendre en compte le déplacement à Dawn.*

*[153] La Régie s'interroge cependant sur le bien-fondé d'évaluer les coûts d'équilibrage sur la base du profil réel et du profil uniforme à chaque point de livraison.*

*[154] À cette fin, la Régie ordonne au Distributeur de tenir, dans les trois mois suivant la présente décision, un maximum de deux rencontres techniques à l'intention des groupes de consommateurs intéressés et du personnel de la Régie. Ces rencontres devront faire le point sur les approches disponibles pour évaluer les coûts d'équilibrage selon un profil réel et un profil uniforme englobant tous les points de livraison, par opposition à une méthode évaluant les profils à chaque point de livraison.*

*[155] La Régie ordonne au Distributeur de faire rapport sur la question dans le prochain dossier tarifaire »<sup>37</sup>. [nous soulignons]*

[56] Dans la décision D-2014-165, rendue dans le dossier du rapport annuel 2013, la Régie a demandé au Distributeur de revoir la méthode de fonctionnalisation actuelle des

---

<sup>36</sup> *Ibid*, par. 84.

<sup>37</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 2, p. 35.

coûts d'achats du gaz naturel à Dawn et de déposer les résultats de sa réflexion à cet effet dans le dossier tarifaire 2015 :

« [62] Dans le présent dossier, la Régie est préoccupée par la fonctionnalisation de l'écart de coût du différentiel de lieu entre AECO et Dawn. La différence entre le montant projeté au dossier tarifaire 2013 et celui réellement encouru s'élève à 3 641 000 \$.

[63] La Régie constate que la méthode de fonctionnalisation appliquée par Gaz Métro dans le Rapport annuel a pour conséquence de maintenir fixes les taux unitaires projetés au dossier tarifaire pour la fourniture, la compression et le transport et de faire varier uniquement le taux unitaire de l'équilibrage. En conséquence, la totalité de l'effet prix est reflétée dans le service d'équilibrage, tandis que l'effet volume est reflété dans l'ensemble des services.

[...]

[66] Bien que la méthode de fonctionnalisation appliquée par le Distributeur soit conforme et respecte les principes d'allocation qui ont été mis en place, la Régie constate que cette méthode n'est pas adaptée au contexte d'approvisionnement actuel, dont notamment l'utilisation du SH en été. Elle juge que la proposition de Gaz Métro de fonctionnaliser l'ensemble de l'effet prix de l'écart de coût du différentiel de lieu entre AECO et Dawn au service de l'équilibrage ne reflète pas la causalité des coûts et qu'en conséquence, il y a lieu de la revoir.

[67] Dans sa décision D-2014-065, la Régie demandait au Distributeur de revoir la fonctionnalisation des coûts entre le transport et l'équilibrage pour les coûts de transport non utilisé et d'organiser des séances de travail sur ce sujet. La Régie demande au Distributeur d'élargir la réflexion lors de ces rencontres et de discuter de l'ensemble des éléments découlant de l'application de la méthode de fonctionnalisation pouvant avoir des impacts sur les tarifs des différents services, dont notamment les trop-perçus et les manques à gagner constatés en fin d'année.

[68] Le Distributeur devra présenter les résultats de cette réflexion sur le sujet dans le cadre du dossier tarifaire 2015 ».

[nous soulignons]

[57] Dans le cadre du plan d'approvisionnement du dossier tarifaire 2015<sup>38</sup>, le Distributeur informe la Régie du report du déplacement à Dawn des livraisons des clients en achat direct au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

[58] Dans la décision D-2014-201<sup>39</sup> du 1<sup>er</sup> décembre 2014, la Régie prolonge l'application de la méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2014-064 jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

[59] Dans la décision D-2015-088 du 5 juin 2015, portant sur les demandes de révision de la décision D-2014-165 initiées par Gaz Métro et l'ACIG, la Régie accueille la demande de l'ACIG portant sur la question de la fonctionnalisation pour un manquement à son droit d'être entendu.

*« [35] La formation en révision conclut que la première formation a commis un vice de fond de nature à invalider la Décision au sens de l'article 37 de la Loi, car ce manquement aux règles d'équité procédurale est fatal et donne, à lui seul, ouverture à la révision »<sup>40</sup>.*

[60] Par contre, dans cette même décision, la Régie énonçait les précisions suivantes sur cet enjeu.

*« [37] À titre de remède, l'ACIG demande à la formation en révision de maintenir les principes d'allocation mis en place et approuvés par la Régie au chapitre de la fonctionnalisation de l'écart de coût du différentiel de lieu entre AECO et Dawn tant qu'ils n'auront pas fait l'objet d'une analyse dans le cadre d'une audience publique dans un dossier tarifaire.*

*[38] La formation en révision juge utile de souligner que l'opinion de la première formation, exprimée au paragraphe 66 de la Décision, à l'effet que la méthode de fonctionnalisation n'était pas adaptée au contexte d'approvisionnement actuel et que le fait de fonctionnaliser l'ensemble de l'effet prix de l'écart de coût du différentiel de lieu entre AECO et Dawn au service d'équilibrage ne reflète pas la causalité des coûts, constitue toujours une préoccupation légitime à ce jour »<sup>41</sup>.*

---

<sup>38</sup> Dossier R-3879-2014.

<sup>39</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 2.

<sup>40</sup> Dossiers R-3911-2014 et R-3912-2014, p. 11.

<sup>41</sup> *Ibid.*

[61] Dans le cadre du dossier tarifaire 2015 Phase 3, le Distributeur mentionne qu'il déposera le suivi de la décision D-2014-165 relatif à la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3867-2013.

[62] Dans la décision, D-2015-105<sup>42</sup> il est mentionné :

*« [10] La Régie considère que l'étude de la fonctionnalisation est un enjeu majeur ayant des impacts tarifaires importants. Elle se questionne sur la pertinence du report annoncé par Gaz Métro à la pièce B-0443. En effet, le Distributeur affirme que le dossier 2016 est le dernier dossier tarifaire avant le déplacement des approvisionnements vers Dawn. Ainsi, le report de cet enjeu rendrait son étude non pertinente.*

*[11] En conséquence, la Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans le cadre de la phase 3 du dossier tarifaire 2015, au plus tard le 14 juillet 2015, la preuve sur la fonctionnalisation des coûts entre les services de transport et d'équilibrage, tel que demandé aux paragraphes 66 à 68 de la décision D-2014-165. La Régie fixera ultérieurement un échéancier pour le traitement de cet enjeu ».*

[63] De l'ensemble des décisions traitant de ce sujet, deux méthodes de fonctionnalisation des achats de gaz naturel sont prévues:

- la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel devant s'appliquer jusqu'au 31 octobre 2016 (achats de gaz naturel à Dawn);
- la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel devant s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, date de migration des clients en achats directs à Dawn (achats de gaz naturel à Empress).

### **2.6.1.2 DDR n° 3 de la Régie**

[64] En examinant les résultats du rapport annuel 2014, la Régie constate que l'écart entre la prévision et les données réelles du différentiel de lieu entre Dawn et Empress est de l'ordre de 61 M\$. Selon elle, il s'agit d'un écart significatif.

---

<sup>42</sup> Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, p. 6.

[65] En effet, la fonctionnalisation de ce montant alloue 53 M\$ au service d'équilibrage. Ce montant représente, à lui seul, 41 % du coût d'équilibrage projeté lors du dossier tarifaire 2014<sup>43</sup>.

[66] Il importe de souligner que la Régie, dans le cadre du rapport annuel 2013, s'est dite préoccupée par la fonctionnalisation de l'écart de coûts du différentiel de lieu entre AECO et Dawn<sup>44</sup> qui n'était évalué, alors, qu'à 3,6 M\$. À cet égard, elle mentionnait que la méthode de fonctionnalisation appliquée par le Distributeur devait être revue et lui demandait de présenter les résultats de sa réflexion sur le sujet dans le cadre du dossier tarifaire 2015.

[67] La Régie constate des résultats présentés en preuve, que l'application de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn, ne fait que confirmer les préoccupations qu'elle a soulevées dans le cadre du rapport annuel 2013, à un niveau dont l'ampleur était difficilement prévisible. Ce n'est d'ailleurs qu'à l'occasion de la présentation des données dans le cadre d'un rapport annuel que la Régie est en mesure d'apprécier le plein effet de l'application d'une méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel.

[68] À cet égard, la Régie a transmis le 18 juin 2015, sa DDR n° 3 à Gaz Métro ainsi qu'aux intervenants dans les dossiers tarifaires R-3837-2013 et R-3879-2014. Cette DDR, portant sur la procédure à suivre pour l'étude de la question de la fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn, se lit comme suit :

*« 1.1 Veuillez commenter les propositions procédurales suivantes pour le traitement des trop-perçus et manques à gagner des fonctions transport et équilibrage du rapport annuel 2014 :*

*- Créer deux comptes de frais reportés pour y inclure les montants relatifs aux trop-perçus et manques à gagner en transport et en équilibrage;*

*- Dans le cadre des phases 3 et 4 du dossier tarifaire R-3879-2014 :*

*o Faire un examen de la méthode appliquée au rapport annuel 2014 de la fonctionnalisation du différentiel de lieu entre Empress et Dawn;*

---

<sup>43</sup> Pièce B-0039, p. 2, coût total d'équilibrage, projections D-2014-077, de 129, 99 M\$.

<sup>44</sup> Au rapport annuel 2013, dossier R-3871-2013, Gaz Métro parle du différentiel de lieu entre AECO et Dawn, tandis que, dans le présent dossier, elle parle du différentiel de lieu entre Empress et Dawn.

- *Évaluer la possibilité d'étaler la récupération de ces comptes de frais reportés sur plus d'une année;*
- *Faire une proposition de la disposition de ces comptes de frais reportés »<sup>45</sup>.*

## **Position de Gaz Métro**

[69] Gaz Métro souligne que dans le cadre du dossier R-3879-2014, elle a déposé la preuve relative à une nouvelle méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel<sup>46</sup> en suivi, notamment, des décisions D-2014-064 et D-2014-165<sup>47</sup>.

[70] Le Distributeur fait également valoir que la méthode actuelle de fonctionnalisation du différentiel de lieu entre les services de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage a été approuvée par la Régie initialement dans la décision D-2011-164 et réitérée dans ses décisions D-2012-175 et D-2014-064 et ce, afin qu'elle soit appliquée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2015, de même que dans sa décision D-2014-201, afin qu'elle soit appliquée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

[71] Il mentionne que la nouvelle méthode proposée dans le cadre du dossier R-3879-2014, sous réserve de la décision de la Régie à intervenir dans ce dossier, serait normalement en application pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016, soit la cause tarifaire 2017, date du déplacement à Dawn.

[72] Gaz Métro considère que cette nouvelle méthode ne peut s'appliquer rétroactivement pour l'année 2013-2014, soit dans le cadre du dossier R-3916-2014 portant sur le rapport annuel 2014, suivant une décision qui serait rendue dans le cadre du dossier R-3879-2014. Selon Gaz Métro, cette façon de faire viendrait modifier de façon rétroactive la méthode de calcul des coûts entrant dans la détermination des tarifs pour l'année 2014 et, par conséquent, les tarifs approuvés et appliqués pour cette année tarifaire. Ceci contrevient, selon Gaz Métro, au principe tarifaire prohibant la tarification rétroactive.

---

<sup>45</sup> Pièce A-0008.

<sup>46</sup> Pièce B-0421, section 4.

<sup>47</sup> Pièce B-0157, p. 2

[73] Le Distributeur est d'avis que l'examen d'un rapport annuel est un exercice réglementaire, limité et défini, permettant à la Régie d'apprécier les résultats de fin d'exercice présentés par Gaz Métro. Selon le Distributeur, cet examen sert uniquement à constater les résultats de l'année sous examen, qui diffèrent nécessairement des montants autorisés aux fins d'établissement des tarifs et à appliquer le mécanisme de partage des trop-perçus et des manques à gagner sur l'écart global en fin d'année. Lorsque la Régie constate que des éléments du rapport annuel sont hors du cadre procédural de l'examen prévu à l'article 75 de la Loi, elle doit référer la question pour adjudication dans le cadre d'une cause tarifaire subséquente.

[74] De plus, Gaz Métro indique que les clients doivent pouvoir se fier sur le fait que les règles, critères, méthodes et paramètres en vigueur dans une année tarifaire et auxquels Gaz Métro se conforme ne seront pas modifiés de façon rétroactive par la Régie lors de l'examen de son rapport annuel.

[75] Enfin, en réplique à la FCEI, Gaz Métro mentionne que la Régie n'est saisie d'aucune preuve ou demande relative à une nouvelle méthode de fonctionnalisation dans le dossier R-3916-2014. Il souligne qu'une telle preuve, relative à une nouvelle méthode de fonctionnalisation, a plutôt été déposée au dossier R-3879-2014.

### **Position de l'ACIG**

[76] L'ACIG indique qu'en ce qui a trait à la date d'entrée en vigueur des modifications proposées à la méthode de fonctionnalisation, elle partage l'avis de Gaz Métro à l'effet que celles-ci, sous réserve de la décision de la Régie à intervenir dans le dossier R-3879-2014, devraient commencer à s'appliquer le 1<sup>er</sup> novembre 2016, soit la date du déplacement à Dawn.

[77] L'ACIG mentionne qu'elle s'oppose vigoureusement à toute modification rétroactive, dans le cadre de l'examen du Rapport annuel, des méthodes de fonctionnalisation présentement en vigueur pour essentiellement les mêmes motifs que ceux avancés dans la réponse de Gaz Métro, lesquels sont identiques aux motifs invoqués par l'ACIG dans sa requête déposée en pièce B-0002 dans le dossier R-3911-2014, demandant la révision de la décision D-2014-165 du rapport annuel 2013.

## Position de la FCEI

[78] La FCEI mentionne, par rapport à l'effet rétroactif soulevé par Gaz Métro que :

*« Cette affirmation est erronée car il n'est pas question de modifier les tarifs 2014. Les manques à gagner doivent toujours être récupérés dans le futur. Les tarifs futurs sont donc nécessairement affectés. Pourquoi la récupération de la prime sur les achats à Dawn au tarif d'équilibrage ne poserait pas problème alors qu'une récupération différente serait de la tarification rétrospective? La Régie doit s'assurer du respect de la causalité des coûts »<sup>48</sup>.*

[79] Elle mentionne également que :

*« L'affirmation de Gaz Métro relative à l'article 75 n'est pas fondée sur le libellé de cet article. Cet article, de même que l'article 49 de la Loi sur la Régie de l'énergie, donnent toute la latitude voulue à la Régie pour agir comme elle le propose.*

*La Régie a une préoccupation légitime que partage la FCEI face à l'équité de la fonctionnalisation de la prime sur les achats à Dawn. Par conséquent, contrairement à ce qu'affirme Gaz Métro, la FCEI estime que cette question de la fonctionnalisation de la prime sur les achats à Dawn n'est pas un dossier clos et nécessite toujours d'être discuté dans un forum public devant la Régie de l'énergie »<sup>49</sup>.*

[80] Enfin, la FCEI mentionne que le dossier R-3879-2014 étant passablement chargé, le forum le plus approprié pour l'examen d'une telle question est le dossier R-3916-2014. Subsidiativement, elle soumet que le dossier tarifaire 2017 serait également un forum approprié.

## Position de SÉ-AQLPA

[81] L'argumentation de SÉ-AQLPA porte sur deux points. Le premier a trait à la juridiction de la Régie dans le cadre d'un rapport annuel, et le second, au pouvoir de la Régie de modifier rétrospectivement certaines règles.

---

<sup>48</sup> Pièce C-FCEI-0005, p. 2.

<sup>49</sup> Pièce C-FCEI-0005, p. 2 et 3.

[82] Tout d'abord, SÉ-AQLPA indique qu'en ce qui a trait à la juridiction de la Régie dans le cadre d'un dossier de rapport annuel, les pouvoirs décisionnels de la Régie en matière d'examen du rapport annuel d'un assujéti n'émanent pas de l'article 75 de la Loi, mais plutôt de ses articles 31, 48, 49 et suivants, soit les articles donnant juridiction à la Régie en matière tarifaire.

[83] Selon SÉ-AQLPA, les dossiers de rapports annuels de Gaz Métro constituent, en quelque sorte, chacun une phase additionnelle des dossiers tarifaires, puisque les tarifs, lorsqu'ils sont fixés, ne le sont que de façon prévisionnelle.

[84] Les articles 16 et 25 de la Loi prévoient, quant à eux, qu'un dossier de rapport annuel requiert une formation de trois régisseurs et doit faire l'objet d'un avis public. Selon SÉ-AQLPA, ces dossiers sont de la même nature qu'un dossier tarifaire. Ce faisant, la Régie peut trancher toute question de nature tarifaire dans un dossier de rapport annuel, à condition que les personnes intéressées ne soient pas prises par surprise.

[85] Enfin, SÉ-AQLPA plaide qu'un régulateur a le pouvoir de modifier rétrospectivement les règles lorsqu'elles ne donnent pas, *a posteriori*, un résultat convenable. Selon lui, cela n'est pas souhaitable, mais ce n'est pas interdit. Si la Régie décide de le faire, elle doit exercer son pouvoir de façon non abusive et non déraisonnable.

### 2.6.1.3 Opinion de la Régie

[86] La Régie traite de la prétention de Gaz Métro à l'effet qu'une modification de la méthode de fonctionnalisation des achats à Dawn examinée subséquentement à l'année tarifaire 2014, mais appliquée à l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn constaté au rapport annuel 2014 : « viendrait modifier de façon rétroactive la méthode de calcul des coûts entrant dans la détermination des tarifs pour l'année 2014 et, par voie de conséquence, les tarifs approuvés et appliqués pour cette année tarifaire (Cause tarifaire 2014) »<sup>50</sup>.

---

<sup>50</sup> Pièce B-0157.

## Le principe de non-rétroactivité et l'effet rétrospectif

[87] Dans la décision D-2015-018<sup>51</sup>, la Régie a traité des notions de rétroactivité et de rétrospectivité en matière réglementaire. Dans l'arrêt *Bell Canada c. CRTC*<sup>52</sup>, la Cour suprême du Canada a statué qu'un régulateur ne pourrait pas rendre « des ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale ». Ce faisant, la Régie ne devrait pas, en principe, rendre de décisions qui ont un effet tarifaire rétroactif.

[88] Or, la Cour suprême indique, dans l'arrêt *Métro-Richelieu Inc. c. Collin*<sup>53</sup>, qu'une distinction doit être faite entre l'effet rétroactif d'une décision qui modifie les conséquences juridiques sur un fait passé, de l'effet rétrospectif de celle-ci, qui modifie les conséquences juridiques futures de faits accomplis, sans modifier les effets produits avant son entrée en vigueur:

*« 46. En effet, les principes de rétroactivité, d'application immédiate et de rétrospectivité des lois nouvelles ne doivent pas être confondus. Il n'y a pas de rétroactivité lorsqu'une loi nouvelle s'applique à une situation constituée d'un ensemble de faits survenus avant et après l'entrée en vigueur du nouveau texte de loi ou à des effets juridiques qui chevauchent cette date (Côté, op. cit., p. 220). Lorsque des faits sont en cours au moment de son entrée en vigueur, la loi nouvelle s'applique selon le principe de l'application immédiate, c'est-à-dire qu'elle régit le déroulement futur de la situation juridique (Côté, op. cit., p. 191 et suiv.). Si les effets juridiques sont en cours au moment de l'entrée en vigueur de la loi nouvelle, le principe de la rétrospectivité s'applique. Selon ce principe, la loi nouvelle régit les conséquences futures de faits accomplis avant son entrée en vigueur, sans toutefois modifier les effets qui se sont produits avant cette date (Côté, op. cit., p. 167 et suiv., et p. 245 et suiv.). Dans le cas où elle vient modifier ces effets antérieurs, la loi nouvelle a un effet rétroactif (Côté, op. cit., p. 167 et suiv.). Le professeur Driedger a bien mis en évidence cette distinction entre les effets rétroactif et rétrospectif :*

*[TRADUCTION] Une loi rétroactive est une loi qui s'applique à une époque antérieure à son adoption. Une loi rétrospective ne dispose qu'à l'égard de l'avenir. Elle vise l'avenir, mais elle impose de nouvelles conséquences à l'égard d'événements passés. Une loi rétroactive agit à l'égard du passé. Une loi rétrospective agit pour*

<sup>51</sup> Dossier R-3905-2014.

<sup>52</sup> *Bell Canada c. CRTC*, [1989] 1 R.C.S., 1722, p. 1758.

<sup>53</sup> *Épiciers Unis Métro-Richelieu Inc., division « Éconogros » c. Collin*, 2004 CSC 59 (CanLII).

*l'avenir, mais elle jette aussi un regard vers le passé en ce sens qu'elle attache de nouvelles conséquences à l'avenir à l'égard d'un événement qui a eu lieu avant l'adoption de la loi. Une loi rétroactive modifie la loi par rapport à ce qu'elle était; une loi rétroactive rend la loi différente de ce qu'elle serait autrement à l'égard d'un événement antérieur. [...] ».*

*(E. A. Driedger, « Statutes : Retroactive Retrospective Reflections » (1978), 56 R. du B. can. 264, p. 268-269) ».*

[nous soulignons]

[89] L'auteur Paul-André Côté, quant à lui, mentionne que :

*« [...] selon la jurisprudence, lorsque la loi ne modifie que les effets futurs d'un fait passé, elle n'est pas vue comme étant rétroactive; son effet est décrit comme simplement prospectif puisque le droit ne change que pour l'avenir »<sup>54</sup>.*

[90] La Régie, quant à elle, statuait en 2000 que son pouvoir dévolu par la Loi est positif lorsqu'elle fixe les tarifs, donc de nature « prospectif »<sup>55</sup>. En 2012 elle a, par ailleurs, précisé que son pouvoir tarifaire prospectif n'était pas incompatible avec le fait de rendre des décisions ayant des effets rétrospectifs :

*« [120] Le changement de référentiel comptable oblige la Régie à revoir, pour l'avenir, l'ensemble des normes IFRS et de s'assurer de leur cohérence réciproque. Ce faisant, la Régie ne rend pas une décision rétroactive affectant la situation antérieure de la Demanderesse. »*

*[121] La décision de la Régie ne viendra pas changer les effets passés des décisions qui accordaient un rendement raisonnable sur cet actif du Distributeur et du Transporteur jusqu'au 31 décembre 2011 »<sup>56</sup>.*

[91] Dans le cas présent, la Régie est d'avis que le fait de revoir la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn appliquée au présent dossier, ne constituerait en aucun cas de la tarification rétroactive.

<sup>54</sup> CÔTÉ P.-A., *Interprétation des lois*, 3<sup>e</sup> éd., Montréal, Thémis, 1999, p. 169.

<sup>55</sup> Dossier R-3401-98, décision D-2000-222, p. 15.

<sup>56</sup> Dossier R-3768-2011, décision D-2012-021, p. 28.

[92] En effet, la Régie note qu'il y a un décalage de deux ans entre le rapport annuel et l'inclusion dans les tarifs des trop-perçus et des manques à gagner constatés lors de ce dernier rapport annuel. Les trop-perçus et manques à gagner de l'année tarifaire 2014, constatés au dossier de fermeture, seront donc intégrés dans les tarifs de l'année tarifaire 2016 et ce, indépendamment de la décision à être rendue quant à la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn. Les tarifs de l'année tarifaire 2016, eux, feront l'objet d'une approbation par la Régie dans le cadre de la phase 4 du dossier R-3879-2014.

[93] La Régie souligne qu'une éventuelle modification de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn, appliquée au Rapport annuel 2014, ne modifierait en rien l'ensemble des revenus et des coûts du Distributeur pour l'année tarifaire 2014. En effet, les tarifs 2014 approuvés par la Régie ont été appliqués aux volumes réellement consommés et facturés aux clients. Ils ont également permis de générer un revenu réel au Distributeur. En conséquence, la Régie juge qu'un changement à la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn ne viendrait pas modifier de façon rétroactive le calcul des coûts entrant dans la détermination des tarifs pour l'année 2014.

[94] De plus, l'écart entre le montant prévu et réel du différentiel de lieu constaté par le Distributeur n'est pas modifié et demeure à 61 M\$.

[95] En d'autres termes, la Régie est d'avis que le fait de revoir la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn au présent dossier consiste à modifier les conséquences juridiques futures de faits accomplis, sans modifier les effets produits avant son entrée en vigueur. Il s'agirait donc de donner un effet rétrospectif à la méthode de fonctionnalisation et non pas un effet rétroactif.

### **Forum approprié pour le traitement de la question de la fonctionnalisation**

[96] Bien que la Régie est d'avis qu'elle peut, dans le cadre d'un dossier de rapport annuel, traiter d'une question de nature tarifaire, sous réserve du respect de certaines règles procédurales, elle juge plus approprié de traiter de la fonctionnalisation de l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn constaté dans le présent dossier, et évalué à un montant total de 61 M\$, dans le dossier R-3879-2014 Phase 3.

[97] En effet, la Régie note que le sujet de la fonctionnalisation des achats de gaz naturel est déjà à l'ordre du jour dans ce dernier dossier, en vertu des décisions D-2014-165 et D-2015-105. À cet effet, elle juge plus opportun au niveau règlementaire que le débat se fasse dans le dossier R-3879-2014 Phase 3. **En conséquence, elle renvoie au dossier R-3879-2014 Phase 3 l'examen de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn applicable au montant de 61 M\$, représentant l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn pour le rapport annuel 2014.**

[98] De même, tenant compte du montant important qui serait versé dans les comptes de frais reportés (CFR) « Transport et équilibrage », la Régie renvoie également au dossier R-3879-2014 l'examen de la disposition des comptes de frais reportés relatifs aux trop-perçus et manques à gagner en transport et en équilibrage constatés au rapport annuel 2014.

[99] À la suite des décisions à être rendues dans le dossier R-3879-2014 sur la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn applicable au montant de 61 M\$, représentant l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn, la Régie demande à Gaz Métro de mettre à jour le présent dossier, ainsi que sa demande.

## **2.6.2 FONCTIONNALISATION DES REVENUS D'OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE DE TRANSPORT**

[100] Dans le cadre du dossier tarifaire 2014, le Distributeur effectue une prévision de revenus d'obligation minimale annuelle (OMA) de transport de 227 k\$. Ce montant est pris en compte dans le calcul des coûts de transport et permet de réduire l'écart entre les revenus et les coûts de FTLH non utilisé et du FTLH, *a priori*. Le résiduel de ce montant, soit 1 739 M\$, est alors transféré au service d'équilibrage. Le tableau suivant illustre ce calcul.

**TABLEAU 7**  
**OPTIMISATION DU TRANSPORT (K\$)**

		Projections	Résultats réels
1	Revenu de la vente du FTLH non utilisé	(447)	(758)
2	Coût de la vente du FTLH non utilisé	1 898	1 519
3	Revenu de la vente du FTLH <i>a priori</i>	(5 793)	-
4	Coût de la vente du FTLH <i>a priori</i>	6 308	-
5	Revenu d'OMA transport	(227)	(1 046)
6	Transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire	(1 739) <sup>(1)</sup>	(1 739)

<sup>(1)</sup> Total des lignes 1 à 5.

Source : pièce B-0147, p. 21.

[101] Dans le dossier de fermeture, le Distributeur prend en compte les données réelles dans les calculs de l'optimisation du transport. Cependant, il maintient la projection du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire vers le service d'équilibrage.

[102] En réponse à une question de la Régie sur ce traitement comptable, le Distributeur précise que, si la méthodologie appliquée au dossier tarifaire, impliquant la prise en compte des revenus réels d'OMA, était appliquée au rapport annuel, la perte réelle à transférer au service d'équilibrage serait de 285 k\$. En conséquence, le trop-perçu de transport serait réduit de 2 024 k\$ et le manque à gagner en équilibrage serait réduit de 2 024 k\$<sup>57</sup>.

[103] Gaz Métro mentionne que le transfert de la perte prévue est calculé afin de fixer les tarifs de transport et d'équilibrage. Ce montant n'est pas révisé, puisque c'est le montant qui a été théoriquement récupéré dans les revenus d'équilibrage réels.

[104] Questionné sur l'opportunité de modifier ce traitement comptable, Gaz Métro fait valoir que ce travail nécessite de revoir l'ensemble des composantes affectant les services de transport et d'équilibrage et ne peut être réalisé à la pièce pour un seul élément. Gaz Métro ne propose donc aucun changement au Rapport annuel 2014 puisque le traitement comptable appliqué reflète la méthode approuvée actuellement en vigueur. Le Distributeur reviendra toutefois sur cet élément dans le cadre du dossier tarifaire 2016<sup>58</sup>.

<sup>57</sup> Pièce B-0147, p. 22.

<sup>58</sup> Pièce B-0147, p. 23.

[105] La Régie juge que la prise en compte des données réelles dans le calcul du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire vers le service d'équilibrage serait plus équitable et reflèterait plus adéquatement la causalité des coûts. Dans la mesure où les dossiers tarifaires 2015 et 2016 contiennent un nombre important d'enjeux<sup>59</sup>, comme l'a souligné la FCEI, et que l'audience traitant de ces dossiers tarifaires est prévue au début de septembre 2015, la Régie juge que le forum le plus approprié pour traiter de ce nouvel enjeu est l'examen du rapport annuel 2015.

[106] En conséquence, dans l'attente d'un examen complet de la fonctionnalisation des coûts de transport et d'équilibrage, **le Distributeur devra tenir compte des données réelles dans le calcul du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire et devra faire une proposition à cet égard dans le cadre de son rapport annuel 2015. Pour le présent dossier, la Régie prend acte des résultats présentés.**

### **2.6.3 FONCTIONNALISATION DES REVENUS POUR PÉNALITÉ POUR RETRAITS INTERDITS, POUR ÉCRÊTEMENTS DE POINTE AINSI QUE POUR LES PRIMES DE DÉPANNAGE**

[107] En réponse à une question de la Régie sur la fonctionnalisation des revenus associés aux pénalités pour retraits interdits, aux écrêtements de pointe ainsi qu'aux primes de dépannage, le Distributeur mentionne que ces trois éléments ont été développés dans le tarif de distribution pour des raisons tarifaires et que les revenus qui en découlent sont totalement attribuables à la distribution à l'exception de la portion des retraits interdits relative au prix du gaz naturel, qui est fonctionnalisée au service de fourniture.

[108] Selon Gaz Métro, la fonctionnalisation de ces revenus reflète la logique des tarifs en place. Elle juge qu'il n'est pas opportun, dans le cadre du Rapport annuel 2014, d'en revoir les règles.

[109] Gaz Métro précise qu'elle examine présentement, dans différents dossiers, l'allocation et la tarification des coûts de transport, d'équilibrage et de distribution. Elle est d'avis que la meilleure façon de s'assurer que la clientèle puisse bénéficier de tarifs équitables reflétant la causalité des coûts est de poursuivre et de finaliser les analyses dans le cadre de ces dossiers. La fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits et les écrêtements entre les différents services sera également examinée et des modifications

---

<sup>59</sup> Pièce C-FCEI-0005, p. 3.

seront proposées, s'il y a lieu. De cette façon, une proposition globale et cohérente pourra être faite.

[110] La Régie est d'avis que l'analyse requise pour traiter de la fonctionnalisation de ces revenus est fort complexe. **En conséquence, elle demande que ces éléments soient examinés dans le dossier portant sur la vision tarifaire, à savoir le dossier R-3867-2013 Phase 2.** Elle précise au Distributeur de prendre en compte, dans sa réflexion, la fonctionnalisation de ces revenus entre les composantes des différents services du Distributeur, à la fois dans les dossiers tarifaires et dans les rapports annuels.

## 2.7 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[111] Le Distributeur présente la comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2014 par rapport aux résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2014 pour les ventes à de nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales<sup>60</sup>.

[112] La Régie note, au secteur Ventes grandes entreprises (VGE), une réduction de onze à quatre nouveaux clients. Bien qu'elle contribue à un effet à la baisse sur les tarifs dès la première année, la rentabilité de ces projets devient significativement inférieure aux prévisions (11,16 % *versus* 43,25 %). La rentabilité des ventes totales du plan de développement au réel 2014 *a priori* reste à un niveau soutenu à 19,04 %.

[113] Le Distributeur présente également une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2011 du marché résidentiel, ainsi que du marché des affaires<sup>61</sup>.

[114] La Régie note que les taux de rendement internes (TRI) réels constatés dans le secteur résidentiel ont été légèrement supérieurs à ceux prévus (11,79 % et 11,06 %, respectivement), tandis que les TRI pour le marché commercial, institutionnel et industriel (CII) sont légèrement inférieurs à ceux prévus (18,29 % et 20,54 %, respectivement) lorsque l'analyse est faite avec les tarifs réels.

---

<sup>60</sup> Pièce B-0055, p. 1 à 3.

<sup>61</sup> Pièce B-0056, annexes 3 à 7.

[115] Tel que demandé à la décision D-2014-165<sup>62</sup>, le Distributeur présente une analyse des écarts significatifs entre les résultats *a priori* du plan de développement et les résultats 2011 *a posteriori*, après trois ans<sup>63</sup>.

**[116] La Régie prend acte des suivis relatifs à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2014 et à la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2011 des marchés résidentiels et affaires.**

[117] Le Distributeur présente ses constats à la suite de la réalisation du suivi de la rentabilité *a posteriori*, après trois ans des plans de développement des ventes *a priori* 2009, 2010 et 2011<sup>64</sup>. Il indique que l'effort réel moyen pour réaliser le suivi *a posteriori* est nettement supérieur à ce qu'il était prévu et que la proportion de données réelles que l'on observe dans les résultats *a posteriori* du plan de développement 2009 est élevée et qu'il en demeure ainsi pour ceux de 2010 et 2011.

[118] Le Distributeur estime la nécessité d'un effort d'environ 100 jours et le déploiement de ressources importantes pour réaliser le suivi *a posteriori*, six ans après la présentation du plan de développement des ventes *a priori*, et que ce suivi apporte peu de valeur ajoutée.

[119] Le Distributeur propose à la Régie d'effectuer une seule analyse de rentabilité *a posteriori*, trois ans après leur présentation *a priori*, de le dispenser de déposer le suivi *a posteriori* six ans après leur présentation *a priori* et, ainsi, de mettre fin à ce suivi. Alternativement, dans le cas où la Régie requerrait le suivi du plan de développement *a posteriori* après six ans, le Distributeur demande à la Régie de le dispenser, lors des années où ce suivi est présenté, de produire et déposer le suivi *a posteriori* trois ans après sa présentation *a priori*.

[120] La Régie est d'avis que la proportion de données réelles observées dans les résultats du plan de développement *a posteriori*, trois ans après leur présentation *a priori*, est significativement élevée. La Régie considère que la valeur ajoutée d'un deuxième suivi *a posteriori* six ans plus tard est relativement faible.

---

<sup>62</sup> Dossier R-3871-2013, p. 21.

<sup>63</sup> Pièce B-0056, p. 3 à 7.

<sup>64</sup> Pièce B-0056, p. 8 à 11.

[121] **Par conséquent, la Régie accepte de mettre fin au suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* des plans de développement à ce suivi spécifique<sup>65</sup> et dispense Gaz Métro de produire et déposer le suivi *a posteriori* des plans de développement des ventes, six ans après leur présentation *a priori*.**

### 3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[122] Au 30 septembre 2014, le PGEÉ de Gaz Métro a atteint 107 % des économies annuelles de gaz naturel prévues pour l'année financière 2013-2014, soit 36 575 833 m<sup>3</sup> économisés sur un objectif de 34 103 225 m<sup>3</sup>.

[123] Pour réaliser ces économies d'énergie, Gaz Métro a dépensé 16 801 724 \$, soit 92 % du budget prévu de 18 257 439 \$. Le surplus budgétaire de 1 455 715 \$ est transféré à un CFR portant rémunération, ce qui a pour effet de ramener le niveau de la dépense réelle à celui autorisé au dossier tarifaire 2013-2014. Ce CFR constitue un montant dû aux clients, à intégrer aux tarifs de l'année 2016.

[124] La Régie note que le marché résidentiel ne produit que 1,4 % des économies d'énergie, mais accapare 7,6 % du budget du PGEÉ. Le marché CII représente 46,0 % des économies avec 77,6 % du budget. Enfin, le marché VGE est le plus performant avec 61,9 % des économies du PGEÉ (61 % et 74 % en 2012 et 2013) mais seulement 14,8 % du budget (25 % et 20 % en 2012 et 2013). Comparativement aux années antérieures, la part relative des économies générées par le marché VGE continue donc d'être élevée alors qu'elle diminue au niveau du budget.

[125] **La Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2014 de Gaz Métro. Compte tenu de ces résultats, la Régie autorise Gaz Métro à accéder à 100 % de l'incitatif à la performance relatif au PGEÉ au montant de 1 M\$, tel que prévu à la décision D-2012-076<sup>66</sup>.**

---

<sup>65</sup> Dossier R-3745-2010, décision D-2011-073, p. 29.

<sup>66</sup> Dossier R-3693-2009 Phase 2, p. 46 et 47.

## 4. SUIVIS

### 4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[126] Gaz Métro présente le suivi annuel des projets suivants :

- rapport du suivi du CFR lié aux études et travaux préparatoires visant à établir la faisabilité du projet Côte-Nord;
- rapport du suivi sur la franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent de la Gaspésie;
- projet pont Jacques-Cartier;
- projet de l’autoroute Félix-Leclerc;
- projet de relocalisation d’une conduite de transmission à Drummondville;
- projet de relocalisation de la conduite du pont Bisson;
- projet de relocalisation d’une conduite de transmission à Malartic;
- projet d’investissement visant l’extension du réseau dans la ville de Terrebonne;
- projet de relocalisation de la conduite du pont Arthur-Laberge;
- projet de la conduite de transmission située près du prolongement de l’auto-route 70 à Saguenay;
- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers;
- projet d’extension de réseau dans la municipalité de Saint-Félicien.

[127] **La Régie prend acte du suivi de ces projets.**

[128] Gaz Métro demande à la Régie de mettre fin aux suivis relatifs aux projets suivants:

- projet d’agrandissement du Centre de distribution;
- projet d’investissement visant le déploiement du système d’exploitation Windows 7 et la suite Office 2013;

- projet d'amélioration du réseau à Rouyn-Noranda;
- projet d'extension du réseau à St-Denis-sur-Richelieu.

[129] **La Régie autorise la fin des suivis de ces projets, les conditions établies dans la décision D-97-25<sup>67</sup> ayant été satisfaites.**

#### **4.1.1 PROJET D'EXTENSION DU RÉSEAU ENTRE VALLÉE-JONCTION ET THETFORD MINES**

[130] Par sa décision D-2011-149<sup>68</sup>, la Régie autorise le projet d'extension du réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines (le Projet d'extension).

[131] Au 30 septembre 2012, le Projet d'extension présente un dépassement de coûts de 67 %, passant de 7,2 M\$ à 12,0 M\$. Cette hausse est essentiellement due aux conditions de marché au moment de la soumission. L'évaluation était basée sur des coûts historiques de projets similaires réalisés par le passé, mais de moindre envergure.

[132] Au 30 septembre 2013, apparaît une hausse supplémentaire du coût global du projet par rapport aux prévisions du 30 septembre 2012. Cette hausse est de 597 k\$.

[133] Toutefois, le projet demeure rentable, le TRI prévu étant de 6,94 %. La hausse des coûts est compensée par une hausse prévue des volumes à l'horizon 2013-2017.

[134] Au 30 septembre 2014, le projet est complété. Le dépassement s'élève à 5,2 M\$, au lieu des 5,4 M\$ prévus au 30 septembre 2013.

[135] Gaz Métro demande de mettre fin au suivi car le projet est complété.

---

<sup>67</sup> Dossier R-3371-97.

<sup>68</sup> Dossier R-3767-2011.

[136] Dans le présent suivi, Gaz Métro précise :

*« L'entrepreneur ayant effectué les travaux relatifs au projet Thetford Mines a signifié une requête introductive d'instance à Gaz Métro en date du 19 février 2014 lui réclamant la somme de 8 281 045,23 \$. Cette somme est réclamée tant en vertu du projet Thetford Mines que du contrat général 2010-2013 lui ayant été octroyé. L'entrepreneur prétend que Gaz Métro lui doit le montant réclamé en application d'une clause de garantie de rentabilité qui lui aurait été consentie, ce que Gaz Métro conteste. Pour les raisons qui précèdent, Gaz Métro ne juge pas pertinent d'inclure quelconque montant relatif à cette réclamation dans la projection des coûts »*<sup>69</sup>. [nous soulignons]

[137] À ce jour, Gaz Métro n'a pas pris de provision pour le projet, mais elle évoque la possibilité qu'une provision soit prise pour l'année financière 2015.

[138] De plus, le Distributeur s'est adjoint une équipe de procureurs externes, les services d'experts comptables et d'experts ingénieurs indépendants afin d'établir les rapports d'expertise. Ces rapports vont lui permettre d'évaluer les risques liés à des procédures judiciaires.

[139] **Conséquemment, la Régie juge pertinent de maintenir le suivi.**

#### **4.1.2 PROJET D'ACQUISITION DE CONDUITES DE PÉTROMONT ET LEUR RACCORDEMENT AU RÉSEAU DE GAZ MÉTRO**

[140] En mai 2011, Gaz Métro dépose un projet d'investissement visant à sécuriser les approvisionnements sur l'île de Montréal et la Rive-Sud<sup>70</sup>.

[141] Gaz Métro propose un projet en deux volets. Le premier volet du projet consiste à remettre en service la conduite installée sous le tablier du pont Jacques-Cartier et le second volet du projet consiste en l'acquisition de quatre conduites d'acier appartenant à Pétromont.

---

<sup>69</sup> Pièce B-0065, p. 4.

<sup>70</sup> Dossier R-3763-2011.

[142] Dans sa décision D-2011-104, la Régie indique :

*« [23] La Régie considère que l'acquisition des conduites de Pétromont représente une opportunité d'affaires intéressante. L'acquisition de ces nouvelles conduites permettra une plus grande flexibilité pour la gestion du réseau et sécurisera l'approvisionnement des principaux clients industriels de l'est de Montréal. La Régie juge donc ce volet du Projet utile et souhaitable. Cependant, la Régie est préoccupée par le fait que l'autorisation de procéder soit demandée maintenant, alors que les études techniques de faisabilité n'ont pas été réalisées et que Gaz Métro n'a qu'une idée approximative des coûts et, conséquemment, n'a pas encore décidé de concrétiser ou non son intention d'achat ».*

[...]

*« [25] La Régie estime que, dans l'éventualité où les vérifications techniques démontrent des problèmes occasionnant des coûts supplémentaires, dépassant le seuil autorisée par la présente décision, mais non suffisants pour justifier l'abandon du Projet, une nouvelle demande afin d'obtenir l'autorisation d'acheter, de mettre à niveau et de raccorder les conduites de Pétromont devra lui être soumise, le cas échéant »<sup>71</sup>.*

[nous soulignons]

[143] De plus, la Régie conclut :

*« [35] Si le coût total du volet Pétromont s'élève à plus de 11,4 M\$ et que Gaz Métro désire toujours aller de l'avant avec ce volet du Projet, elle devra soumettre à la Régie une nouvelle demande d'autorisation pour réaliser le projet d'investissement visant l'acquisition et la réfection des conduites, présentant les estimés de coûts et les échéanciers révisés qui se dégagent des analyses techniques »<sup>72</sup>.*

[144] En 2013, à la suite d'analyses techniques et d'une réévaluation du projet, le Distributeur modifie le projet initial. Les coûts du projet sont maintenant estimés à 13,8 M\$. Conformément à la décision D-2011-104, Gaz Métro soumet une nouvelle demande d'autorisation.

---

<sup>71</sup> Dossier R-3763-2011, décision D-2011-104, p. 8 et 9.

<sup>72</sup> *Ibid*, p. 12.

[145] Les principales modifications du projet sont les suivantes :

- acheter seulement des conduites des tronçons 4 et 5 de Pétromont;
- en remplacement des conduites des tronçons non achetés, installer une conduite de 16 pouces d'une longueur de 1,8 km sous la rue Broadway à Montréal-Est, entre la rue Sherbrooke et le site d'Ultramar.

[146] Dans le suivi du projet, Gaz Métro précise qu'à la suite d'une analyse plus approfondie du tracé, le long de la rue Broadway, « *les contraintes reliées à l'encombrement du sous-sol ont forcé Gaz Métro à rechercher un autre emplacement. Un nouveau tracé a été identifié. Cette situation a nécessité le report des travaux d'un an pour une réalisation à l'été 2015* »<sup>73</sup>.

[147] De plus Gaz Métro ajoute :

*« Gaz Métro est en processus de révision des coûts du projet en raison du déplacement du tracé initial par l'avenue Broadway. Les travaux liés au nouveau tracé résulteront en une augmentation des coûts du projet au-delà de 15 % de ce qui avait été initialement projeté (nous soulignons). Gaz Métro anticipe avoir complété l'analyse des coûts projetés du nouveau tracé au début 2015.*

*Une nouvelle demande d'investissement sera déposée par Gaz Métro afin de faire approuver le projet révisé en début d'année 2015. Gaz Métro n'entreprendra pas les travaux associés au nouveau tracé tant qu'une décision de la Régie ne sera rendue à cet effet »<sup>74</sup>.*

[nous soulignons]

[148] Enfin, en réponse à une DDR<sup>75</sup>, le Distributeur fait une estimation provisoire du coût final du projet à 18,9 M\$.

**[149] La Régie prend acte du suivi de ce projet, dans l'attente du dépôt d'une nouvelle demande d'investissement.**

---

<sup>73</sup> Pièce B-0073, p. 1.

<sup>74</sup> *Ibid.*

<sup>75</sup> Pièce B-0147, p. 38.

### 4.1.3 PROJET LA CORNE

[150] Dans la décision D-2012-056<sup>76</sup>, la Régie autorisait Gaz Métro à réaliser un projet d'investissement visant la construction d'une extension de son réseau de distribution afin de desservir le client Québec Lithium, situé dans la municipalité de La Corne, en Abitibi.

[151] Les travaux de construction visant l'installation du réseau gazier pour l'alimentation de la mine Québec Lithium ont débuté en juin 2014 et se sont terminés en octobre 2014, à l'exception de la mise en gaz.

[152] Le client n'ayant pu remettre la contribution financière attendue, le réseau a été mis sous pression d'azote pour une période indéterminée. Le client a d'ailleurs cessé temporairement ses opérations.

[153] Dans sa lettre du 5 août 2014, Gaz Métro informait la Régie que, malgré le défaut de paiement du troisième versement de la contribution de Québec Lithium prévu le 30 juin 2014, elle a décidé de ne pas appliquer la clause de déchéance du terme et de poursuivre les travaux de raccordement. Le Distributeur a également présenté les motifs au soutien de cette décision.

[154] Gaz Métro indique qu'il a été convenu de reporter le suivi requis dans le cadre du dossier tarifaire en cours, étant donné que le dossier R-3785-2012 n'était plus actif. Conséquemment, le Distributeur a déposé un rapport relatif à ce projet dans le cadre du dossier tarifaire R-3879-2014.

[155] Dans la décision procédurale D-2015-048<sup>77</sup>, l'examen du suivi relatif au projet d'extension du réseau à La Corne fait partie de la phase 3 du dossier R-3879-2014 portant sur les demandes tarifaires 2015 et 2016 du Distributeur.

[156] Au présent dossier, Gaz Métro dépose une copie du rapport qu'elle a déposé au dossier R-3879-2014. Elle demande à la Régie de prendre acte du suivi du projet d'extension du réseau jusqu'à La Corne.

---

<sup>76</sup> Dossier R-3785-2012.

<sup>77</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 3, p. 4, par. 2.

[157] En réponse aux DDR, Gaz Métro précise que la valeur des immobilisations incluse dans la base de tarification s'élève à 165,5 k\$ lorsque mesurée selon la moyenne des 13 soldes et à 5,9 M\$ au 30 septembre 2014.

[158] Le Distributeur précise également que le traitement statutaire des coûts du projet aux états financiers de l'exercice financier 2014 est identique au traitement comptable réglementaire.

[159] Au 30 septembre 2014, Gaz Métro a évalué la valeur des immobilisations relatives au projet concerné, conformément aux principes comptables du Manuel de CPA Canada. À ce moment-là, la valeur comptable de l'actif n'était pas jugée irrécouvrable, malgré certains problèmes de liquidités de Québec Lithium.

[160] Au cours du mois d'octobre 2014, Gaz Métro a réalisé un test de dépréciation d'actifs à long terme à la suite de la mise de Québec Lithium sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*<sup>78</sup>. Étant donné l'issue inconnue et incertaine de la situation de Québec Lithium, ainsi que l'éventualité que d'autres consommateurs puissent être intéressés à utiliser ces investissements, Gaz Métro était d'avis qu'il n'y avait pas de dépréciation de la valeur de l'actif à comptabiliser aux états financiers se terminant le 30 septembre 2014.

[161] Le même raisonnement s'applique pour la créance à recevoir de Québec Lithium au montant de 2,8 M\$. Étant donné l'incertitude en cause au niveau des montants qui auraient pu être recouverts, aucune provision pour mauvaises créances n'a été comptabilisée aux états financiers se terminant le 30 septembre 2014<sup>79</sup>.

[162] La Régie retient que ni le coût des immobilisations, ni la créance à recevoir ne sont jugés irrécupérables aux états financiers statutaires et que le projet fait l'objet d'un suivi dans le cadre du dossier tarifaire en cours.

[163] **La Régie prend acte du suivi du projet.**

---

<sup>78</sup> L.R.C. (1985), c. C-36.

<sup>79</sup> Pièce B-0147, p. 12 à 15.

#### 4.1.4 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ (GNL)

[164] Le Distributeur présente un suivi de l'activité de vente de GNL pour l'exercice terminé le 30 septembre 2014. Il établit le coût total pour la desserte du client GNL à 4,416 M\$ pour des volumes réels de  $25\,797\,10^3\text{m}^3$ <sup>80</sup>.

[165] Conformément à la décision D-2014-077<sup>81</sup>, le coût de maintien de la fiabilité est établi à 581 865 \$. L'outil de maintien a été évalué en considérant les besoins d'hiver extrême, avec ou sans la réservation à l'usine LSR par le client GNL. Dans le dossier tarifaire 2014, les besoins en approvisionnement ont été définis sur la base de la journée de pointe, et conséquemment, la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'est donc pas entièrement requise. Conformément à la décision D-2011-030<sup>82</sup>, puisque les volumes réels de l'hiver 2014 sont inférieurs à ceux identifiés au dossier tarifaire 2014, aucun ajustement additionnel n'est requis aux coûts projetés.

[166] La Régie note que le Distributeur a établi le coût de distribution à allouer à l'activité GNL en utilisant le volume total de liquéfaction de l'usine LSR prévu au dossier tarifaire 2013-2014. Afin de déterminer le coût d'équilibrage, le Distributeur a considéré le profil global de liquéfaction de l'usine LSR prévu en 2013-2014.

[167] Dans la décision D-2010-144, la Régie a établi les principes à respecter pour l'établissement des coûts de distribution et d'équilibrage à appliquer à l'activité de vente de GNL :

*« [204] Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service [...] la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.*

*[...]*

---

<sup>80</sup> Pièce B-0149, p. 1.

<sup>81</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 33.

<sup>82</sup> Dossier R-3751-2010.

[207] La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. [...]

[...]

[218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés [...] »<sup>83</sup>.

[168] La Régie est d'avis que, selon ces principes, le coût unitaire de distribution doit être établi en considérant le volume réel de liquéfaction de l'usine LSR dans son ensemble. Elle considère que le coût de distribution doit être calculé en appliquant ce coût unitaire au volume réellement consommé par le client GNL.

[169] Pour ce qui est du coût d'équilibrage, la Régie est d'avis que, selon la décision D-2010-144, il doit être établi en appliquant le calcul du tarif d'équilibrage prévu au chapitre 14 des *Conditions de service et tarif*. Ainsi, pour 2013-2014, les paramètres nécessaires au calcul du coût d'équilibrage doivent être déterminés en considérant le profil global de liquéfaction de l'usine LSR de l'année 2012-2013.

[170] À la cause tarifaire 2014, le Distributeur a présenté le calcul du prix d'équilibrage en séparant la partie pointe, évaluée à 0,089 ¢/m<sup>3</sup> et la partie espace, évaluée à -2,998 ¢/m<sup>3</sup> et réajustée à la limite inférieure de -1,561 ¢/m<sup>3</sup>, avant d'appliquer le calcul du prix d'équilibrage total<sup>84</sup>.

[171] En réponse à une DDR, Gaz Métro confirme que l'évaluation du prix d'équilibrage pour le client GNL s'effectue en décomposant celui-ci entre la pointe et l'espace et le prix d'équilibrage total ne peut être inférieur à -1,561 ¢/m<sup>3</sup>, conformément à la décision D-2014-165. Le Distributeur propose à la Régie d'autoriser le report de l'écart du prix amendé d'équilibrage au dossier d'examen du Rapport annuel 2015. Il suggère de fixer le prix total et de conserver les mêmes proportions de pointe et d'espace. Il dépose un tableau révisé des coûts à allouer à l'activité GNL<sup>85</sup>.

---

<sup>83</sup> Dossier R-3720-2010 Phase 2, p. 47, 48 et 50.

<sup>84</sup> Pièce B-0063, p. 1 et 2.

<sup>85</sup> Pièce B-0154, p. 3.

[172] Le Distributeur présente les coûts de distribution et d'équilibrage établis selon la décision D-2010-144. Le coût unitaire de distribution passe de 2,317 ¢/m<sup>3</sup> à 2,602 ¢/m<sup>3</sup><sup>86</sup> et le coût unitaire d'équilibrage se maintient à -1,561 ¢/m<sup>3</sup><sup>87</sup>.

[173] Par ailleurs, le Distributeur présente les écarts constatés à la suite du Rapport annuel 2014 et propose à la Régie d'autoriser le report de ces écarts au dossier d'examen du Rapport annuel 2015.

[174] Le Distributeur souligne qu'à la suite du dépôt du rapport annuel, une erreur s'est glissée dans l'établissement du coût réel de l'utilisation de l'usine LSR pour le client GNL, particulièrement, au niveau de la ventilation des frais d'électricité. L'écart de 114 k\$ génère un effet à la hausse sur la recharge du coût d'utilisation de l'usine LSR.

[175] Le Distributeur indique que l'application tardive des tarifs 2013 a généré un écart important de surfacturation pour la plupart des clients de la distribution de gaz naturel au Québec. Au cours de l'exercice 2013-2014, le client GNL a été facturé au taux de 5,716 ¢/m<sup>3</sup>, soit selon les tarifs de transport provisoires qui se sont avérés plus élevés que le tarif final de transport pour la période du 1<sup>er</sup> août 2013 au 1<sup>er</sup> mai 2014. L'écart de facturation a été capté à même le trop-perçu du service de transport.

[176] Le Distributeur considère qu'un ajustement doit être appliqué autant pour l'activité réglementée que non réglementée. Il indique que l'excédent qui en résulte, ainsi que le trop-perçu de 328 k\$ relié aux activités GNL, devront être remboursés à la clientèle. Le Distributeur indique que le client GNL aurait dû être facturé selon le taux de transport de la zone Sud en vigueur et il établit l'écart de facturation à 37 k\$<sup>88</sup>.

[177] **La Régie reconnaît que les coûts suivants doivent être attribués à l'activité GNL pour l'année 2013-2014<sup>89</sup> :**

---

<sup>86</sup> Pièce B-0149, p. 1.

<sup>87</sup> Pièce B-0154, p. 3.

<sup>88</sup> Pièce B-0149, p. 4.

<sup>89</sup> Pièce B-0149, p. 1.

**TABLEAU 8**  
**COÛTS ATTRIBUÉS À L'ACTIVITÉ GNL**

<b>Composante</b>	<b>Taux (¢/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Coût (k\$)</b>
Utilisation de l'usine LSR	-	1 891
Maintien de la fiabilité	-	582
Transport	5,716	1 475
Équilibrage (pointe et espace) <sup>90</sup>	-1,561	-380
Fonds vert	0,686	177
Distribution	2,317	671
<b>Total</b>	-	<b>4 416</b>

[178] **La Régie autorise, au dossier d'examen du rapport annuel 2015, le report des ajustements suivants aux coûts attribués à l'activité GNL :**

- **une hausse des coûts de 114 k\$ reliée à l'écart de la recharge pour l'utilisation de l'usine LSR par le client GNL;**
- **une baisse de 37 k\$ des coûts attribuée au service de transport;**
- **une hausse de 23 k\$ du crédit au service d'équilibrage.**

[179] **La Régie demande de présenter de façon distincte les ajustements reportés de 2014 et les coûts attribués à l'activité GNL de 2015 dans le rapport annuel 2015, aux fins de conciliation.**

#### **4.2 SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE**

[180] **Gaz Métro présente les suivis annuels suivants, à la suite de décisions de la Régie :**

- flexibilité tarifaire biénergie;
- rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier);
- transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;

<sup>90</sup> Pièce B-0154, p. 3.

- défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- niveau de saturation du réseau par région;
- transaction d'échange de 82 000 GJ/jour;
- diversification des indices d'achats de fourniture;
- stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Union Gas;
- gestion des préavis de sortie du service de transport du Distributeur.

[181] **La Régie prend acte de ces suivis.**

#### **4.2.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2001-214 CONCERNANT LE RAPPORT ANNUEL DE PERFORMANCE DES PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS**

[182] Dans la décision D-2014-077, la Régie met fin au programme des produits financiers dérivés. Gaz Métro demande à la Régie d'être dorénavant soustraite de l'obligation de déposer un rapport annuel de performance pour les produits financiers dérivés dans le cadre de son rapport annuel. Gaz Métro allègue que l'analyse de la performance du portefeuille de dérivés s'avère un exercice sans réelle valeur ajoutée étant donné qu'il n'y a plus de nouvelles transactions de couverture.

[183] Par ailleurs, les gains et pertes des transactions de couverture restantes peuvent être observés mensuellement dans les rapports du prix du service de fourniture.

[184] **La Régie juge que le rapport annuel de performance pour les produits financiers dérivés n'est plus utile et met fin à ce suivi.**

#### **4.2.2 DÉPÔT DES ÉTATS FINANCIERS DES FILIALES**

[185] Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2014-165<sup>91</sup>, le Distributeur présente les critères de sélection des états financiers des filiales pour le dépôt à la Régie.

---

<sup>91</sup> Dossier R-3871-2013, p. 39, par. 155.

[186] Gaz Métro indique que les états financiers déposés dans le cadre des rapports annuels concernent ses filiales opérantes, détenues à 100 % et à moins de 100 %, qui sont réglementées et qui opèrent dans le secteur de l'énergie.

[187] **La Régie prend acte du suivi déposé par le Distributeur.**

## 5. INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

### 5.1 DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[188] Gaz Métro demande de traiter de façon confidentielle les informations suivantes :

- les informations de nature financière contenues à la pièce B-0012;
- les informations caviardées de la pièce B-0075;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0076;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0077;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0080;
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0082;
- la pièce B-0084;
- les informations caviardées de la pièce B-0086, ainsi qu'à la pièce mise à jour B-0139;
- les informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0088;
- les pièces B-0093 à B-0102.

[189] Les motifs allégués au soutien de ces demandes et présentés par affidavits se résument ainsi :

- Les informations financières ne sont pas connues du public. Dans le cas contraire, elles risqueraient de causer un préjudice commercial à Gaz Métro et ses filiales.
- Les données relatives aux indices des prix de gaz naturel sont protégées par des ententes de confidentialité exigées par les fournisseurs. La divulgation de ces

informations nuirait aux relations futures que Gaz Métro devra entretenir avec lesdits fournisseurs.

- Le processus d’appel de proposition, incluant l’octroi du contrat, n’est pas complété pour les projets présentés aux pièces B-0077 et B-0080.
- Les travaux reliés aux projets présentés aux pièces B-0076 et B-0082 sont en cours. La confidentialité demandée permet d’éviter que les entrepreneurs concernés n’ajustent leurs coûts en fonction de ceux prévus par Gaz Métro.
- Les coûts d’acquisition et de mises à jour des licences pour Windows 7 et Office 2013 doivent être traités de façon confidentielle, considérant l’entente de confidentialité qui lie Gaz Métro à Microsoft et pour lesquelles la Régie a déjà accepté de rendre une décision relative au traitement confidentiel, soit la décision D-2013-096<sup>92</sup>.

**[190] La Régie accueille la demande du Distributeur de traiter de façon confidentielle les informations contenues aux pièces énumérées à la présente section.**

**[191] La Régie considère opportun de conserver pour une période de deux ans, tel que demandé par Gaz Métro, les documents traités de façon confidentielle mentionnés dans cette section, au terme duquel ils seront retournés à Gaz Métro.**

## **6. FRAIS DE PARTICIPATION**

[192] Dans la décision D-2014-165, la Régie demandait à Gaz Métro de continuer de présenter, préalablement à son dépôt, son rapport annuel aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire correspondant au rapport annuel déposé et au personnel de la Régie. Dans cette même décision, la Régie jugeait qu’il y avait lieu d’accorder aux participants le montant forfaitaire prévu au *Guide de paiement des frais 2012*<sup>93</sup>.

**[193] La Régie réitère sa demande à Gaz Métro, formulée dans la décision D-2014-165, de continuer de présenter, préalablement à son dépôt, son rapport**

---

<sup>92</sup> Dossier R-3834-2013.

<sup>93</sup> Disponible sur le site internet de la Régie : <http://www.regie-energie.qc.ca/>.

**annuel aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire correspondant au rapport annuel déposé et au personnel de la Régie.**

[194] La Régie a reçu les demandes de paiement des frais, selon les modalités prévues au Guide, de l'ACIG, de la FCEI, du Grame, du ROÉE, de SÉ-AQLPA et de l'UMQ. Les montants à payer à ces personnes intéressées pour leur participation à cette séance de travail apparaissent au tableau suivant.

**TABLEAU 9  
FRAIS DE PARTICIPATION À LA SÉANCE DE TRAVAIL  
DU 29 JANVIER 2015**

ACIG	1 600,00 \$
FCEI	1 952,28 \$
GRAME	1 600,00 \$
ROÉE	1 600,00 \$
SÉ-AQLPA	1 962,22 \$
UMQ	1 600,00 \$
<b>Total</b>	<b>10 314,50 \$</b>

[195] **Ainsi, la Régie ordonne à Gaz Métro de payer aux participants à la séance de travail du 29 janvier 2015 les frais indiqués dans les 30 jours de la présente décision.**

[196] **Vu ce qui précède;**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE**, en partie, la présente demande;

**PREND ACTE** de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;

**PREND ACTE** du fait que Gaz Métro a été en mesure de réaliser l'incitatif relatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 M\$;

**APPROUVE** une bonification de 27 k\$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;

**MET FIN** aux suivis suivants :

- Projet d'extension du réseau à St-Denis-sur-Richelieu (suivi de la décision D-2011-148),
- Projet d'agrandissement du Centre de distribution (suivi de la décision D-2013-005),
- Projet d'investissement visant le déploiement du système d'exploitation Windows 7 et la suite Office 2013 (suivi de la décision D-2013-096),
- Projet d'amélioration du réseau à Rouyn-Noranda (suivi de la décision D-2014-131);

**MAINTIEN** le suivi du projet d'extension du réseau entre Vallée-Jonction et Thetford Mines;

**PREND ACTE** des différents suivis déposés par Gaz Métro dans le cadre du présent dossier;

**AUTORISE** Gaz Métro à mettre fin au rapport annuel de performance des produits financiers dérivés;

**DISPENSE** Gaz Métro de produire et déposer le suivi *a posteriori* des plans de développement des ventes, six ans après leur présentation *a priori* et, conséquemment, met fin à ce suivi spécifique;

**DISPENSE** Gaz Métro de produire la pièce relative aux dépenses d'exploitation du centre de coûts « Énergies Nouvelles » lors des prochains rapports annuels;

**ACCUEILLE** la demande du Distributeur de traiter de façon confidentielle les informations contenues aux pièces suivantes :

- les informations de nature financière contenues à la pièce B-0012,
- les informations caviardées de la pièce B-0075,
- tableau de la page 2 de la pièce B-0076,
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0077,
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0080,
- le tableau de la page 2 de la pièce B-0082,
- la pièce B-0084,
- les informations caviardées de la pièce B-0086 ainsi qu'à la pièce mise à jour B-0139,
- les informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0088,
- les pièces B-0093 à B-0102;

**INTERDIT**, pendant un délai de deux ans, la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus et **DÉCLARE** que celles-ci seront retournées à Gaz Métro au terme de ce délai;

**ORDONNE** à Gaz Métro de payer aux participants, à la séance de travail du 29 janvier 2015, les frais indiqués à la section 6, dans les 30 jours de la présente décision;

**PREND ACTE** d'un montant de 61 M\$ représentant l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et DAWN;

**RENVOIE** au dossier R-3879-2014 Phase 3 l'examen de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn applicable au montant de 61 M\$, représentant l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn constaté au rapport annuel 2014;

**RENVOIE** au dossier R-3879-2014 Phase 3 l'examen de la disposition des comptes de frais reportés relatifs aux trop-perçus et manques à gagner en transport et en équilibrage constatés au rapport annuel 2014;

**DEMANDE** à Gaz Métro de mettre à jour le présent dossier, ainsi que sa demande, à la suite des décisions à être rendues dans le dossier R-3879-2014 sur la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel à Dawn applicable au montant de 61 M\$ représentant l'écart de coût du différentiel de lieu entre Empress et Dawn;

**RÉITÈRE** les autres conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Marc Turgeon

Régisseur

Gilles Boulianne

Régisseur

Françoise Gagnon

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 (GRAMÉ) 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 (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;**

**Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Raphaël Lescop.**