

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2014-201

R-3879-2014

1<sup>er</sup> décembre 2014

Phase 2

---

## PRÉSENTS :

Gilles Boulianne

Louise Rozon

Pierre Méthé

Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

et

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

---

## Décision sur le fond

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014*



**Intervenants :**

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

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

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

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

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

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

**Union des consommateurs (UC);**

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>7</b>
<b>2.</b>	<b>CONCLUSIONS RECHERCHÉES .....</b>	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b>DEMANDE D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ.....</b>	<b>12</b>
<b>4.</b>	<b>MODÈLE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE .....</b>	<b>13</b>
4.1	Mise en contexte.....	13
4.2	Modèle proposé et paramètres.....	14
4.3	Options évaluées .....	16
4.4	Position des intervenants .....	19
4.5	Opinion de la Régie .....	20
<b>5.</b>	<b>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018 .....</b>	<b>26</b>
5.1	Cadre juridique .....	26
5.2	La demande en gaz naturel 2015-2018 .....	28
5.3	Approvisionnement .....	30
5.4	Suivis demandés par la Régie.....	40
5.5	Position des intervenants .....	46
5.6	Opinion de la Régie .....	50
<b>6.</b>	<b>OUTIL DE MAINTIEN DE FIABILITÉ ET VENTES ADDITIONNELLES DE GNL .....</b>	<b>58</b>
<b>7.</b>	<b>INCITATIF À LA PERFORMANCE .....</b>	<b>59</b>
<b>8.</b>	<b>TAUX DE SATURATION DU RÉSEAU.....</b>	<b>60</b>
8.1	Critères de conception et d'opération du réseau gazier.....	60
8.2	Avantages d'instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D <sub>4</sub> et D <sub>5</sub> .....	61
8.3	Reconduction du nombre maximum de jours d'interruption pour des raisons opérationnelles .....	64

---

<b>9. CALENDRIER POUR UN INDICATEUR DE PERFORMANCE .....</b>	<b>65</b>
<b>10. PROGRAMMES DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE.....</b>	<b>66</b>
10.1 Plan global en efficacité énergétique 2014-2015 .....	67
10.2 Mise à jour des coûts évités du gaz naturel.....	67
10.3 Modifications aux modalités et aux aides financières des programmes existants du PGEÉ de Gaz Métro .....	69
10.4 Nouvelles modalités et levée de la suspension du programme « PE234 Pré-chauffage solaire » .....	73
10.5 Suivis demandés par la Régie.....	74
10.6 Budget et objectifs du PGEÉ 2014-2015 .....	75
10.7 Modifications proposées à la bonification de rendement liée à l'efficacité énergétique .....	77
<b>11. CASEP .....</b>	<b>79</b>
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>80</b>



## 1. INTRODUCTION

[1] Le 14 mars 2014, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification du texte des *Conditions de service et Tarif* (les Conditions de service et Tarif) à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2014. Cette demande est présentée en vertu des articles 31 (1), (2) et (2.1), 32, 34 (2), 48, 49, 52, 72 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi).

[2] Le 16 mai 2014, la Régie rend sa décision D-2014-078 et se prononce notamment sur les demandes d'intervention.

[3] Le 26 juin 2014, Gaz Métro dépose une demande amendée. Elle propose alors de traiter le dossier en trois phases.

[4] Elle propose que la phase 2 porte désormais sur :

- un calendrier pour la conception d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement;
- une méthode d'établissement de la journée de pointe en réponse au suivi demandé par la Régie dans sa décision D-2013-179;
- deux suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2013-179 relativement à l'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et à la création d'une nouvelle classe de service interruptible;
- une méthodologie modifiée de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité pour l'activité de vente de gaz naturel liquéfié (GNL);
- deux suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2013-192 relativement aux enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de Gaz Métro;
- le Plan d'approvisionnement 2015-2018 (Plan 2015-2018);
- un incitatif à la performance pour les transactions financières pour les années 2015 et 2016;
- le Programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie;
- le Plan global en efficacité énergétique (PGEEÉ);
- le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).

---

<sup>1</sup> RLRQ, c. R-6.01.

[5] Le Distributeur propose que la phase 3 porte sur la preuve relative aux modifications aux Conditions de service et Tarif pour l'année tarifaire 2015, ainsi que sur divers suivis requis par des décisions antérieures de la Régie.

[6] Le 26 juin 2014, Gaz Métro dépose la preuve relative à la phase 2, excluant celle portant sur un calendrier pour la conception d'un indicateur de performance et sur une méthode d'établissement de la journée de pointe, cette preuve ayant fait l'objet d'un dépôt antérieur.

[7] Dans sa décision D-2014-116, la Régie accepte de procéder à l'examen de la demande de Gaz Métro en trois phases et fixe l'échéancier pour le traitement de la phase 2.

[8] Le 18 juillet 2014, la Régie rend sa décision D-2014-122 dans laquelle elle se prononce partiellement sur le Plan 2015-2018, ainsi que sur les modifications proposées par Gaz Métro aux articles 18.2.6 et 18.2.7 des Conditions de service et Tarif présentées à la section 10 de la pièce B-0050.

[9] Le 8 août 2014, la Régie rend sa décision D-2014-136 dans laquelle elle se prononce sur le cadre et les budgets de participation de la phase 2.

[10] Le 24 octobre 2014, Gaz Métro dépose certaines réponses à la demande de renseignements n° 6 de la Régie. Elle dépose à cet effet, sous pli confidentiel, les informations caviardées des annexes 1 et 2 de la pièce B-0249. Elle demande à la Régie d'émettre une ordonnance de confidentialité à l'égard de ces informations et dépose, au soutien de cette demande, l'affidavit de monsieur Frédéric Morel.

[11] L'audience a lieu à Montréal les 29, 30, 31 octobre, ainsi que les 3 et 4 novembre 2014.

[12] La présente décision porte sur la phase 2 du dossier.

## 2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[13] Les conclusions recherchées par le Distributeur et visées par la présente décision sont les suivantes :

*«À l'égard du calendrier pour la conception d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement et méthode d'établissement de la journée de pointe (Gaz Métro-4, Documents 1 et 2)*

*APPROUVER le calendrier pour la conception d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement;*

*APPROUVER la méthode d'établissement de la journée pointe et plus particulièrement :*

- le maintien de l'application du modèle considérant une régression en fonction des DJ de la journée et de la journée précédente et un effet croisé du vent;*
- la méthode proposée d'évaluation de la demande de la journée de pointe qui consiste à effectuer une régression sur les volumes historiques de l'ensemble de la clientèle continue en excluant les volumes au service continu des clients en combinaison tarifaire en fonction du dernier hiver disponible;*
- l'utilisation de la période d'évaluation depuis octobre 1970 pour établir les variables climatiques réchauffées définissant la journée de pointe historique ainsi que l'hiver extrême;*
- l'application d'un facteur d'ajustement à la demande projetée en journée de pointe de la clientèle continue excluant les clients en combinaison tarifaire de façon à refléter la demande projetée de l'année témoin;*
- la fixation de la demande en journée de pointe des clients en combinaison tarifaire à la somme des volumes souscrits majorés de 2 %.*

*À l'égard des divers suivis et de l'outil de maintien (Gaz Métro-6, Documents 1 à 3)*

*PRENDRE ACTE des réponses de Gaz Métro aux suivis exigés par la Régie dans sa décision D-2013-179 relativement à l'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et à la création d'une nouvelle classe de service interruptible;*

*APPROUVER la méthodologie de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité ainsi que les circonstances d'application et l'attribution des coûts d'entreposage;*

*PRENDRE ACTE que le dossier traitant des enjeux de saturation du réseau de Gaz Métro sera déposé dans les prochains mois incluant le suivi concernant l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier;*

*PRENDRE ACTE du suivi concernant l'analyse évaluant les coûts et les avantages limités d'instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>;*

*APPROUVER la considération d'un nombre maximum de jours d'interruption pour des raisons opérationnelles pour le volet A ainsi que la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage, le cas échéant;*

*PRENDRE ACTE du report de l'analyse de problématique relative à la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage.*

*À l'égard du plan d'approvisionnement pour les années 2015-2018 (Gaz Métro-7, Documents 1 et 2)*

*APPROUVER le plan d'approvisionnement pour les années 2015-2018 dont notamment :*

- la demande projetée;*
- les caractéristiques des contrats de transport qu'elle entend conclure afin de répondre à la demande projetée sur l'horizon de son plan d'approvisionnement dont notamment les caractéristiques des contrats de transport pour l'année 2018 qui découleraient de la demande de Gaz Métro à TCPL et Union de construire des capacités additionnelles de transport en provenance de Dawn;*
- la prolongation de la méthode actuelle de fonctionnalisation des achats à Dawn, décrite à la section 8.1 de la pièce Gaz Métro-7, Document 1, jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2016;*
- les changements suggérés au nombre maximum de jours d'interruption pour l'année 2014-2015 et leur entrée en vigueur dès la réception d'une décision favorable de la Régie (ou au 1<sup>er</sup> octobre 2014 si une décision devait être rendue avant cette date);*

- *le report du déplacement des livraisons des clients en achat direct au 1<sup>er</sup> novembre 2016;*
- *le maintien du déplacement des livraisons des clients à prix fixe au 1<sup>er</sup> novembre 2015;*
- *le maintien de l'abolition du service de compression au 1<sup>er</sup> novembre 2015;*
- *l'application d'un « crédit de livraison à Dawn » pour les clients en achat direct et à prix fixe livrant leur gaz naturel à Dawn à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015;*
- *les modifications aux Conditions de service et Tarif décrites à la section 10 de la pièce Gaz Métro-7, Document 1, avec une entrée en vigueur en date du dépôt du présent plan d'approvisionnement.*

*PRENDRE ACTE des projections de ventes de gaz naturel liquéfié, et de leur impact sur le plan d'approvisionnement gazier 2015-2018;*

*PRENDRE ACTE qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis dans l'horizon du plan d'approvisionnement 2015-2018;*

*APPROUVER des ventes additionnelles « court terme » de GNL en fonction des capacités résiduelles excédentaires évaluées à la fin de la période hivernale, comme présenté à la section 4 de la pièce Gaz Métro-7, Document 2.*

*À l'égard du développement des ventes (Gaz Métro-8, Document 1)*

*RECONDUIRE le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour la période se terminant le 30 septembre 2016.*

*À l'égard de l'efficacité énergétique (Gaz Métro-9, Documents 1 à 4)*

*PRENDRE ACTE des réponses fournies par Gaz Métro aux divers suivis exigés par la Régie eu égard au PGEÉ;*

*APPROUVER les budgets du PGEÉ 2014-2015;*

*PRENDRE ACTE des modifications apportées aux modalités et aux aides financières des programmes existants du PGEÉ de Gaz Métro;*

*PRENDRE ACTE des nouvelles modalités du programme PE234, et LEVER la suspension de ce programme;*

*PRENDRE ACTE de la mise à jour de l'évaluation des coûts évités de gaz naturel;*

*APPROUVER un montant de 1 000 000 \$ pour le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (« CASEP ») dans le coût de service 2015;*

*À l'égard de l'incitatif à la performance sur les transactions financières – années 2015 et 2016*

*APPROUVER la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour les exercices 2015 et 2016 ».*

### **3. DEMANDE D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ**

[14] Lors de l'audience, Gaz Métro précise qu'elle requiert la confidentialité des informations caviardées des annexes 1 et 2 de la pièce B-0249 pour toute la durée des contrats en ce qui a trait au nom des tierces parties et des prix<sup>2</sup>.

[15] Pour ce qui est des informations liées aux capacités additionnelles de transport projetées présentées au présent dossier tarifaire, Gaz Métro indique qu'elles doivent également être traitées de façon confidentielle pour toute la durée des contrats<sup>3</sup>.

[16] L'affidavit déposé au soutien de la demande d'ordonnance de confidentialité précise que la divulgation des informations caviardées présentées à l'annexe 2 de la pièce B-0249, soit le nom des tierces parties aux contrats de transport sur le marché secondaire

---

<sup>2</sup> Pièce A-0056, p.18.

<sup>3</sup> Idem.

existant, ainsi que des prix convenus, contreviendrait aux engagements de confidentialité liant les parties. De plus, cette divulgation risquerait de causer un préjudice commercial à Gaz Métro en permettant aux fournisseurs alternatifs d'ajuster leurs prix en conséquence. Gaz Métro indique également que la divulgation des informations caviardées présentées à l'annexe 1, soit le détail des capacités de transport provenant du marché secondaire, pourrait également permettre aux fournisseurs alternatifs d'ajuster leurs prix et d'ainsi causer un préjudice commercial à Gaz Métro, au détriment de sa clientèle.

[17] Après examen de cet affidavit, la Régie juge que les motifs invoqués justifient l'émission de l'ordonnance de confidentialité demandée. La Régie est en effet d'avis que la divulgation des informations contenues à ces annexes serait préjudiciable aux intérêts commerciaux de Gaz Métro, au détriment de sa clientèle.

**[18] En conséquence, elle accueille la demande de traitement confidentiel de Gaz Métro à l'égard des informations caviardées présentées aux annexes 1 et 2 de la pièce B-0249 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, pour toute la durée des contrats visés par lesdites informations.**

#### **4. MODÈLE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE**

##### **4.1 MISE EN CONTEXTE**

[19] Dans sa décision D-2013-179, la Régie a établi que la méthode actuelle d'évaluation de la demande en journée de pointe, utilisant le maximum de la demande quotidienne moyenne de chacun des mois de décembre à mars pour les clients aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$ , peut sous-estimer la prévision de la demande en journée de pointe.

[20] La Régie ordonnait :

*« [29] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie rejette la modification à la méthode de prévision de la journée de pointe proposée par Gaz Métro. Elle demande au Distributeur de revoir la méthode de prévision dans son ensemble pour corriger, entre autres, la prévision de la journée de pointe de la clientèle aux tarifs  $D_3$  et  $D_4$  et de déposer à la Régie une proposition d'ici six mois. Elle juge que le Distributeur devra, d'ici là, appliquer la méthode actuelle ».*

[21] En suivi de cette demande Gaz Métro propose un nouveau modèle.

## 4.2 MODÈLE PROPOSÉ ET PARAMÈTRES

### *Le modèle proposé*

[22] Les options analysées par Gaz Métro pour l'établissement de la demande en journée de pointe reflètent la méthode d'évaluation de la demande en journée de pointe de la clientèle au tarif D<sub>1</sub> approuvée par la Régie dans sa décision D-2009-156. En effet, le Distributeur juge que le modèle utilisant une régression en fonction des degrés-jours de la journée et de la journée précédente et un effet croisé du vent est satisfaisant et propose de maintenir son application dans toutes les options analysées.

### *Année de référence des données réelles*

[23] Gaz Métro propose d'utiliser les données réelles de l'année tarifaire 2012-2013 pour effectuer ses régressions, soit les données les plus récentes disponibles au moment du dépôt de la preuve en juin 2014.

[24] Cependant, lors de l'audience et en réponse à l'engagement n° 3<sup>4</sup>, le Distributeur réévalue les modèles proposés tenant compte des nouvelles données réelles alors disponibles de l'année tarifaire 2013-2014.

[25] Les résultats présentés en réponse à cet engagement sont significativement différents des résultats de l'année de référence 2012-2013<sup>5</sup>.

[26] À cet égard, Gaz Métro mentionne qu'elle n'est pas en mesure d'expliquer ces variations. Elle fait seulement état du caractère atypique de l'année 2013-2014, particulièrement froide par rapport à 2012-2013, qui était plus près de la normale. Elle mentionne que dans un tel contexte, la prudence s'impose. Elle ajoute qu'elle présentera l'analyse de cette problématique et proposera une solution lors du prochain plan d'approvisionnement<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Pièce B-0268.

<sup>5</sup> Pièce B-0268.

<sup>6</sup> Pièce A-0065, p. 115 à 117.

### *Période historique des variables climatiques réchauffées*

[27] Gaz Métro propose d'utiliser une période historique plus longue, soit depuis octobre 1970, que celle utilisée actuellement pour établir les variables climatiques réchauffées définissant la journée de pointe historique ainsi que l'hiver extrême.

[28] Tenant compte de cette période plus longue, la journée présentant les paramètres historiques qui conduiraient à l'estimation de la journée de pointe la plus froide depuis 1970 serait la journée du 4 janvier 1981. Actuellement, la journée de pointe de Gaz Métro correspond à la journée du 15 janvier 2004.

[29] Pour motiver ce changement de période historique, Gaz Métro fait valoir que la journée de pointe est inférieure à celle des distributeurs ontariens, malgré le fait que son territoire se situe au nord des zones EDA et NDA de Union Gas et de la zone Est d'Enbridge, et donc sujette à des conditions hivernales plus difficiles.

[30] Sur la base de pratiques dans d'autres juridictions ainsi que celle chez Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (HQD), Gaz Métro constate que les historiques utilisés sont souvent beaucoup plus longs, généralement de 30 à 40 ans.

[31] De plus, Gaz Métro mentionne que sa méthode de normalisation, qui a inspiré la méthode d'établissement de la demande continue en journée de pointe, utilise un historique de données d'octobre 1970 à ce jour. Cette méthode repose sur celle développée par HQD en collaboration avec le groupe de recherche Ouranos et est utilisée pour estimer la demande électrique de pointe.

[32] Cette méthode consiste à ajuster les températures de la période de référence (octobre 1970 à ce jour) afin de considérer l'impact du réchauffement climatique sur cette période. Elle permet de conserver un maximum d'information.

[33] Gaz Métro est d'avis qu'il serait imprudent de se priver de données existantes au motif qu'elles occasionnent une demande de pointe plus élevée. À son avis, l'utilisation d'un plus grand nombre de données de température fait en sorte que le résultat de la méthode est plus fiable.

[34] Quant au risque que Gaz Métro est prête à supporter face à des événements connus, elle précise en audience :

*« Donc, on n'a pas une méthode qui a pour but de couvrir tout ce qui pourrait arriver et de rajouter de l'espace pour garantir quoi que ce soit. Par contre, lorsque ce sont des événements qu'on est capable, en examinant les données, de constater qu'ils pourraient se produire, en effet, l'objectif, c'est d'avoir un risque zéro pour ces événement-là »<sup>7</sup>.*

### **4.3 OPTIONS ÉVALUÉES**

[35] Gaz Métro a développé trois options possibles afin de calculer la demande en journée de pointe. Ces options ont recours à des régressions linéaires.

#### ***Option 1***

[36] L'option 1 consiste à effectuer une régression sur les volumes historiques de l'ensemble de la clientèle continue, incluant la portion continue des clients en combinaison tarifaire. Le facteur d'ajustement requis pour ramener la demande estimée par la régression au niveau de la demande prévue au dossier tarifaire est de 1,101, soit une majoration de 10,1 %.

#### ***Option 2***

[37] L'option 2 consiste à effectuer une régression sur les volumes historiques de l'ensemble de la clientèle continue, en excluant les volumes au service continu des clients en combinaison tarifaire, puisque les consommations de ces derniers ne sont pas influencées par la température.

---

<sup>7</sup> Pièce A-0061, p. 121 et 122.

[38] Dans cette option, de même que dans l'option 3, pour les clients en combinaison tarifaire, les volumes retirés jusqu'à concurrence du volume souscrit sont attribués au service continu. Toutefois, lors d'une journée d'interruption, ces clients peuvent difficilement limiter leur volume retiré au niveau de leur volume souscrit en service continu. Une marge de manœuvre de 2 % a été prévue à cet effet à l'article 16.4.2.6 des Conditions de Service et Tarif, sans aucune pénalité et sans obligation de remettre ces volumes additionnels. Gaz Métro propose d'établir l'apport à la pointe de cette clientèle par la somme des volumes souscrits, comme prévu au dossier tarifaire, majorée de 2 %.

[39] Le Distributeur précise cependant qu'il ne faut pas exclure cette majoration de 2 % des besoins de la journée de pointe en raison de la possibilité pour Gaz Métro de retirer un pourcentage équivalent de volume du réseau de TransCanada Pipelines Ltd (TCPL). À son avis, cela supposerait que Gaz Métro retire toujours exactement les volumes nominés. Or, le Distributeur fait valoir qu'il retire toujours un peu plus ou moins que le volume nominé. Le 2 % n'est donc pas pleinement disponible puisque tout volume retiré en trop doit être retourné le plus rapidement possible par Gaz Métro. Si le déséquilibre volumétrique dépasse les 2 %, des pénalités sont imposées par TCPL.

[40] Par ailleurs, avec cette option, le facteur d'ajustement requis pour ramener la demande estimée par la régression au niveau de la demande prévue au dossier tarifaire est de 1,083, soit une majoration de 8,3 %.

### ***Option 3***

[41] Gaz Métro constate que le profil de consommation de grands clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D<sub>4</sub> influence grandement la précision de la demande en journée de pointe. En effet, des variations du niveau et du profil de consommation à travers les années peuvent générer des impacts considérables sur les résultats de la régression et sur le niveau du facteur d'ajustement requis pour tenir compte de l'écart entre la prévision de volume de l'année témoin et la consommation réelle de l'année historique.

[42] L'option 3 consiste en une régression excluant les volumes des clients en combinaison tarifaire et des clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire. Dans les faits, tous les clients au palier 4.9 sont actuellement en combinaison tarifaire. Ainsi, seuls les deux clients au palier 4.10 ont été exclus de la régression.

[43] Le facteur d'ajustement requis pour ramener la demande estimée par la régression au niveau de la demande prévue au dossier tarifaire est de 1,038, soit une majoration de 3,8 %.

### *Option retenue par Gaz Métro*

[44] Le tableau 1 présente un sommaire des résultats prévus de ces trois options, pour l'année tarifaire 2014-2015.

**TABLEAU 1**  
**SOMMAIRE DES RÉSULTATS PRÉVUS DES TROIS OPTIONS**

	<b>Demande de la journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>Facteur de corrélation</b>	<b>Facteur d'ajustement</b>	<b>Coïncidence de la pointe</b>
Option 1	32 440	98,0%	10,1%	Totale
Option 2	32 375	98,6%	8,3%	Totale
Option 3	32 167	98,3%	3,8%	Partielle

*Source : pièce B-0017, p. 34.*

[45] Dans les trois options, les facteurs de corrélation sont du même ordre. Les options 1 et 2 mènent à une coïncidence totale de la pointe. Cependant, Gaz Métro ne retient pas l'option 1 car la régression tient compte des volumes des clients en combinaison tarifaire alors que ces volumes ne sont pas influencés par la température.

[46] Gaz Métro considère que l'option 3 permet de traiter spécifiquement les grands clients dont les variations de volumes, année après année, ont des impacts considérables sur l'établissement de la demande en journée de pointe. Cette option présente le plus petit facteur d'ajustement, signifiant que la régression représente mieux la clientèle visée. Le Distributeur ne retient toutefois pas cette option car elle ne présente pas une coïncidence totale de la pointe.

[47] Le Distributeur propose d'établir la demande de la journée de pointe selon l'option 2, qui s'appuie sur une régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire. À son avis, l'option 2 est celle qui répond le mieux aux critères identifiés par la Régie dans sa décision D-2013-179, notamment le critère de la coïncidence totale. De plus, l'option 2 présente des résultats probants en termes de facteur de corrélation et de coïncidence de la pointe.

#### **4.4 POSITION DES INTERVENANTS**

##### ***ACIG***

[48] L'ACIG appuie Gaz Métro dans sa demande d'approbation de la nouvelle méthode d'évaluation de la demande de la journée de pointe.

##### ***FCEI***

[49] La FCEI estime que l'option 3 devrait être préférée à l'option 2 pour deux raisons.

[50] La consommation des clients du tarif 4.10 n'est pas sensible à la température, comme le démontre le tableau déposé en réponse à la question 1.1 de la FCEI. De plus, comme le souligne Gaz Métro, l'option 3 permet de traiter spécifiquement les variations de volume de ces clients, qui affectent grandement le besoin de pointe, alors que cette variation ne peut être traitée de façon adéquate par l'option 2.

[51] Contrairement à ce que prétend Gaz Métro, selon la FCEI, le fait que la pointe ne soit pas coïncidente dans ce modèle ne justifie pas de préférer l'option 2 à l'option 3. La FCEI partage la préoccupation du Distributeur relativement à la non-coïncidence des pointes. Cependant, elle considère que cette préoccupation est liée à un risque de surestimation de la pointe. Or, l'option 3 génère un besoin de capacité inférieur à celui de l'option 2. Donc, si l'option 3 entraîne un excès de capacité, a fortiori l'option 2 en entraîne un encore plus grand. Par conséquent, l'option 3, bien que conduisant probablement à une surestimation du besoin de pointe, demeure préférable à l'option 2. L'intervenante mentionne cependant en plaidoirie que, tenant compte de l'information fournie à l'audience, la surestimation de l'option 3 est moins grande que ce qu'elle avait supposé.

[52] Outre le choix de la méthode, la FCEI est préoccupée par l'ajustement appliqué pour la croissance de la demande. Comme l'indique Gaz Métro, ce facteur d'ajustement est appliqué en prenant pour acquis que la croissance de la demande s'accompagne d'un profil de consommation semblable au profil de la clientèle existante. Elle considère que l'ajustement pour la croissance de la demande devrait être révisé de manière à prendre en compte la nature des ajouts de volumes.

[53] La FCEI se dit également préoccupée par l'impact considérable des données de l'année de référence sur les résultats de la régression. Elle estime que du travail d'analyse additionnel devrait être mené sur ce point.

### ***SÉ-AQLPA***

[54] SÉ-AQLPA recommande d'accepter l'option 3 comme méthode de prévision de la journée de pointe. Elle considère que cette option entraîne une meilleure représentativité des volumes pris en compte dans la régression et un plus faible ajustement pour obtenir la prévision de la journée de pointe de l'année considérée.

## **4.5 OPINION DE LA RÉGIE**

[55] L'identification des besoins de la journée de pointe pour chacune des années du Plan 2015-2018 repose sur deux étapes charnières. La première étape consiste à choisir un modèle de prévision de la demande en journée de pointe, afin d'estimer le mieux possible la sensibilité de la consommation de la clientèle en service continu face aux aléas climatiques. La seconde étape consiste à identifier les paramètres climatiques d'une journée froide à l'égard de laquelle il est jugé sécuritaire de se prémunir.

[56] La Régie partage l'avis du Distributeur selon lequel le choix d'un modèle doit reposer sur sa capacité à bien prédire la consommation de pointe des clients et ne doit pas être influencé par l'impact des résultats sur les coûts qu'il produirait.

[57] La Régie juge que l'examen d'un plan d'approvisionnement consiste en un arbitrage entre la sécurité d'approvisionnement et l'optimisation de ses coûts. En effet, bien que Gaz Métro puisse contracter l'ensemble des outils pour faire face à tous les événements qui pourraient survenir, une telle approche serait très coûteuse pour la clientèle. C'est pour cette raison que des distributeurs, comme HQD, utilisent un critère de fiabilité qui permet de rencontrer la très grande majorité des événements extrêmes sans en couvrir la totalité. À cette étape, un risque ou une probabilité de ne pas couvrir un événement extrême est évalué.

[58] La Régie considère que cet arbitrage entre la sécurité d'approvisionnement et le coût des outils d'approvisionnement pour faire face à un événement de faible probabilité d'occurrence est important et qu'il doit se faire à l'étape du choix des paramètres historiques.

**[59] La Régie juge que le modèle de prévision de la journée de pointe utilisant une régression en fonction des degrés-jours de la journée et de la journée précédente et un effet croisé du vent est satisfaisant. Elle accepte la proposition de Gaz Métro d'en élargir l'application à la clientèle des tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> à lecture quotidienne.**

[60] Parmi les trois options présentées par le Distributeur, la Régie considère que l'exclusion des volumes au service continu des clients en combinaison tarifaire constitue une amélioration importante, dans la mesure où ces consommations sont peu sensibles aux aléas climatiques.

[61] La Régie est d'avis que les consommations et le profil de consommation de grands clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D<sub>4</sub> influencent grandement la prévision de la demande en journée de pointe. Ainsi, des variations du niveau et du profil de consommation à travers les années peuvent générer des impacts considérables sur les résultats de la régression et sur le niveau du facteur d'ajustement requis pour tenir compte de l'écart entre la prévision de volume de l'année témoin et la consommation réelle de l'année historique.

[62] De telles variations pourraient occasionner des effets non souhaitables sur la performance du modèle. La Régie considère également que l'importance de ces effets dépasse l'inconvénient découlant de l'utilisation d'une pointe coïncidence partielle associée à l'option 3.

**[63] Pour ces motifs, la Régie retient l'option 3. En conséquence, elle demande au Distributeur d'appliquer la méthode d'évaluation de la demande de la journée de pointe, qui consiste à effectuer une régression sur les volumes historiques de l'ensemble de la clientèle continue, en excluant les volumes au service continu des clients en combinaison tarifaire et des clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D<sub>4</sub> qui ne sont pas en combinaison tarifaire.**

[64] La Régie se questionne sur l'ajout d'une marge de manœuvre de 2 % du volume souscrit pour les clients en combinaison tarifaire. Elle comprend que cette marge de manœuvre est prévue à l'article 16.4.2.6 des Conditions de Service et Tarif, sans aucune pénalité et sans obligation de remettre ces volumes additionnels. Elle comprend également que cette marge de manœuvre n'est pas la même que celle dont dispose Gaz Métro auprès de TCPL, puisque le Distributeur doit retourner dans les jours suivants tout écart entre le volume nominé et le volume consommé à TCPL.

[65] En dehors de la journée de pointe, le Distributeur peut utiliser les outils déjà à sa disposition pour combler cet écart de 2 %, mais lors de la journée de pointe, il doit nécessairement contracter des outils additionnels. Le coût associé à de tels outils est élevé, dans la mesure où ils sont contractés pour faire face à un événement qui a une faible probabilité d'occurrence. De plus ce coût est supporté par l'ensemble des clients.

[66] Ainsi, la Régie juge souhaitable et plus équitable, d'un point de vue tarifaire, que les Conditions de service et Tarifs soient modifiées afin d'inclure cette marge de manœuvre dans le volume souscrit du client. **En conséquence, la Régie demande au Distributeur d'étudier cette avenue et de soumettre une proposition à cet effet dans la phase 3 du présent dossier tarifaire.**

[67] **La Régie accepte que la régression du modèle d'évaluation de la demande de la journée de pointe porte sur les volumes historiques du dernier hiver disponible.** Le Distributeur peut ainsi utiliser la meilleure information disponible au moment du dépôt de sa demande tarifaire. Depuis le dépôt de la preuve, les données de l'année tarifaire 2013-2014 sont devenues disponibles. La Régie juge qu'il y a exceptionnellement lieu de mettre à jour le modèle pour tenir compte de cette nouvelle information.

[68] La FCEI souligne la sensibilité des résultats aux données de l'année de référence sur laquelle porte la régression. La Régie comprend que l'année 2013-2014 était une année froide, mais aucune preuve au dossier ne lui permet de conclure qu'un historique basé sur un hiver normal permette de mieux expliquer la sensibilité des consommations des clients face aux aléas climatiques qu'un historique basé sur des conditions climatiques froides.

[69] **Exceptionnellement, la Régie juge pertinent d'utiliser les volumes historiques du dernier hiver disponible, soit l'hiver 2013-2014, et demande au Distributeur d'utiliser ces données historiques dans l'évaluation des besoins de pointe du Plan 2015-2018.**

[70] **La Régie demande à Gaz Métro d'examiner la problématique associée à la sensibilité du modèle au changement d'année de référence et de lui présenter un suivi à cet égard lors du prochain plan d'approvisionnement.**

[71] Enfin, la Régie partage l'avis de la FCEI quant au facteur d'ajustement. Bien que, dans le cadre du Plan 2015-2018 et tenant compte du nouveau modèle proposé, ce facteur d'ajustement soit faible, la Régie est préoccupée par le fait qu'il suppose que la croissance de la demande au service continu, excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients des paliers 4.9 et 4.10, s'accompagne d'un profil de consommation semblable au profil de la clientèle existante. Elle considère que, dans bien des cas, cette hypothèse peut conduire à une sous-estimation ou une surestimation de la demande.

[72] **Pour ces motifs, la Régie approuve l'application d'un facteur d'ajustement à la demande projetée en journée de pointe de la clientèle continue, excluant les clients en combinaison tarifaire et des clients aux paliers 4.9 et 4.10 du tarif D<sub>4</sub> qui ne sont pas en combinaison tarifaire, de façon à refléter la demande projetée de l'année témoin.**

[73] **Cependant, la Régie demande au Distributeur d'examiner la possibilité que le facteur d'ajustement puisse tenir compte de la croissance de la demande, de manière à refléter le profil de consommation de l'ajout des volumes pour les grandes catégories VGE et PMD. Il devra faire rapport sur ce sujet dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.**

#### **4.5.1 PÉRIODE HISTORIQUE DES VARIABLES CLIMATIQUES RÉCHAUFFÉES**

[74] La Régie comprend que le modèle de régression utilisé par Gaz Métro est un modèle plus élaboré que les modèles de régression des autres distributeurs gaziers. En effet, ce modèle de régression comporte un plus grand nombre de variables explicatives que les modèles de régression de la majorité des autres distributeurs qui n'utilisent que les degrés-jours. La Régie note également que ce modèle a démontré une meilleure performance que plusieurs variantes analysées.

[75] En conséquence, la comparaison avec les distributeurs qui n'utilisent que les degrés-jours comme variable explicative est plus difficile. D'ailleurs, la Régie constate que la journée historique qui présente des degrés-jours les plus froids est la journée du 3 janvier 1981. Cependant, tenant compte du modèle utilisé par Gaz Métro, la journée proposée est plutôt celle du 4 janvier 1981, Ainsi, ce n'est pas la journée qui présente les degrés-jours les plus froids qui est retenue. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que la comparaison des degrés-jours utilisée par Gaz Métro avec les autres distributeurs gaziers est moins probante.

[76] De plus, en audience, il a été mis en preuve que les températures utilisées par les distributeurs auxquels fait référence Gaz Métro ont une probabilité d'occurrence d'environ une année sur cinq.

[77] La Régie retient que Gaz Métro ne peut pas établir la probabilité d'occurrence des conditions climatiques observées le 4 janvier 1981 ou le 15 janvier 2004. Elle note également que le Distributeur n'utilise pas un modèle probabiliste lui permettant d'établir un critère de fiabilité.

[78] Enfin, la Régie comprend que le Distributeur vise un niveau de risque zéro pour toutes les conditions climatiques observées depuis 1970.

[79] La Régie émet des réserves sur le risque zéro évoqué par Gaz Métro. Elle considère que le coût encouru à chacune des années pour se prémunir contre un tel risque est trop élevé.

[80] Par ailleurs, Gaz Métro n'a pas convaincu la Régie de la nécessité de modifier la période historique des variables climatiques réchauffées.

[81] La Régie constate que la journée de pointe utilisée depuis plusieurs années par le Distributeur est la journée la plus froide depuis les 30 dernières années, soit le 15 janvier 2004.

[82] La Régie juge qu'en l'absence de critère de fiabilité et en l'absence d'identification de la probabilité d'occurrence d'un événement, l'utilisation de la journée du 15 janvier 2004, soit la journée observée ayant les paramètres climatiques conduisant à une demande de pointe la plus élevée au cours des 30 dernières années, constitue un risque raisonnable à l'égard duquel Gaz Métro peut se prémunir. Elle juge que l'utilisation de ces paramètres historiques conduit à un juste arbitrage entre la sécurité d'approvisionnement et le coût à encourir pour faire face à ce risque.

**[83] Pour ces motifs, la Régie rejette l'utilisation de la période d'évaluation depuis octobre 1970 pour établir les variables climatiques réchauffées définissant la journée de pointe historique, ainsi que l'hiver extrême. Elle demande au Distributeur de continuer à utiliser la journée du 15 janvier 2004, soit la journée la plus froide depuis les 30 dernières années.**

## 5. PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

### 5.1 CADRE JURIDIQUE

[84] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>8</sup> (le Règlement sur le plan), Gaz Métro dépose son plan d'approvisionnement gazier pour approbation, conformément à l'article 72 de la Loi. Ce plan présente la prévision 2015-2018 de la demande de gaz naturel, ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

[85] Le Distributeur précise que selon l'article 63 de la Loi, il dispose du droit exclusif de distribution sur un territoire déterminé au Québec. À son avis, le corollaire de ce droit est l'obligation de desservir les personnes qui en font la demande, sous réserve de certaines exceptions relatives à la rentabilité de la desserte et à la sécurité d'approvisionnement.

[86] Le Distributeur soutient que pour sa part, la Régie dispose d'un pouvoir de surveillance afin de s'assurer de la suffisance des approvisionnements gaziers pour desservir la clientèle. Il s'agit selon lui d'une de ses responsabilités principales avec celle relative aux tarifs.

[87] En audience, Gaz Métro indique :

*« [...] Gaz Métro a la responsabilité de préparer son plan d'approvisionnement, de l'élaborer, de le soumettre pour l'approbation, et le « balance », si on veut, bien c'est le devoir qu'a la Régie ou la responsabilité qu'a la Régie de l'approuver, dans un premier temps. Et aussi, elle a un pouvoir plus général, un pouvoir de surveillance qu'on appelle, qu'on retrouve à l'article 31, deuxièmement, qui est un pouvoir de surveillance à l'égard de la suffisance des approvisionnements.*

*Et je pense que cette distinction-là, le législateur ne parle évidemment jamais pour rien dire, et il y a donc des articles différents qui se trouvent et je pense qui commandent aussi une attitude différente ou des gestes différents.*

*Et ce que je vous sou mets, bien humblement, aujourd'hui c'est que la Régie, évidemment, n'a pas à, ça serait contraire complètement à l'efficacité*

---

<sup>8</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 8.

*réglementaire, n'a certainement pas à refaire l'ensemble de l'exercice qu'a fait Gaz Métro, je pense, avec énormément de sérieux.*

*Je pense que vous n'avez certainement pas à vous substituer au travail qu'a fait Gaz Métro. Je pense que votre travail, votre responsabilité, ce qui est important au terme de la Loi c'est de vous assurer justement que le travail a été correctement fait.*

*Je ne pense pas que ce soit votre rôle, et je le dis avec énormément de respect pour l'institution puis pour vos rôles à vous en tant que régisseurs, je ne pense pas que ce soit votre rôle de rendre des décisions différentes ou de modifier le plan d'approvisionnement si vous ne trouvez pas un certain degré de déraisonnabilité dans ce qui a été, dans ce qui vous a été proposé. Je vous le soumets bien humblement.*

*Parce que je pense que si vous deviez intervenir dans tous les petits détails, si le législateur avait voulu que vous interveniez dans tous les petits détails du plan d'approvisionnement, dans tous les détails du plan d'approvisionnement, je pense que la Loi aurait été faite différente, l'économie de la Loi aurait été différente »<sup>9</sup>.*

[88] Dans sa décision D-2010-144<sup>10</sup>, la Régie précisait son rôle à l'égard des plans d'approvisionnement. Elle mentionnait à cet égard :

*« [103] Dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie doit ultimement approuver le revenu requis du distributeur incluant la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage, la distribution ainsi que les tarifs applicables à chaque catégorie tarifaire du distributeur. De plus, la Régie autorise un taux de rendement auquel peut s'ajouter la bonification découlant de l'application du Mécanisme. En fin d'année, cette bonification sera fonction des résultats qui tiendront compte de l'utilisation des différents outils d'approvisionnement en cours d'année, par rapport à ce qui avait été prévu au plan d'approvisionnement présenté au dossier tarifaire. L'approbation par la Régie du plan d'approvisionnement a donc des impacts directs sur les résultats du distributeur et sur les tarifs.*

*[104] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie doit s'assurer que le plan d'approvisionnement est optimal et qu'il conduit à l'établissement de tarifs justes et raisonnables pour les consommateurs et que son impact sur le rendement de l'actionnaire est tout aussi raisonnable. En conséquence, l'approbation du plan d'approvisionnement doit s'effectuer non seulement en s'assurant que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants, mais également en*

<sup>9</sup> Pièce A-0065, p.11 et 12.

<sup>10</sup> Dossier R-3720-2010 Phase 2, p. 28 et 29.

*considérant son impact sur la fixation des tarifs et sur les principes qui la sous-tendent ».*

[89] C'est dans cette perspective que la Régie examine le Plan 2015-2018.

## 5.2 LA DEMANDE EN GAZ NATUREL 2015-2018

[90] Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Gaz Métro, la demande de la clientèle pour les années 2015 à 2018 est présentée au tableau 2.

**TABLEAU 2**  
**DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

<b>Catégorie de clientèle</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Grandes entreprises	3 039,5	3 221,9	3 346,9	3 952,8
Petit et moyen débits	2 718,0	2 735,8	2 730,1	2 741,2
<b>TOTAL</b>	<b>5 757,5</b>	<b>5 957,7</b>	<b>6 077,0</b>	<b>6 694,0</b>

*Source : pièce B-0050, p. 8.*

[91] La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie et le maintien anticipé de cette position sur un horizon de moyen terme se traduisent en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui permettent d'assurer une croissance des livraisons. Entre 2014<sup>11</sup> et 2015, première année du plan d'approvisionnement, une hausse de 2,90 % de la demande en gaz naturel est prévue. Une augmentation de 16,27 % est ensuite prévue sur l'horizon du plan.

[92] La hausse des volumes est associée à la fois à des ajouts de charge chez des clients existants, à la position concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie, ainsi qu'à l'arrivée d'un client majeur fabriquant des produits fertilisants.

<sup>11</sup> Révision budgétaire 5/7.

[93] Aussi, depuis 2012, Gaz Métro observe que les clients du marché Grandes entreprises sont de moins en moins enclins à adhérer au service interruptible. Cette tendance demeure puisque, dès 2015, plusieurs clients délaissent le service interruptible et s'engagent contractuellement à long terme à consommer en service continu.

[94] Enfin, le tableau 3 illustre les besoins pour la journée de pointe et pour l'hiver extrême, tenant compte de la proposition du Distributeur quant au modèle de prévision de la demande en journée de pointe. Sur l'horizon du plan, les besoins à la journée de pointe sont supérieurs à ceux de l'hiver extrême.

**TABLEAU 3**  
**PRÉVISION DES BESOINS DE POINTE ET DE L'HIVER EXTRÊME**  
**(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/JOUR)**

	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Journée de pointe	34 404	34 833	36 107	38 134
Hiver extrême	32 781	33 263	33 962	35 964
<b>ÉCART</b>	<b>1 623</b>	<b>1 570</b>	<b>2 145</b>	<b>2 170</b>

*Source : pièce B-0127, p. 30.*

[95] Le GRAME recommande de suivre l'évolution de la situation concurrentielle du gaz naturel, notamment pour les petits clients résidentiels en demandant à Gaz Métro de déposer au prochain dossier une évaluation projetée de l'impact du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) sur la situation concurrentielle du gaz naturel<sup>12</sup>.

[96] SÉ-AQLPA recommande de considérer raisonnable sur toute la période 2014-2018 la prévision de Gaz Métro de la demande des clients Petit et moyen débits parce qu'elle est modérée et repose sur une situation concurrentielle favorable du gaz naturel. Il en va de même pour la demande des clients Grandes entreprises pour les années 2014-2015 et 2015-2016. Toutefois, l'intervenant juge que la prévision de la demande des clients Grandes entreprises de 2016-2017 devrait être considérée avec réserve, car possiblement trop optimiste.

<sup>12</sup> Pièce A-0065, p. 173 et 174.

[97] La Régie prend acte des besoins annuels projetés pour le Plan 2015-2018 incluant les projections de ventes de GNL. Elle demande au Distributeur de mettre à jour les besoins de l'hiver extrême et de la journée de pointe pour tenir compte de la présente décision.

## 5.3 APPROVISIONNEMENT

### 5.3.1 CONTEXTE

[98] Gaz Métro indique que le contexte gazier décrit au dossier tarifaire 2013-2014 demeure incertain. L'entente négociée entre TCPL et les distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro), ci-après « Entente », a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) le 20 décembre 2013.

[99] Le Distributeur précise :

*« Cette Entente prévoit, entre autres, la construction d'infrastructures supplémentaires par TCPL permettant d'offrir des capacités de transport additionnelles au marché de l'est du Canada à partir du carrefour d'échange de Dawn en Ontario. Dans sa décision procédurale rendue le 31 mars 2014, l'ONÉ précisait que le processus utilisé par les parties prenantes ayant mené à l'Entente ne lui permettait pas de considérer celle-ci comme une entente au sens de la Loi.*

*Toutefois, l'ONÉ s'est dit disposé à examiner l'Entente comme une demande tarifaire dont les droits sont contestés et à la traiter comme position commune des parties à l'Entente. TCPL a confirmé l'acceptation d'un tel traitement le 14 avril 2014 (accepté également par Enbridge, Union Gas et Gaz Métro) malgré les délais non anticipés que causerait une telle procédure. En suivi, TCPL déposait, le 5 mai 2014, des informations additionnelles à la demande préalable »<sup>13</sup>.*

[100] Gaz Métro souligne que les retards dans le traitement du dossier à l'ONÉ ont accentué le climat d'incertitude dans les marchés et le niveau de risque entourant la sécurité d'approvisionnement. Gaz Métro fait valoir que ces délais ont des répercussions négatives pour sa clientèle ainsi que pour l'ensemble de l'industrie gazière canadienne. Le Distributeur estime élevé le risque que les travaux requis pour effectuer le déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn ne soient pas complétés au 1<sup>er</sup> novembre 2015.

---

<sup>13</sup> Pièce B-0050, p. 9.

[101] Par conséquent, un report du déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2015 est nécessaire. À ces fins, une entente avec TCPL a été convenue afin que les capacités de transport qui venaient à échéance au 31 octobre 2015 soient prolongées jusqu'à la mise en place des nouvelles capacités courtes distances, au plus tard le 31 octobre 2016. Il est à noter que, tel qu'approuvé dans la décision D-2014-122, le déplacement des livraisons à Dawn des clients en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, sera reporté au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Le déplacement des livraisons des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe est, quant à lui, maintenu au 1<sup>er</sup> novembre 2015.

[102] Par ailleurs, l'absence de capacités de transport sur le réseau de TCPL perdure. Gaz Métro précise qu'aucun service de transport ferme additionnel n'est présentement disponible pour desservir la zone GMIT EDA, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement de la clientèle de Gaz Métro.

[103] Enfin, peu de joueurs du marché secondaire détiennent présentement de la capacité de transport, limitant ainsi les options pour approvisionner sa clientèle. Gaz Métro estime que le coût des capacités de transport sur le marché secondaire à l'horizon du Plan 2015-2018 sera très élevé, générant des impacts tarifaires importants pour sa clientèle.

[104] Le Distributeur mentionne également que le projet Oléoduc Énergie Est qui vient d'être déposé à l'ONÉ est une pièce importante du casse-tête, bien qu'indépendant de l'Entente.

[105] Par ailleurs, dans sa décision D-2013-179, la Régie a ordonné à Gaz Métro de considérer des solutions alternatives à l'achat de capacité de transport dont :

- un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des événements exceptionnels, visant les clients au tarif D<sub>4</sub>;
- l'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR.

[106] Le Distributeur présente l'analyse de ces solutions et conclut que ces alternatives ne peuvent être mises en place pour l'année 2015. Elle juge qu'il serait préférable de compléter les analyses sur le tarif D<sub>5</sub> dans le cadre du dossier portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro<sup>14</sup>, avant d'introduire des options d'approvisionnement qui pourraient s'avérer non appropriées ou entraîner des impacts différents de ceux analysés dans le présent dossier.

[107] Par conséquent, Gaz Métro ne les a pas intégrées en raison du manque d'information et de l'incertitude à l'égard de l'implantation de ces solutions à l'horizon du Plan 2015-2018.

### **5.3.2 OUTILS D'APPROVISIONNEMENT REQUIS**

[108] Gaz Métro devra, pour la durée du Plan 2015-2018, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires pour rencontrer la demande en journée de pointe et la demande annuelle des clients en service continu et, dans la mesure du possible, la demande annuelle des clients en service interruptible.

[109] Les approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.

[110] Gaz Métro pose l'hypothèse qu'elle est responsable de contracter les capacités de transport nécessaires afin de rencontrer la totalité de la demande dans son marché. Le Plan 2015-2018 inclut également les impacts des ventes de GNL.

[111] Considérant le contexte gazier actuel, le Distributeur souhaite sécuriser ses besoins avant le début de 2015. Il désire toutefois que la Régie approuve le Plan 2015-2018 proposé afin de mitiger les risques relatifs à l'achat de capacités préalablement à son approbation évoqués dans sa décision D-2014-078. Cependant, en fonction de l'évolution de la disponibilité de capacités additionnelles sur les marchés primaire et secondaire, il est possible que Gaz Métro acquière des capacités additionnelles avant de recevoir l'approbation de la Régie.

---

<sup>14</sup> Dossier R-3867-2013.

### ***Fourniture***

[112] Gaz Métro achète le gaz naturel pour les clients en service de fourniture. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs. De plus, Gaz Métro achète et fournit le gaz de compression nécessaire au transport du gaz naturel.

[113] Conformément à la décision D-2014-064, les achats à Dawn contractés d'avance sont transigés en fonction de l'indice NYMEX ou NGX-Dawn auquel s'ajoute, le cas échéant, une prime. Les achats quotidiens « spot » sont transigés à prix fixe.

[114] Les coûts des achats à Dawn sont par la suite fonctionnalisés entre les services de fourniture, compression, transport et équilibrage. La méthode de fonctionnalisation du prix global d'achat, approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-064 a été appliquée. Cette méthode de fonctionnalisation a été approuvée jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2015. Étant donné le report du déplacement des livraisons de la clientèle Achats Directs au 1<sup>er</sup> novembre 2016, Gaz Métro demande à la Régie de prolonger son application jusqu'à cette date.

### ***Transport***

[115] La date du transfert des livraisons des clients en achat direct à Dawn est retardée au 1<sup>er</sup> novembre 2016. En regard de cette situation, TCPL a accepté de reporter d'un an la date de fin des capacités contractuelles entre Empress et GMIT EDA qui venaient à échéance le 31 octobre 2015, incluant le contrat de FTNR<sup>15</sup> de 3 431 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le contrat FTLH<sup>16</sup> (77 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) entre Empress et GMIT NDA, venant également à échéance le 31 octobre 2015, est également prolongé pour une période similaire.

[116] Gaz Métro indique être en discussion avec Union Gas quant aux modalités applicables si la mise en service des capacités additionnelles prévues au 1<sup>er</sup> novembre 2015 était reportée au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Aucune entente n'a encore été convenue à cet effet.

---

<sup>15</sup> *Firm Transportation non renewable.*

<sup>16</sup> *Firm Transportation Long Haul.*

[117] Pour l'année 2015, les informations suivantes sont disponibles sur le site de TCPL en date du 21 mai 2014 quant aux capacités de transport sur le marché primaire entre Empress et le territoire de Gaz Métro :

- Empress vers GMIT EDA : aucune capacité;
- Empress vers GMIT NDA : 1 540 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en FTNR avec échéance au 31 octobre 2015.

[118] La structure d'approvisionnement qui supposait la mise en place de contrats sur le marché primaire pour cette zone, ne pourra être mise en place. Gaz Métro indique qu'elle devra donc contracter cette capacité sur le marché secondaire. Les volumes prévus au plan d'approvisionnement ne varient pas, de ce fait, l'impact se situant au niveau des coûts d'approvisionnement.

[119] Pour l'année 2016, les besoins d'approvisionnement sont supérieurs à ceux de 2015. Toutefois, les capacités disponibles sur le marché secondaire sont encore plus limitées. Seuls deux clients de TCPL détiennent des capacités couvrant cette période et les volumes disponibles ne répondent pas à la totalité des besoins de Gaz Métro. Le plan d'approvisionnement de l'année 2016 a été établi en considérant que des capacités sur le marché secondaire pourraient devenir disponibles entre Empress et le territoire de Gaz Métro. Cette hypothèse est cependant incertaine pour l'instant.

[120] Pour l'année 2017 du plan, année au cours de laquelle le déplacement des achats vers Dawn sera complétée, le Distributeur a considéré l'ensemble des capacités additionnelles pour lesquelles il a soumissionné au cours des différents appels d'offres de TCPL et Union Gas, même si les *Precedent agreement* n'ont pas été officialisés à ce jour.

[121] Considérant les besoins d'approvisionnement identifiés à long terme, Gaz Métro a modifié son approche face aux deux soumissions faites lors de l'appel d'offres de TCPL le 15 janvier 2014. Elle a avisé verbalement TCPL que les deux demandes de 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, soit celle soumise par la tierce partie et celle soumise sous réserve par Gaz Métro, n'étaient plus concomitantes et devaient, par conséquent, être considérées distinctement. Quant à la capacité de 515 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, contrairement à ce qui avait été mentionné au dossier tarifaire 2014, Gaz Métro soumet qu'elle n'annulera pas cette demande, mais l'inclura plutôt dans ses outils d'approvisionnement pour desservir les clients en 2017.

[122] De plus, Gaz Métro conserverait les capacités de transport encore sous contrat en date du 31 octobre 2016 entre Empress et son territoire, plutôt que de ne conserver que le niveau minimum requis par l'Entente (85 000 GJ/jour ou 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour). En effet, Gaz Métro ne pourrait demander aujourd'hui de capacité additionnelle à TCPL entre Parkway et GMIT EDA pour une date d'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et devrait donc se tourner vers le marché secondaire. Dans ce contexte, elle considère qu'elle a avantage à conserver ses acquis.

[123] Pour l'année 2018, la stratégie mise en place pour 2017 est maintenue. Toutefois, le Distributeur ne conserverait que les capacités minimales de transport entre Empress et son territoire requises par l'Entente et demanderait de la capacité additionnelle auprès de TCPL et Union Gas pour poursuivre sa stratégie visant à rapprocher sa structure d'approvisionnement de son territoire. Considérant le délai minimum de trois ans requis par TCPL pour la construction de nouvelles infrastructures de transport, cette demande devra être soumise dès l'automne 2014 pour viser une date de mise en service au 1<sup>er</sup> novembre 2017.

[124] La stratégie d'approvisionnement 2015-2018 montre donc que les structures d'approvisionnement pour les années à venir devront être ajustées en fonction du contexte propre à chaque année. Gaz Métro souligne qu'elle n'a pas toutes les réponses lui permettant de statuer de façon définitive sur sa planification d'approvisionnement pour les années 2016 et suivantes. Elle devra poursuivre ses discussions avec TCPL, Union Gas et les tiers détenant de la capacité jusqu'à son territoire, pour assurer la desserte de sa clientèle. Elle tiendra également compte des alternatives à l'achat de capacités de transport qui pourraient être mises en place dans sa stratégie.

### *Équilibrage*

[125] Les capacités d'entreposage de 232,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> détenues chez Union Gas, représentant près des deux tiers des capacités totales d'entreposage chez Union Gas viendront à échéance le 31 mars 2015. Dans sa décision D-2014-065, la Régie a demandé à Gaz Métro de déposer, au plus tard le 15 octobre 2014, une étude d'expert sur l'entreposage de gaz naturel.

[126] Cette étude n'étant pas encore complétée, Gaz Métro attendra ses résultats avant de se positionner sur la stratégie relative aux capacités d'entreposage. Ainsi, elle a établi son Plan 2015-2018 en maintenant l'ensemble de ses capacités d'entreposage.

[127] Le tableau suivant présente le détail des capacités additionnelles à contracter au Plan 2015-2018.

**TABLEAU 4**  
**ACTIONS PROJÉTÉES AU PLAN 2015-2018**  
**(en 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)**

	2015	2016	2017	2018
<b>ACTIONS CONFIRMÉES À TCPL</b>				
<b>FTLH décontracté</b>				
Empress-GMIT NDA		-77	-63	
Empress-GMIT EDA			-2169	
<b>TOTAL RÉALISÉ</b>		<b>-77</b>	<b>-2233</b>	
<b>ACTIONS PROJÉTÉES AU PLAN</b>				
<b>FTLH à décontracter</b>				
Empress-GMIT EDA				-655
<b>Achat transport (FTLH &amp; FTSH)</b>				
FTLH Empress-GMIT NDA	290	394	53	53
Sec. Emp-GMIT EDA/Dawn (année)	304			
Sec. Emp-GMIT EDA (année)		1821		
Sec. Emp-GMIT EDA (déc-mars)	3048	2982	2824	
FTSH Parkway-GMIT EDA + M12				
- Soumissions 2014-01-15			1029	1029
- Soumissions 2014-01-15			515	515
- Demande de construction				3745
<b>TOTAL PROJÉTÉ AU PLAN</b>	<b>3642</b>	<b>5197</b>	<b>4421</b>	<b>4687</b>

Source : pièce B-0050, p. 108.

[128] Au moment de l'audience, Gaz Métro précise que pour l'année 2015, elle a réussi à contracter des outils additionnels de transport pour une capacité de 2 323 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour dont 211 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sur le marché primaire Northern Delivery Area (NDA) et le solde sur le marché secondaire. Il demeure donc une capacité de 1 636 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à contracter, ce qui représente environ la capacité requise découlant de la nouvelle méthode de prévision de la journée de pointe proposée par Gaz Métro et qu'elle demande à la Régie d'approuver<sup>17</sup>.

### ***Migration des clients interruptibles vers le service continu***

[129] Gaz Métro précise que 26 clients interruptibles ayant un contrat actif au 30 novembre 2014 ont migré au service continu, pour un volume annuel total de 473,59 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Trois clients interruptibles sans contrat actif au 30 novembre 2014 ont migré au service continu pour un volume annuel total de 11,57 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Gaz Métro précise qu'après le dépôt du dossier tarifaire 2014-2015, d'autres demandes de migration entre le service interruptible et continu ont été soumises. Ces nouveaux volumes représentent une augmentation des besoins de 317 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. La capacité quotidienne additionnelle totale requise est donc de 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

[130] À la suite d'une demande de renseignements, le Distributeur évalue l'impact tarifaire de ces migrations. Pour un volume additionnel annuel de 11,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, il en coûte 27,8 M\$ de plus en transport et en équilibrage. Cependant, cette migration génère 8,1 M\$ de revenus additionnels au service de distribution<sup>18</sup>. L'évaluation de l'impact de la migration a été effectuée en considérant uniquement les clients dont les contrats de distribution étaient en cours. Les clients dont les contrats venaient à terme avant le 30 novembre 2014 ont été considérés en fonction du tarif de migration choisi, étant donné qu'à la fin de leur contrat ils pourront choisir le service continu.

[131] Pour expliquer l'ampleur de cette migration, Gaz Métro fait référence au contexte gazier qui prévaut. Elle invoque également l'hiver froid record 2013-2014 au cours duquel le nombre de jours d'interruption a été élevé et lors duquel le marché a fait face à des contraintes de capacité de transport dans l'Est du Canada, qui ont eu une incidence très forte sur le prix du gaz livré en franchise.

---

<sup>17</sup> Pièce B-0269, p. 2.

<sup>18</sup> Pièce B-0261, p. 10 à 16.

[132] Dans un tel contexte, bon nombre de clients interruptibles se tournent vers Gaz Métro afin d'être desservis en service continu.

[133] À l'égard de ces clients, le Distributeur considère qu'il a la responsabilité de :

- déployer tous les efforts possibles afin d'assurer l'accès à du gaz naturel et des capacités de transport suffisantes afin de desservir les besoins de sa clientèle québécoise;
- mettre l'accent sur la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût possible;
- ne pas considérer le coût éventuel du transport pour une année donnée au moment d'accepter le retour d'un client industriel en service continu, tout comme en Ontario. Le but recherché est cependant de couvrir à moyen et long termes ces besoins par du service de transport ferme et renouvelable, généralement auprès de TCPL.

[134] Gaz Métro rappelle que cette période de transition du marché, parsemée d'incertitudes, lui impose d'accompagner et de protéger au maximum sa clientèle actuelle et future.

[135] Dans les circonstances, Gaz Métro a appliqué les principes suivants :

- ne fournir aucune garantie aux clients interruptibles quant à un service continu, avant qu'elle ait réussi à se procurer des capacités de transport pour les desservir;
- chercher cependant par tous les moyens à obtenir les capacités de transport pour desservir les clients interruptibles et leur assurer un accès au gaz naturel qui comblera leurs besoins dans les années à venir.

[136] Gaz Métro a dû accepter les demandes de migration, puisque ces demandes respectaient les Conditions de service et Tarif, tout comme les augmentations volumétriques de clients sous contrat en service continu ou le développement de nouvelles ventes.

[137] À cet égard, l'article 4.8 des Conditions de service et Tarif prévoit que :

*« Par ailleurs, le client peut présenter une demande de modification de contrat. Lorsque cette demande est conforme aux Conditions de service et Tarif et s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter, le contrat peut être modifié ou remplacé par un nouveau contrat ».*

[138] À l'égard de la notion de rentabilité à laquelle fait référence l'article 4.8, Gaz Métro précise *« Donc pour nous ce qui est rentable ça veut dire donc un client qui, en distribution, va générer plus de revenus que de coûts »*<sup>19</sup>.

[139] À court terme, Gaz Métro constate une pression à la hausse sur les tarifs de transport et d'équilibrage en raison du coût du transport sur le marché secondaire. À moyen terme toutefois, cette pression à la hausse devrait s'estomper puisque Gaz Métro contractera les capacités requises sur le marché primaire, ce qui aura pour effet de neutraliser l'impact des coûts actuels du marché secondaire.

[140] En outre, Gaz Métro juge que le contexte du marché gazier en amont du territoire fait en sorte qu'il est impératif de considérer dès maintenant les besoins fermes de la clientèle.

[141] À la suite des migrations, des ententes engageant les clients au service continu pour une période de trois à cinq ans ont été convenues, exception faite des clients sur les réseaux saturés dont les contrats ont été limités à une durée d'un an. En ce qui a trait aux autres régions non saturées, Gaz Métro a précisé aux clients que l'approbation de la migration était conditionnelle à ce qu'elle puisse contracter les capacités nécessaires de transport. Celles-ci se sont concrétisées en juillet et août 2014, pour l'hiver 2014-2015. Pour les hivers subséquents, Gaz Métro a intégré au contrat une clause qui stipule que, si les capacités de transport ne sont pas disponibles, le client se verra dans l'obligation de retourner au service interruptible.

---

<sup>19</sup> Pièce A-0056, p. 120.

## 5.4 SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

[142] Dans sa décision D-2013-179, la Régie précise :

*« [42] La Régie est d'avis que la preuve actuellement au dossier ne lui permet pas de juger l'ampleur des besoins de la journée de pointe, tant que le Distributeur n'aura pas présenté une nouvelle étude.*

*[43] La Régie ne peut exclure cependant que des besoins de pointe supplémentaires pourraient s'avérer fondés.*

*[44] Il ressort cependant de la preuve au dossier que ces besoins de pointe auraient une faible récurrence. En effet, l'estimation d'une occurrence par période de 10 ans n'a pas été contredite.*

*[45] Le Distributeur affirme, en réplique, ne pas avoir eu le temps ou « le luxe » de discuter maintenant de solutions alternatives. Cependant, la Régie constate que le Distributeur n'a pas, depuis le 23 janvier 2013, examiné les solutions alternatives au transport ferme.*

*[46] La Régie considère qu'il est important que le Distributeur étudie en temps utile les solutions alternatives pour répondre à des besoins de faible récurrence plutôt que de s'engager sans faire les analyses normalement requises pour une période de 15 ans.*

*[47] L'audience a permis de faire ressortir trois solutions susceptibles de répondre à des besoins de pointe de faible récurrence, soit :*

- la modification des conditions de service pour que les clients en GAI s'interrompent afin d'assurer, au besoin, le service aux clients en service continu;*
- la création d'une nouvelle classe de service interruptible pour des interruptions exceptionnelles;*
- l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR.*

*[48] La Régie est d'avis que ces solutions pourraient vraisemblablement coûter moins cher que la solution proposée et être implantées d'ici novembre 2016.*

[49] *En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur d'exclure des besoins de pointe l'impact du changement de méthodologie qu'il propose aux fins de sa participation à un appel d'offres de TCPL pour des hausses de capacité dans le triangle de l'est de l'Ontario vers GMi-EDA à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.*

[50] *La Régie ordonne également au Distributeur de développer et de lui soumettre, d'ici six mois, un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des événements exceptionnels visant les clients au tarif D<sub>4</sub>. Le Distributeur doit envisager la mise en vigueur de cette nouvelle classe de service interruptible pour le 1<sup>er</sup> novembre 2014 ou le 1<sup>er</sup> novembre 2015 au plus tard. Les volumes annuels retenus par Gaz Métro seraient fonction des besoins du réseau.*

[51] *La Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, d'ici six mois, une étude de faisabilité physique et économique pour un accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR pour le 1<sup>er</sup> novembre 2014 ou le 1<sup>er</sup> novembre 2015 au plus tard ».*

[143] En réponse à ces demandes, Gaz Métro dépose deux suivis qui sont examinés dans les sous-sections suivantes.

#### **5.4.1 AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE VAPORISATION DE L'USINE LSR**

[144] Afin de répondre au suivi ordonné par la Régie, Gaz Métro a évalué que le débit de vaporisation à l'usine LSR pourrait être augmenté de 43 000 GJ/jour ou  $1\,135\,10^3\text{ m}^3/\text{jour}$ , soit un débit horaire moyen additionnel de 47 300 m<sup>3</sup>/h (pour un total de 285 000 m<sup>3</sup>/h ou 260 000 GJ/jour).

[145] Pour augmenter la capacité de vaporisation de l'usine LSR au-dessus du seuil actuel, des modifications seront cependant requises aux installations existantes de l'usine ainsi que sur le réseau d'alimentation en gaz naturel relié au site de l'usine.

[146] Les coûts pour les modifications à l'usine LSR sont estimés à 11,46 M\$ et ceux pour les modifications au réseau d'alimentation sont évalués préliminairement à 20,30 M\$, soit un total de 31,76 M\$ pour l'ensemble du projet.

[147] L'échéancier préliminaire prévoit que cette solution ne pourrait être mise en place avant l'hiver 2017-2018, en raison des délais de réalisation, notamment ceux associés à la tenue d'une enquête par le BAPE qui serait nécessaire, étant donné les modifications à apporter au réseau gazier actuel.

[148] L'ajout de vaporisation de  $1\,135\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  à l'usine LSR permettrait de décontracter une capacité équivalente de transport, entraînant une baisse des coûts de transport et d'équilibrage de 10,3 M\$.

[149] L'ajout de vaporisation à l'usine LSR combiné à la diminution des capacités de transport aurait cependant pour effet d'augmenter le niveau des interruptions. Cette augmentation du niveau des interruptions entraînerait une perte de revenus de transport, d'équilibrage et de distribution de la clientèle interruptible se chiffrant à près de 2 M\$.

[150] Ainsi, l'impact financier de l'ajout de vaporisation à l'usine LSR sur les coûts d'approvisionnement dans des conditions normales représenterait une diminution nette des coûts de 8 M\$, sans compter les coûts d'opération additionnels qui sont évalués à quelques centaines de milliers de dollars.

[151] Considérant, d'une part, les coûts additionnels de modifications à l'usine LSR et au réseau de distribution estimés globalement à 31,7 M\$ et, d'autre part, la baisse des coûts annuels d'approvisionnement de 8 M\$, il y aurait donc un avantage pour la clientèle de mettre ce projet de l'avant. Il est à noter que le projet allouerait des coûts et des revenus dans les services Distribution, Équilibrage et Transport. Ainsi, les impacts d'un tel projet ne seraient donc pas uniformes pour les différents segments de marché, mais l'impact global sur le revenu requis de Gaz Métro serait une économie approximative de 4,5 M\$.

[152] Gaz Métro soulève cependant certains inconvénients liés à l'augmentation de la capacité de vaporisation de l'usine LSR. Elle précise que l'augmentation de la capacité de vaporisation n'augmente pas l'apport total de l'usine LSR en scénario d'hiver extrême. La capacité d'entreposage de l'usine demeure inchangée, ce qui implique un nombre de jours d'interruption plus élevé pour la clientèle interruptible.

[153] Selon Gaz Métro, les économies réalisées par le biais de cette solution auront donc des impacts négatifs sur la qualité du service offert aux clients interruptibles. De plus, les migrations vers le service en continu constatées à la suite de l'hiver rigoureux 2013-2014 témoignent du faible intérêt de la clientèle interruptible à subir un nombre important de jours d'interruption si la structure du tarif D<sub>5</sub> demeure la même. Or, une hausse importante du nombre de jours d'interruption pourrait accroître la migration vers le service en continu et entraîner une augmentation du coût des outils d'approvisionnement, diminuant ainsi les économies estimées afférentes à cette situation.

[154] Gaz Métro fait valoir que cette solution entraînerait une hausse des interruptions de 23 897 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> sous des conditions climatiques normales. Ceci implique que les clients interruptibles devraient recourir à un approvisionnement alternatif pour une substitution énergétique équivalente. Le Distributeur est d'avis que dans l'éventualité où la clientèle interruptible demanderait une hausse de la compensation afin de les inciter à demeurer au service interruptible, cette hausse de compensation serait assumée par le reste de la clientèle, réduisant d'autant les économies anticipées par la réduction des capacités de transport.

[155] Par ailleurs, selon la structure tarifaire actuelle, les clients qui achètent présentement leur propre transport subiraient les hausses tarifaires en distribution sans recevoir en totalité les bénéfices anticipés en contrepartie.

[156] En conclusion, le Distributeur est d'avis que l'impact tarifaire du projet d'augmentation de la capacité de vaporisation de l'usine LSR dans un contexte de révision de la structure tarifaire doit être analysé en profondeur. Un tel investissement aurait des impacts sur le tarif de distribution, de transport et d'équilibrage. Des analyses de nature commerciale et tarifaire devraient être réalisées afin de confirmer l'impact sur la qualité du service à la clientèle, notamment le nombre de jours d'interruption et les impacts tarifaires qui en découlent.

#### **5.4.2 NOUVELLE CLASSE DE SERVICE INTERRUPTIBLE**

[157] Gaz Métro mentionne que des consultations auprès des conseillers aux ventes grandes entreprises, en lien direct avec les clients, ont permis d'établir qu'un tarif avec un nombre de journées d'interruption limité accompagné d'une compensation financière fixe et variable pourrait inciter des clients en service continu à envisager une migration vers un service interruptible.

[158] Dans un sondage réalisé en 2013, des clients du tarif D<sub>4</sub> avaient indiqué que pour envisager migrer au service interruptible, la compensation financière devait couvrir au minimum l'écart de prix entre le gaz naturel et le mazout ainsi que les coûts de maintenance d'un système d'appoint en cas d'interruption. En analysant l'écart de prix entre le mazout et le gaz naturel entre les années 2009 et 2013, Gaz Métro a constaté un écart moyen d'environ 40 ¢/m<sup>3</sup>. En considérant l'ensemble de ces éléments, le Distributeur a élaboré un volet C qui pourrait être offert aux conditions suivantes :

1. Service offert aux clients du tarif D<sub>4</sub> possédant une source d'énergie alternative fiable.
2. Maximum de cinq jours d'interruption (120 heures), pour une période d'interruption totale similaire à l'offre de HQD. Cela représenterait un nombre de jours acceptable selon les sondages effectués auprès de la clientèle de Gaz Métro.
3. Interruption de dernier ressort afin de minimiser le nombre d'interruptions. Donc, interruption de la consommation des clients du volet C une fois l'ensemble des outils de transport et d'équilibrage (incluant l'usine LSR) utilisés.
4. Volume minimum interruptible de 2 500 m<sup>3</sup>/jour, soit 25 % du volume souscrit minimum du tarif D<sub>4</sub>.
5. Lors d'une journée d'interruption, réduction du volume souscrit de la quantité interruptible afin de ne pas tarifer la clientèle pour les volumes interrompus.
6. Compensation financière fixe de 10 ¢/m<sup>3</sup> sujet à interruption pour reconnaître le volume « rendu disponible » par le client et compenser le maintien d'une source d'énergie alternative fiable.
7. Compensation financière variable de 40 ¢/m<sup>3</sup> interrompu afin de compenser le coût de l'utilisation d'une source d'énergie alternative pendant les jours d'interruption.

[159] Gaz Métro a élaboré trois scénarios où les clients en service continu intéressés migrent 25 %, 50 % ou 75 % de leur consommation de pointe vers le volet C, avec comme maximum le volume couvert par la source d'énergie alternative. Les estimations des migrations prévues pour le volet C obtenues à l'aide de ces scénarios varient entre 960 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et 3 068 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

[160] L'introduction d'un volet C permettrait de décontracter une capacité de transport. La baisse projetée des coûts de transport et d'équilibrage représenterait entre 5 M\$ et 7 M\$. Cette baisse des capacités de transport entraînerait un effritement plus rapide de l'entreposage à l'usine LSR et une utilisation accrue de l'entreposage de Pointe-du-Lac.

[161] Les analyses sous différentes conditions climatiques montrent que l'ajout du nouveau service volet C et, en contrepartie, la réduction des capacités de transport ne mettraient pas à risque la sécurité d'approvisionnement de Gaz Métro, considérant l'hiver extrême de référence. Gaz Métro devrait toutefois s'assurer que la clientèle au volet C serait toujours en mesure d'interrompre sa consommation pour la quantité visée malgré le caractère exceptionnel de la mise en application d'un tel service.

[162] Le nombre prévu de jours d'interruption de la clientèle interruptible régulière sous les trois scénarios analysés serait plus élevé considérant la migration des clients du service interruptible (volet A ou B) vers le volet C. Gaz Métro estime que le volume interrompu additionnel brut s'établirait à 32 000 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, à la suite de l'implantation d'un tel volet<sup>20</sup>.

[163] Les résultats démontrent qu'il pourrait y avoir un avantage à développer une telle alternative, la valeur nette obtenue variant entre 4 M\$ et 5 M\$. Par contre, les coûts réels pourraient être plus importants si la compensation offerte aux clients devait s'avérer plus élevée que 50 ¢/m<sup>3</sup> interrompu pour convaincre les clients en service continu d'adhérer au volet C.

[164] Gaz Métro est d'avis que ces effets pourraient réduire, voire même annuler l'effet positif de la solution. De plus, il importe de noter que pour répondre adéquatement à l'objectif d'optimisation des coûts de pointe de Gaz Métro, l'ensemble du service interruptible (volets A et B, gaz d'appoint) devra être revu. La création d'un volet C ne pourrait constituer qu'une solution temporaire. Étant donné les délais d'implantation du nouveau volet, tant au niveau de la signature des contrats que des modifications informatiques requises, celui-ci ne pourrait entrer en vigueur qu'en octobre 2015.

---

<sup>20</sup> Pièce B-0047, annexe 2, p. 1.

[165] Or, d'ici là, un projet de réforme du tarif interruptible sera à l'étude à la Régie dans le cadre de la phase 2 du dossier portant sur la vision tarifaire, soit le dossier R-3867-2013. De l'avis du Distributeur, le nouveau service proposé pourrait donc s'avérer désuet avant même sa mise en application.

[166] Gaz Métro soumet que la Régie devrait chercher non pas à inciter la clientèle continue à s'interrompre mais plutôt à la ramener vers le service interruptible. Elle considère que c'est uniquement de cette façon qu'elle pourra diminuer les outils requis pour approvisionner la clientèle.

[167] Le Distributeur soumet que si la Régie devait ordonner la mise sur pied d'un nouveau volet interruptible pour une entrée en vigueur à l'hiver 2015-2016, il ne sera pas en mesure de faire progresser plus rapidement la portion interruptible de la vision tarifaire<sup>21</sup>.

## **5.5 POSITION DES INTERVENANTS**

### ***ACIG***

[168] L'ACIG partage la vision de Gaz Métro. Elle se dit préoccupée par la disponibilité et le prix du transport. Elle considère que les impacts négatifs d'une telle pénurie sont importants pour ses membres et qu'en conséquence, il est préférable de disposer de plus d'outils de transport et, au besoin, de les revendre plutôt que d'en manquer.

[169] Dans un tel contexte, l'ACIG considère que la solution la plus simple et la moins coûteuse pour tous consiste à réduire la demande en service continu en augmentant les incitatifs offerts au service interruptible et ainsi inverser la migration observée. En conséquence, elle juge que la réforme de l'offre globale en service interruptible doit être priorisée pour être mise en place dans les meilleurs délais, soit au 1<sup>er</sup> octobre 2015.

---

<sup>21</sup> Pièce A-0061, p. 105 et 106.

[170] L'ACIG veut s'assurer que Gaz Métro prenne en considération, lors de l'élaboration de sa stratégie d'approvisionnement, les risques liés à l'évolution à la hausse de la demande de gaz naturel pour la production électrique dans les juridictions voisines.

[171] L'intervenante appuie Gaz Métro dans ses efforts pour accroître les capacités de transport afin d'assurer un approvisionnement fiable et au meilleur coût possible pour sa clientèle.

### ***FCEI***

[172] La FCEI estime que le Plan 2015-2018 devrait tenir compte de la réalité climatique selon laquelle la journée de pointe potentielle n'est pas uniforme au cours de l'hiver. Puisque la pointe survient historiquement en janvier, l'apport à la pointe du site de Saint-Flavien devrait correspondre aux retraits prévus pour ce mois, soit  $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , plutôt que le niveau de  $1\,287\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  utilisé par Gaz Métro. L'intervenante estime que Gaz Métro devrait s'enquérir auprès d'Intragaz quant aux possibilités de maximiser les retraits en janvier, quitte à diminuer les retraits lors des autres mois.

[173] La FCEI recommande donc de hausser à  $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  l'apport du site de Saint-Flavien à la journée de pointe, soit une hausse de  $233\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

[174] L'intervenante souligne le coût incrémental des outils pour répondre à la journée de pointe historique comparativement à ceux de l'hiver extrême. Pour 2014-2015, ce coût est de 44 M\$. Pour 2016, 2017 et 2018, il est de 28 M\$, 35 M\$ et 15 M\$ respectivement. À son avis, il s'agit de coûts très substantiels pour se prémunir contre des événements de faible occurrence. La FCEI juge que ces coûts justifient largement la recherche d'une solution pour réduire le besoin d'outils de pointe.

[175] La FCEI estime que le volet C devrait être mis en place dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015. Selon elle, les enjeux soulevés par Gaz Métro ne sont pas insurmontables et les coûts très importants des capacités de pointe, de même que les risques relatifs à la sécurité d'approvisionnement pour 2016, justifient pleinement de mettre les efforts requis pour atteindre cet objectif.

[176] La FCEI demande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de déposer une proposition tarifaire complète au plus tard le 1<sup>er</sup> février 2015, de façon à ce qu'une décision puisse être rendue au printemps 2015.

[177] Quant à la migration des clients interruptibles au service continu, l'intervenante se dit rassurée par le fait que le Distributeur ait inclus des dispositions contractuelles pour que les clients retournent au service interruptible dans l'éventualité où la capacité de transport ne serait pas disponible.

[178] Enfin, quant au risque que les clients au volet C ne s'interrompent pas en cas de besoin, la FCEI fait valoir que ce risque est présent également pour les clients des volets A et B.

### ***ROEÉ***

[179] Le ROEÉ recommande de ne pas accepter l'augmentation de la capacité de vaporisation ou de mettre en place un volet interruptible pour répondre aux besoins de pointe. Il est du même avis pour ce qui est du recours à de la nouvelle capacité de transport comme le propose Gaz Métro. L'intervenant est plutôt d'avis que le Distributeur devrait utiliser les mesures en efficacité énergétiques comme outil d'approvisionnement et cibler le maximum de son potentiel technico-économique rentable.

[180] Le ROEÉ indique que l'augmentation de la capacité de vaporisation de l'usine LSR ou l'implantation d'un volet C accroîtra le nombre d'interruptions, ce qui augmentera la consommation de mazout et, par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'intervenant calcule que l'augmentation des émissions pourrait atteindre 40 000 tonnes de CO<sub>2</sub> lors d'un hiver froid ou extrême.

[181] Le ROEE recommande de :

- limiter l'impact de l'effritement de l'entreposage de gaz naturel par le recours au service interruptible en demandant l'étude d'alternatives visant la réduction des émissions de GES;
- demander à Gaz Métro, en collaboration avec Intragaz, d'étudier les possibilités d'augmentation de la capacité d'entreposage;
- demander à Gaz Métro de proposer des alternatives au mazout et au gaz naturel dans le cas de recours au service interruptible;
- faire évaluer par Gaz Métro la possibilité de développer des unités d'entreposage de gaz naturel chez ses différents clients industriels.

### *SÉ-AQLPA*

[182] SÉ-AQLPA note que les différentes options évaluées par Gaz Métro pour l'interruptible et l'augmentation de la capacité de vaporisation de l'usine LSR ont pour conséquence d'augmenter le nombre de jours d'interruption et donc, un accroissement des émissions des GES.

[183] L'intervenant juge donc souhaitable de trouver des solutions autres et suggère un accroissement de l'entreposage en sol québécois et des mesures additionnelles en efficacité énergétique.

### *UC*

[184] L'UC recommande à la Régie de demander à Gaz Métro d'enrichir son analyse en explorant plusieurs scénarios d'accroissement de la capacité de vaporisation de l'usine LSR afin de statuer sur la valeur précise d'un tel projet.

[185] Elle recommande également de demander à Gaz Métro de poursuivre ses analyses sur une nouvelle classe de service interruptible en considérant que les clients participants n'ont pas nécessairement recours à une énergie alternative, quitte à ce que plus d'une classe de service interruptible soit créée.

## 5.6 OPINION DE LA RÉGIE

### *Mise en contexte*

[186] La Régie constate que l'utilisation de la méthode d'évaluation de la journée de pointe génère une prévision de la demande supérieure à celle découlant de l'utilisation de la méthode basée sur l'hiver extrême.

**TABLEAU 5**  
**BESOINS D'APPROVISIONNEMENT**  
**(en 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)**

En 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	2015	2016	2017	2018
Journée de pointe <sup>(1)</sup>	33 340	33 758	35 024	37 049
Hiver extrême <sup>(1)</sup>	31 294	31 684	32 587	34 557

*Note : scénario option 3 actuelle.*

*Source : pièce B-0268, p. 1.*

[187] La Régie est d'avis que le Distributeur doit avoir à sa disposition l'ensemble des outils requis pour faire face à l'hiver extrême et à la journée de pointe. Cependant, la Régie juge que le Distributeur doit choisir les meilleurs outils pour répondre aux différents besoins. C'est dans cette optique que le Distributeur dispose déjà d'outils de transport et d'entreposage qui ont chacun leurs caractéristiques et leurs coûts.

[188] Dans sa décision D-2013-179, la Régie demandait au Distributeur d'évaluer des solutions alternatives.

*« [46] La Régie considère qu'il est important que le Distributeur étudie en temps utile les solutions alternatives pour répondre à des besoins de faible récurrence plutôt que de s'engager sans faire les analyses normalement requises pour une période de 15 ans ».*

[189] La preuve démontre que depuis 1970, tenant compte du modèle proposé par le Distributeur, seulement six journées auraient présenté une demande de pointe supérieure aux besoins de l'hiver extrême<sup>22</sup>. La Régie considère donc que l'approvisionnement des besoins entre l'hiver extrême et la journée de pointe vise à satisfaire des besoins de faible occurrence.

[190] Pour satisfaire ces besoins de faible occurrence, le Distributeur envisage contracter essentiellement des outils de transport sur le marché secondaire ou ferme. Sur l'horizon du Plan 2015-2018, le coût de ces outils est estimé à plus de 122 M\$<sup>23</sup>.

[191] Le Distributeur a évalué deux solutions alternatives, soit l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et l'implantation d'un nouveau service interruptible (volet C), mais il n'a pas jugé opportun de les mettre en place pour les motifs invoqués à la sous-section 5.4.

[192] Le Distributeur a confirmé lors de l'audience que, tenant compte des hypothèses retenues pour l'implantation du volet C, les coûts unitaires de cette solution varient de 1,31 \$ à 1,71 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe. L'augmentation des coûts annualisés de la capacité de vaporisation à l'usine LSR pour sa part serait de 3,20 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe<sup>24</sup>.

[193] Les coûts unitaires d'approvisionnement des outils que le Distributeur prévoit contracter pour satisfaire les besoins entre l'hiver extrême et la journée de pointe varient ainsi :

- 27,02 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe pour l'année 2015;
- 17,79 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe pour l'année 2016;
- 17,78 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe pour l'année 2017;
- 6,97 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/journée de pointe pour l'année 2018<sup>25</sup>.

---

<sup>22</sup> Pièce B-0129, p. 34.

<sup>23</sup> Pièce B-0260, p. 31, ligne 43.

<sup>24</sup> Pièce A-0061, p. 72 et 73.

<sup>25</sup> Pièce A-0061, p. 76 à 78.

[194] La Régie observe que l'écart entre le coût d'implantation des outils spécifiques envisagés par la Régie dans sa décision D-2013-179 et permettant de répondre à des besoins de faible occurrence et le coût de contracter des outils de transport pour répondre à ces besoins est important. En conséquence, elle juge essentiel que le Distributeur déploie tous les efforts pour utiliser des outils de pointe afin de satisfaire des besoins de pointe.

### ***La migration des clients du service interruptible vers le service continu***

[195] De l'avis du Distributeur, le contexte actuel des approvisionnements gaziers est particulièrement difficile et les coûts de transport sur le marché secondaire sont élevés. Ce contexte est temporaire et la situation devrait se résorber à moyen terme avec la construction de capacités de transport additionnelles<sup>26</sup>.

[196] L'hiver 2013-2014 a été qualifié d'extrême. Les capacités de transport disponibles étaient très coûteuses et le prix du mazout était élevé. Le nombre de jours d'interruption a presque atteint les maximums prévus au tarif interruptible.

[197] Dans ce contexte difficile, le Distributeur a accepté qu'un volume important de clients au service interruptible migre, en cours de contrat, au service continu sans tenir compte du coût de cette migration sur les tarifs de transport et d'équilibrage. L'impact tarifaire global net de cette migration est évalué à 19,6 M\$. Ainsi, pour un volume additionnel de  $11,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , il en a coûté  $16,7 \text{ ¢/m}^3$ . Ce coût unitaire est important lorsque comparé au revenu unitaire de transport et d'équilibrage payé par les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.

[198] Ces migrations ont été faites dans le respect des Conditions de service et Tarif. Selon le Distributeur, il n'y avait pas d'enjeu réel de disponibilité de capacité de transport au moment où ces demandes de migration ont été acceptées<sup>27</sup>.

---

<sup>26</sup> Pièce B-0269, p. 1, par. 82.

<sup>27</sup> Pièce B-0269, p. 3 et 4.

[199] La Régie juge que le Distributeur a agi avec prudence en intégrant au contrat type des clauses lui permettant d'exiger le retour de ces clients au service interruptible, advenant l'impossibilité de trouver des capacités de transport.

[200] La Régie constate que le Distributeur inclura dans les appels d'offres prévus à l'automne 2014, pour les capacités à contracter en 2018, les besoins additionnels des clients ayant migré au service continu, alors que ces clients sont très sensibles aux conditions de marché. Ces conditions de marché sont dynamiques et peuvent évoluer à court terme. Ainsi, ces clients pourraient revenir au service interruptible et délaissier le service continu. Dans ce cas, des capacités de transport additionnelles contractées pour une période de 15 ans par le Distributeur ne seraient plus requises.

[201] La Régie est d'avis que la notion de rentabilité à laquelle fait référence le Distributeur devrait également tenir compte de l'impact tarifaire de ces migrations, en cours de contrat, sur les tarifs de transport et d'équilibrage.

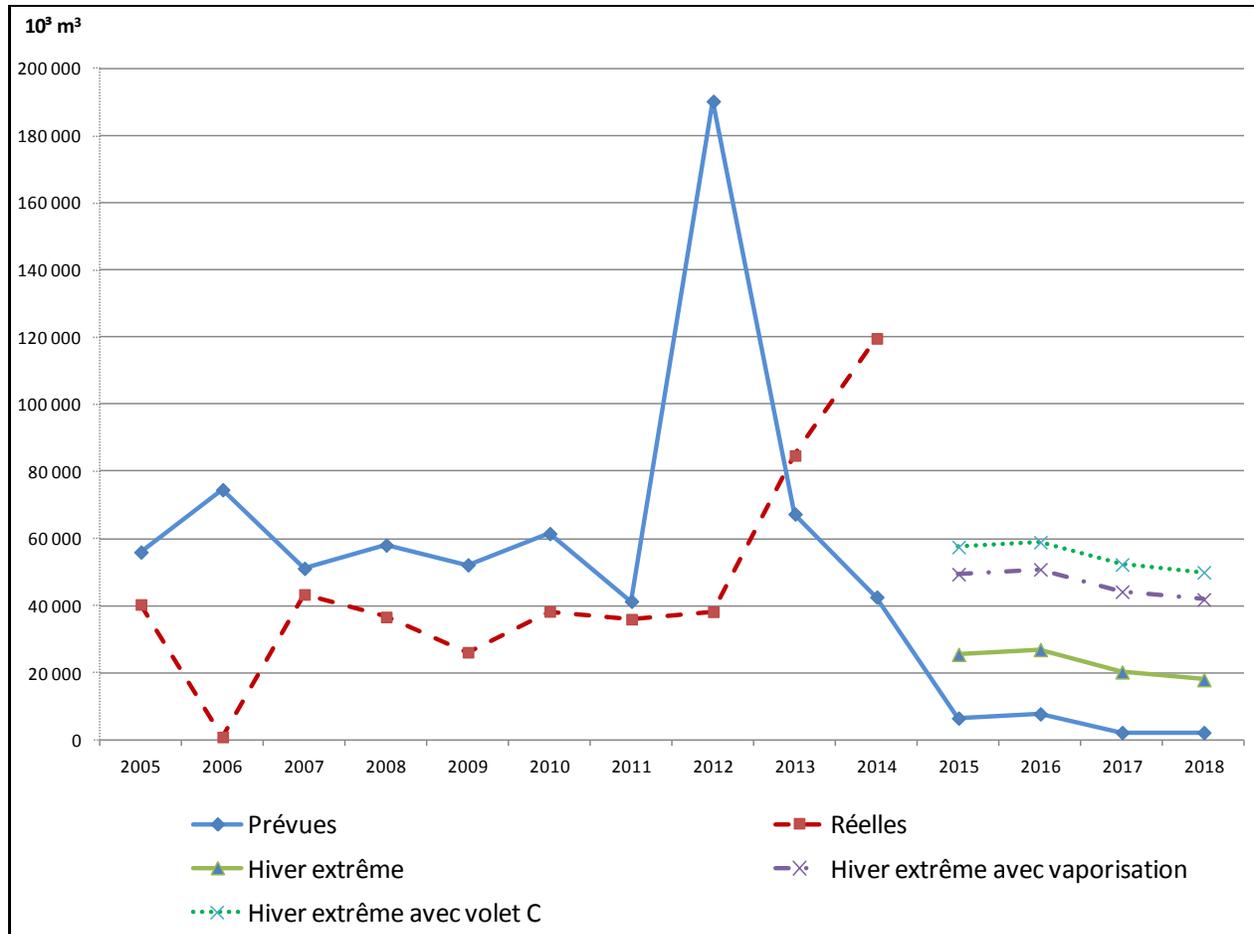
**[202] Pour ces motifs, la Régie demande au Distributeur d'examiner la possibilité de revoir les Conditions de service et Tarif afin de minimiser l'impact de ces migrations sur les clients en service continu. Le Distributeur devra examiner cette possibilité et déposer une proposition à la Régie dans le cadre de la phase 3 du présent dossier.**

*Outils de pointe pour faire face aux besoins de pointe*

[203] La preuve démontre que la mise en place d'outils permettant de satisfaire les besoins de pointe aura inévitablement des répercussions sur le nombre de jours d'interruption.

[204] À l'aide des données fournies par le Distributeur, la Régie a produit le graphique suivant qui illustre l'historique des volumes prévus et réels des interruptions brutes. Ce graphique illustre également les interruptions prévues pour l'hiver extrême du Plan 2015-2018, de même que celles prévues avec l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et avec l'implantation d'un volet C.

**GRAPHIQUE 1 – HISTORIQUE ET PRÉVISION DES VOLUMES INTERROMPUS  
(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**



Sources : pièce B-0261, p. 28 et pièce B-0047, annexes 1 et 2.

[205] La Régie constate que le niveau d'interruption prévu dans le cadre du Plan 2015-2018 est le plus bas observé depuis les 10 dernières années et est pratiquement nul.

[206] La Régie estime que le niveau d'interruption prévu lors d'un hiver extrême à la suite de l'implantation d'un volet C ou de l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR n'est pas démesuré.

[207] La Régie est d'avis que l'importance des coûts des outils d'approvisionnement requis pour combler les besoins entre l'hiver extrême et les besoins de la journée de pointe sur l'horizon du Plan 2015-2018 justifie la mise en place d'outils spécifiques pour répondre aux besoins au-delà de l'hiver extrême.

### *Service interruptible*

[208] La Régie considère que le Distributeur doit poursuivre son analyse visant la mise en place d'un volet interruptible destiné aux clients du tarif D<sub>4</sub> (volet super interruptible). Le Distributeur devra considérer, comme proposé par l'UC le fait que ces clients pourraient ne pas posséder de source d'énergie alternative.

[209] La Régie est d'avis que l'implantation d'un volet super interruptible ne devrait pas faire concurrence au tarif interruptible actuel. En effet, dans la mesure où ce nouveau volet est un outil de dernier recours dont l'utilisation serait de très faible occurrence, il ne devrait pas constituer une source d'économie aussi avantageuse que le volet interruptible actuel. En effet, la grande partie de la rémunération (la partie variable du tarif) serait octroyée lorsque les clients seraient réellement interrompus. Sur la base des données historiques fournies par le Distributeur, ce volet super interruptible aurait été utilisé six fois depuis l'année 1970.

[210] Enfin, la Régie considère que la mise en place d'un volet super interruptible ne requiert pas d'investissement additionnel en termes d'immobilisations. Elle tient à préciser que ce volet n'a pas nécessairement à couvrir l'ensemble de l'écart des besoins entre l'hiver extrême et la journée de pointe.

[211] Par ailleurs, considérant les migrations observées depuis un certains temps du service interruptible au service continu, la Régie est d'avis qu'il est important de revoir les volets A et B du service interruptible actuellement en vigueur. La Régie juge nécessaire qu'une telle réflexion se fasse en même temps que celle portant sur l'implantation du volet super interruptible.

**[212] La Régie demande au Distributeur de revoir les volets A et B du service interruptible et d'examiner la possibilité de mettre en place un volet super interruptible. Elle demande donc au Distributeur de déposer une proposition à cet effet dans les meilleurs délais.**

### *Capacité de vaporisation à l'usine LSR*

[213] La Régie réitère son intérêt pour l'option visant l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR, dans l'hypothèse où le Distributeur envisage un écart important, à moyen et long termes, entre les besoins de l'hiver extrême et les besoins de la journée de pointe.

### *Capacités fournies par le client GNL*

[214] Gaz Métro mentionne que les analyses préliminaires laissent entrevoir que le client GNL (activité de vente de GNL) pourrait fournir, au bénéfice des autres clients du Distributeur, l'équivalent du volume quotidien fixé au service continu. Par exemple, en fonction des données du dossier tarifaire 2014-2015, ces capacités seraient de 264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (10 000 GJ/jour) pour l'hiver 2016-2017 et 396 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (15 000 GJ/jour) pour l'hiver 2017-2018 lors d'une journée de pointe.

[215] En échange de la fourniture de ces capacités, le client GNL pourrait aller chercher un volume équivalent dans les réservoirs de l'usine LSR. Il est à noter qu'un tel arrangement avec le client GNL pourrait occasionner des frais à ce dernier, notamment en raison de l'arrêt du liquéfacteur et de son redémarrage.

[216] La Régie prend note que Gaz Métro devra revoir son analyse, notamment au sujet de la méthode de prévision de la journée de pointe et les projets spécifiques d'ajout de vaporisation et de nouvelle classe tarifaire. Elle note également que le Distributeur devrait être en mesure de revenir à la Régie vers la mi-janvier 2015 avec la confirmation que ce projet est réalisable<sup>28</sup>.

**[217] La Régie demande au Distributeur de déposer à la mi-janvier 2015, dans le présent dossier, une proposition visant la mise en place de cette option relative au client GNL afin qu'elle soit examinée et que les capacités soient disponibles pour l'hiver 2016-2017.**

---

<sup>28</sup> Pièce B-0270.

### *Apport à la pointe du site de Saint-Flavien*

[218] La Régie partage l'avis de la FCEI quant au fait que la pointe survient historiquement en janvier et que l'apport à la pointe du site de Saint-Flavien devrait correspondre aux retraits prévus pour ce mois, soit  $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , plutôt que le niveau de  $1\,287\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  utilisé par Gaz Métro.

**[219] La Régie estime que le Plan 2015-2018 devrait tenir compte de cette réalité climatique et demande à Gaz Métro de s'enquérir auprès d'Intragaz le plus rapidement possible, quant à la possibilité de maximiser les retraits en janvier, quitte à diminuer les retraits lors des autres mois. Le Distributeur devra faire le point sur cette possible solution lors du prochain plan d'approvisionnement.**

### *Conclusion sur le plan d'approvisionnement 2015-2018*

[220] Considérant l'ensemble des éléments de décision qui précèdent, la Régie demande au Distributeur de mettre à jour son Plan 2015-2018.

[221] Compte tenu des nouveaux besoins identifiés, la Régie autorise le Distributeur à contracter les capacités de transport requises pour répondre aux besoins de la journée de pointe pour l'année 2015 du plan d'approvisionnement.

[222] Pour les autres années du Plan 2015-2018, la Régie demande au Distributeur de tenir compte de la capacité de pointe qui pourrait être fournie par le client GNL pour les années 2017 et 2018. Quant au volet super interruptible et augmentation de la capacité de retrait du site de Saint-Flavien, ou toute autre alternative, le Distributeur devra faire une projection raisonnable de ce qui pourra être mis en place sur l'horizon du plan.

**[223] Le Distributeur devra déposer, au plus tard le 11 décembre 2014 à 12 h, son Plan 2015-2018 révisé, identifiant les quantités de transport qu'il prévoit soumissionner auprès de TCPL pour l'année 2018, et l'ensemble des pièces requises pour la détermination des tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année tarifaire 2015, tenant compte des éléments de la présente décision.**

[224] **Par ailleurs, dans la mesure où le déplacement à Dawn des livraisons de la clientèle en achats directs est reporté au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2016, la Régie accepte de prolonger l'application de la méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2014-064 jusqu'au 1<sup>er</sup> novembre 2016.**

## **6. OUTIL DE MAINTIEN DE FIABILITÉ ET VENTES ADDITIONNELLES DE GNL**

[225] Gaz Métro dépose une méthodologie modifiée de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité pour compenser la capacité d'entreposage de l'usine LSR utilisée par l'activité GNL. Elle demande à la Régie d'approuver cette méthodologie ainsi que les conditions d'application et l'attribution des coûts d'entreposage.

[226] Gaz Métro demande également que l'achat de l'outil de maintien de fiabilité, ainsi que le risque accompagnant cet achat, soient assumés par le client GNL.

[227] La Régie constate que pour l'année 2015, comme les besoins en approvisionnement sont définis sur la base de la journée de pointe, la capacité d'entreposage de l'usine LSR n'est pas entièrement requise. Ainsi, l'activité GNL peut utiliser la capacité dont elle a besoin sans qu'il soit nécessaire d'acquérir un outil de maintien de fiabilité.

[228] Tenant compte de la situation qui prévaut pour 2015, la Régie est d'avis qu'il n'est pas urgent de se prononcer sur les demandes du Distributeur dans la présente décision. Celles-ci seront donc traitées dans la phase 3 du présent dossier.

[229] Par ailleurs, Gaz Métro demande l'autorisation de procéder à des ventes additionnelles *court terme* de GNL, en fonction des volumes résiduels excédentaires dans les réservoirs de l'usine LSR à la fin de la période hivernale.

[230] Le Distributeur indique en audience ne pas avoir d'objection à ce que cette demande soit traitée en phase 3, du présent dossier, compte tenu que les ventes additionnelles se feront après l'hiver. Il précise cependant souhaiter qu'une décision soit rendue avant la fin de l'hiver, de façon à permettre à l'activité GNL de communiquer l'information au marché.

**[231] La Régie prend acte de ces considérations et avise le Distributeur qu'elle traitera de la question des ventes additionnelles de GNL et de la méthodologie modifiée des coûts de maintien de fiabilité en phase 3 du présent dossier.**

## **7. INCITATIF À LA PERFORMANCE**

[232] Dans le dossier tarifaire 2013-2014, Gaz Métro avait déposé une proposition d'incitatif à la performance sur les transactions financières et les transactions spéciales visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour les exercices 2014 et 2015. Cette proposition consistait principalement à maintenir la formule de bonification ordonnée par la Régie pour l'exercice 2013.

[233] Dans sa décision D-2014-077, la Régie a maintenu la bonification correspondant à 10 % des revenus réels des transactions financières, sous réserve des deux modifications suivantes :

*« [482] Par conséquent, la Régie considère que les transactions de plus de 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée ne peuvent être considérées comme des transactions financières d'optimisation.*

*[...]*

*[485] Par conséquent, la Régie exclut, jusqu'à l'approbation de cette éventuelle approche, les transactions de prêt d'espace des transactions financières ».*

[234] La Régie a approuvé l'incitatif pour l'année 2014 seulement.

[235] Gaz Métro propose de reconduire, pour les exercices 2015 et 2016, l'incitatif à la performance sur les transactions financières approuvé pour l'exercice 2014.

[236] La Régie juge que le Distributeur doit optimiser le plus possible en cours d'année la planification d'achat de capacité de transport, en tenant compte des coûts élevés sur le marché secondaire. À cet égard, elle lui demande de faire tous les efforts pour mettre en place, en temps utile, des outils permettant de faire face à des besoins de faible occurrence.

[237] **La Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2014-2015.**

## **8. TAUX DE SATURATION DU RÉSEAU**

[238] Dans sa décision D-2013-192, la Régie demandait un suivi sur les critères de conception et d'opération du réseau gazier et un suivi sur les coûts et avantages d'instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.

*« [92] [...] La Régie demande au Distributeur de déposer, dans le forum approprié ou au plus tard au moment du dossier tarifaire 2015, cette nouvelle analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier.*

*[...]*

*[103] La Régie se questionne cependant, tout comme l'UC, s'il ne serait pas avantageux, tant pour la gestion des besoins en amont du territoire desservi par Gaz Métro qu'à l'intérieur de ce territoire, que cette instrumentation soit implantée pour l'ensemble des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.*

*[...]*

*[105] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse évaluant les coûts et les avantages d'instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> ».*

[239] Gaz Métro présente, ci-après, l'état d'avancement de ces suivis demandés par la Régie et les recommandations qui y sont associées.

### **8.1 CRITÈRES DE CONCEPTION ET D'OPÉRATION DU RÉSEAU GAZIER**

[240] Gaz Métro indique que les travaux à l'égard des enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de distribution ne sont pas complétés. Ce délai est occasionné par un niveau d'analyse plus important qu'anticipé et par le fait que Gaz Métro a recours à des experts.

[241] Le Distributeur estime qu'il sera en mesure de compléter ces travaux à l'automne 2014 et de proposer des solutions à la Régie.

[242] Pour l'année 2015, Gaz Métro utilisera les solutions temporaires retenues pour l'année tarifaire 2013-2014, pour tenir compte des taux de saturation élevés de certains tronçons du réseau de transmission. Elle a été en mesure d'obtenir, pour les mois d'hiver, une pression contractuelle minimale de 4 650 kPa à l'entrée du poste de compression de Saint-Maurice et de 5 750 kPa à l'entrée du poste de livraison de Waterloo, pour une période de trois ans. Ces pressions contractuelles remplacent la pression minimale « *Best Effort* » utilisée pour l'année tarifaire 2013-2014.

[243] Le Distributeur précise qu'il pourra, au besoin, pour l'année tarifaire 2014-2015 réduire, de manière exceptionnelle et temporaire, sa marge de sécurité au poste de compression de Saint-Maurice, en sollicitant davantage les deux compresseurs de la station, afin d'augmenter le débit maximal du réseau de transmission du Saguenay. Ces solutions temporaires permettront de répondre à la demande de pointe projetée pour l'hiver 2015.

[244] L'ACIG appuie les mesures temporaires sur trois ans, proposées par Gaz Métro, afin de réduire les impacts liés au taux de saturation élevé de certains tronçons de son réseau de transmission.

[245] **La Régie prend acte que le dossier traitant des enjeux de saturation de son réseau sera déposé à l'automne 2014, incluant le suivi à l'égard de l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier.**

## **8.2 AVANTAGES D'INSTRUMENTER L'ENSEMBLE DES CLIENTS DES TARIFS D<sub>4</sub> ET D<sub>5</sub>**

[246] Gaz Métro mentionne que 151 clients sont au tarif D<sub>4</sub>, au tarif D<sub>5</sub> ou en combinaison tarifaire D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Ce nombre exclut les 12 clients instrumentés en 2013.

[247] L'évaluation des coûts pour ce type de projet est constituée principalement des éléments suivants : mise en plan, matériaux, main-d'œuvre de Gaz Métro, main-d'œuvre de l'entrepreneur, programmation par des consultants et ajout d'opérateurs au Centre de contrôle du réseau (CCR).

[248] Gaz Métro précise qu'à l'exception des clients situés sur les réseaux de transmission du Saguenay et de l'Abitibi, le coût unitaire s'élèverait à 17 500 \$. Par ailleurs, un supplément d'environ 5 000 \$ pour les clients du Saguenay et de l'Abitibi devrait être ajouté. Le coût total d'immobilisation serait de 2,7 M\$.

[249] À ces coûts d'immobilisation, il faut ajouter les coûts d'exploitation. Des frais annuels de 240 \$ par unité Supervisory control and data acquisition (SCADA) seraient à prévoir pour les liens cellulaires et un montant annuel de 500 \$ par unité serait prévu afin que les instrumentistes de Gaz Métro puissent dépanner ces unités. De plus, le nombre d'opérateurs actuel du CCR ne permettrait pas d'assurer en tout temps la surveillance des liens de communication, le suivi de l'information recueillie et la répartition des appels de dépannage.

[250] Gaz Métro fait valoir que le principal avantage associé à l'instrumentation des clients serait de suivre, en temps réel, la consommation horaire individuelle des grands clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Ainsi, elle pourrait s'assurer que les clients instrumentés respectent leur débit inscrit au contrat lors de périodes critiques au cours desquelles des interruptions des clients du tarif D<sub>5</sub> sont requises ou, à défaut, lors desquelles Gaz Métro doit solliciter la collaboration des clients afin d'apporter les ajustements requis au rétablissement de la situation en cas d'enjeux opérationnels.

[251] Quant aux avantages en amont de la franchise, le Distributeur rappelle que le CCR suit à distance et en temps réel tous les postes de livraison, incluant ceux des réseaux de transmission. La lecture des débits aux postes de livraison est mise à jour toutes les deux minutes sur l'écran du SCADA. La variation de débit d'un client se reflète dans le débit mesuré au poste de livraison. Avec les outils informatiques du SCADA, les opérateurs du CCR sont en mesure de suivre l'évolution de la demande de la clientèle en temps réel et d'ajuster les livraisons de gaz, au besoin. Le Distributeur ne voit donc pas d'avantage à instrumenter l'ensemble des clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> pour la gestion des besoins d'approvisionnement gazier, puisqu'une saine planification peut être faite à moindre coût avec les outils actuellement en place.

[252] Gaz Métro fait également valoir que l'interruption sur une base horaire pour régler une problématique de demande en journée de pointe se bute à différents obstacles, notamment le fait que tout le système nord-américain d'approvisionnement et de transport du gaz naturel est basé sur une période d'une journée et non pas d'une heure.

[253] Elle souligne également qu'elle ne peut interrompre son service qu'avec un préavis minimal de deux heures selon l'article 16.4.6 des Conditions de service et Tarif.

[254] Compte tenu des coûts et des avantages limités qui en découlent, Gaz Métro recommande de ne pas instrumenter tous les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>. Le Distributeur recommande plutôt d'instrumenter les clients au cas par cas, lorsqu'il estime la mesure nécessaire.

[255] L'UC se demande si l'évaluation de l'instrumentation des clients ne devrait pas se faire dans un contexte plus général de gestion des approvisionnements et recommande à la Régie de demander à Gaz Métro de poursuivre ses analyses (classe interruptible et instrumentalisation des clients D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>) dans ce contexte.

[256] La Régie constate que, bien que la gestion de la demande s'effectue sur une base quotidienne en amont de la franchise, il existe tout de même des composantes horaires dont, notamment, le deux heures requis pour que les clients interruptibles s'interrompent. La Régie note également que le Distributeur propose, comme demandé par la Régie, un tarif pour la flexibilité opérationnelle à l'intérieur d'une journée gazière.

[257] Le sujet de la flexibilité opérationnelle sera également abordé dans le cadre de l'examen sur les caractéristiques des contrats d'entreposage avec Union Gas.

[258] La Régie juge qu'elle n'a pas à sa disposition toute la preuve requise pour se prononcer sur l'opportunité d'instrumenter les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> dans le présent dossier. **Dans ce contexte, elle prend acte de la position du Distributeur et l'invite à poursuivre ses analyses sur la pertinence d'instrumenter les clients des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.**

### **8.3 RECONDUCTION DU NOMBRE MAXIMUM DE JOURS D'INTERRUPTION POUR DES RAISONS OPÉRATIONNELLES**

[259] Parmi les mesures temporaires prévues pour l'hiver 2013-2014, Gaz Métro avait demandé à la Régie d'approuver un nombre maximum de jours d'interruption pour des raisons opérationnelles pour le volet A, ainsi que la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage, le cas échéant. Le nombre maximum de jours d'interruption proposé pour tenir compte des enjeux opérationnels avait été établi au niveau du nombre de jours maximum du dossier tarifaire 2013.

[260] Le Distributeur précise que, dans les faits, aucune journée excédentaire d'interruption pour des enjeux opérationnels n'a été utilisée durant l'hiver 2013-2014. Ainsi, ces journées n'ont eu aucune incidence cette année dans le calcul du prix d'équilibrage et n'affecteront pas non plus le calcul du prix d'équilibrage qui sera proposé au dossier tarifaire 2014-2015.

[261] Gaz Métro constate que le nombre maximum de jours d'interruption est encore à la baisse pour l'année 2014-2015. Considérant qu'un dossier traitant des enjeux de saturation de réseau sera déposé d'ici quelques mois et que, conséquemment, de nouvelles mesures permanentes pour répondre à ces enjeux ne pourront être en place à l'hiver 2014-2015, Gaz Métro estime prudent de reconduire pour l'hiver 2014-2015 le nombre de jours maximum d'interruption pour des raisons opérationnelles, approuvé par la décision D-2013-192.

[262] Par ailleurs, considérant que l'alternative tarifaire ne sera pas utilisée pour l'hiver 2014-2015, le Distributeur reporte l'analyse de la problématique relative à la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage et propose de conserver la méthode proposée à la pièce B-0082, page 36, du dossier R-3837-2013.

[263] À la suite du dépôt du dossier traitant des enjeux de saturation de réseau, si un nombre de jours maximum d'interruption pour des raisons opérationnelles était maintenu, Gaz Métro s'engage à réaliser une analyse relative à la reconnaissance des journées réelles d'interruption. Cette analyse sera déposée dans le dossier R-3867-2013 portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro.

[264] **La Régie approuve la considération d'un nombre maximum de jours d'interruption pour des raisons opérationnelles pour le volet A, ainsi que la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage, le cas échéant.**

[265] **La Régie prend acte du report de l'analyse de la problématique relative à la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage et que cette analyse sera déposée, le cas échéant, dans le cadre du dossier R-3867-2013.**

## **9. CALENDRIER POUR UN INDICATEUR DE PERFORMANCE**

[266] Dans sa décision D-2013-091, la Régie ordonnait à Gaz Métro de :

*« [...] présenter, dans le cadre du dossier tarifaire 2015 et avant le 1<sup>er</sup> mai 2014, un calendrier détaillé permettant d'encadrer la conception d'un indicateur de performance. Ce calendrier doit notamment prévoir des rencontres avec les intervenants représentant les consommateurs et le personnel technique de la Régie, les dates de dépôt des réflexions du distributeur de même que les dates de dépôt des commentaires écrits des intervenants et, le cas échéant, des experts retenus par ces derniers sur les réflexions du distributeur »<sup>29</sup>.*

[267] De plus, la Régie demandait à Gaz Métro *« d'intégrer à sa nouvelle proposition toutes les orientations émises dans la présente décision et d'analyser de façon exhaustive toutes les pistes d'améliorations indiquées »<sup>30</sup>.*

[268] Le Distributeur présente le calendrier détaillé permettant l'élaboration d'un indicateur de performance.

[269] Gaz Métro amorcera prochainement le travail d'analyse, incluant l'étude de toutes les orientations et pistes d'améliorations indiquées par la Régie, et prévoit déposer son document de réflexion contenant le résultat de ses analyses le 15 décembre 2014.

---

<sup>29</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, p. 32, par. 137.

<sup>30</sup> Idem, p. 14, par. 47.

[270] Entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 28 février 2015, le Distributeur propose de tenir des séances de travail avec les intervenants représentant les consommateurs et le personnel technique de la Régie, à toutes les deux semaines et en fonction des disponibilités de tous.

[271] De plus, Gaz Métro propose que le dépôt des commentaires écrits des intervenants se fasse un mois après la fin des séances de travail, soit au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2015.

[272] Gaz Métro prévoit ainsi déposer sa seconde proposition d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement dans le cadre du dossier tarifaire 2016, pour une mise en application à l'année tarifaire 2017.

[273] **La Régie prend acte du calendrier proposé et autorise la tenue des séances de travail.**

## 10. PROGRAMMES DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[274] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour la période se terminant le 30 septembre 2016. Ce programme offre une réduction aux clients dans le cas d'une situation concurrentielle défavorable pour le gaz naturel. Depuis sa création, ce programme a permis de prévenir une perte de volumes et de revenus et de prémunir l'ensemble de la clientèle contre les hausses tarifaires qui en résulteraient.

[275] Compte tenu du fort avantage concurrentiel du gaz naturel dans les marchés commerciaux et industriels qui perdure depuis près de 10 ans, tant à l'égard du mazout qu'à l'égard de l'électricité, le GRAME est d'avis qu'il serait opportun de réviser à la baisse la limite de 100 % des revenus de distribution préservés.

[276] La Régie juge que cet enjeu n'est pas prioritaire, compte tenu de la position concurrentielle actuelle du gaz naturel sur le marché.

**[277] La Régie reconduit donc, jusqu'au 30 septembre 2016, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie.**

## **10.1 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 2014-2015**

[278] Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte des divers suivis effectués à sa demande à l'égard du PGEÉ, d'approuver les budgets du PGEÉ 2014-2015, de prendre acte des modifications apportées aux modalités et aux aides financières des programmes existants du PGEÉ, des nouvelles modalités du programme PE234 et de lever la suspension de ce programme. Le Distributeur demande également à la Régie de prendre acte de la mise à jour de l'évaluation des coûts évités du gaz naturel.

## **10.2 MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS DU GAZ NATUREL**

[279] Aux fins du PGEÉ, Gaz Métro présente, en dollars courants, la projection du coût évité à l'horizon 2022, telle qu'établie par Michel Kayal et Associés. Les principales méthodes utilisées pour le calcul des coûts évités ont déjà été décrites dans l'étude déposée dans le cadre du dossier R-3444-2000, phase 1.

[280] Gaz Métro estime le coût évité projeté de 1 m<sup>3</sup> de gaz naturel pour 2015, incluant un prix de fourniture moyen de gaz naturel de 14,66 ¢/m<sup>3</sup>, à 24,60 ¢/m<sup>3</sup> pour les volumes de base et à 34,10 ¢/m<sup>3</sup> pour les volumes de chauffage. Le tableau 6 représente les projections du coût évité pour la période de 2013 à 2022.

**TABLEAU 6**  
**PROJECTION DU COÛT ÉVITÉ DU GAZ NATUREL POUR GAZ MÉTRO, 2013 À 2022**  
**(¢/m<sup>3</sup>)<sup>1</sup>**

	2013 <sup>2</sup>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>BASE</b>										
Fourniture (coût du gaz)	13,54	13,45	14,66	13,94	13,98	14,29	14,57	14,86	15,16	15,46
Transport	6,26	6,17	6,28	6,41	6,54	6,67	6,80	6,94	7,07	7,22
Gaz de compression	0,37	0,35	0,40	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
Équilibrage	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz perdu	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
Rendement <sup>3</sup>	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
Distribution <sup>4</sup>	0,89	0,90	2,92	3,15	3,36	3,59	3,83	4,11	4,19	4,27
<b>TOTAL</b>	<b>21,38</b>	<b>21,19</b>	<b>24,60</b>	<b>24,22</b>	<b>24,60</b>	<b>25,29</b>	<b>25,96</b>	<b>26,68</b>	<b>27,21</b>	<b>27,75</b>
<b>CHAUFFAGE</b>										
Fourniture (coût du gaz)	13,54	13,45	14,66	13,94	13,98	14,29	14,57	14,86	15,16	15,46
Transport	6,26	6,17	6,28	6,41	6,54	6,67	6,80	6,94	7,07	7,22
Gaz de compression	0,37	0,35	0,40	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
Équilibrage	9,51	9,26	9,43	9,62	9,81	10,00	10,20	10,41	10,62	10,83
Gaz perdu	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26
Rendement <sup>3</sup>	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
Distribution <sup>4</sup>	0,89	0,90	2,92	3,15	3,36	3,59	3,83	4,11	4,19	4,27
<b>TOTAL</b>	<b>30,96</b>	<b>30,52</b>	<b>34,10</b>	<b>33,91</b>	<b>34,48</b>	<b>35,36</b>	<b>36,24</b>	<b>37,16</b>	<b>37,90</b>	<b>38,66</b>

Note 1 : En dollars courants.

Note 2 : 12 mois se terminant le 30 septembre 2013.

Note 3 : Rendement : Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F.T.C.

Note 4 : Distribution : Renforcement du réseau, redevances à la Régie de l'énergie, à la Régie du bâtiment, au Fonds vert, au SPEDE et quote-part versée au MÉRN.

Source : pièce B-0055, p. 21.

[281] En ce qui a trait aux coûts évités considérés au-delà de 2022 pour les mesures du PGEÉ qui ont une longue durée de vie<sup>31</sup>, Gaz Métro applique un taux d'inflation de 2 % par année sur la durée de vie de ces différentes mesures.

[282] L'UC demande à la Régie de réévaluer si la méthode des coûts marginaux ciblés reste pertinente 14 ans après sa décision initiale et compte tenu des changements vécus dans l'industrie gazière. L'intervenante recommande que Gaz Métro procède à une mise à jour en profondeur des paramètres permettant d'établir ses coûts évités et de les intégrer, lorsqu'approprié, dans ses analyses de rentabilité<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> Pièce B-0127, p. 104.

<sup>32</sup> Pièce C-UC-0021, p. 12 et 13.

[283] L'UC souligne<sup>33</sup> l'importance de tenir compte spécifiquement de l'impact des mesures d'efficacité énergétique sur certaines portions du réseau connaissant une saturation. Par ailleurs, l'intervenante se montre préoccupée de l'évolution future des coûts de transport et surtout du fait que leurs coûts marginaux n'aient pas été pris en compte par le consultant de Gaz Métro dans l'établissement des coûts évités. En effet, l'intervenante souligne dans sa preuve que les coûts évités ont été établis à partir de coûts moyens et non de coûts marginaux.

[284] La Régie juge qu'il serait prématuré, dans le contexte actuel d'incertitude sur le prix et les capacités de transport du gaz naturel, de procéder à une mise à jour en profondeur de la méthodologie des coûts évités.

[285] La Régie considère que les coûts évités présentés par Gaz Métro constituent une estimation acceptable permettant d'évaluer la rentabilité des mesures du PGEÉ pour les deux prochaines années.

[286] **La Régie prend acte de l'évaluation des coûts évités du gaz naturel.**

### **10.3 MODIFICATIONS AUX MODALITÉS ET AUX AIDES FINANCIÈRES DES PROGRAMMES EXISTANTS DU PGEÉ DE GAZ MÉTRO**

[287] Gaz Métro souligne les faits saillants du PGEÉ :

- des modifications aux paramètres de certains programmes à la suite de leur évaluation : « PE111 Chaudière efficace », « PE207 Étude de faisabilité CII », et « PE211 Étude de faisabilité VGE »;
- des modifications aux aides financières de deux programmes « PE111 Chaudière efficace » et « PE225 Aérotherme à condensation » (projet pilote);
- des modifications à certaines modalités du programme « PE226 Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments » à la suite du retrait d'Hydro-Québec de ce programme.

---

<sup>33</sup> Pièce C-UC-0026, p. 4 à 7.

[288] **La Régie approuve les modifications demandées, à l'exception des programmes « PE111 Chaudière efficace à condensation » et « PE124 Fenêtres Energy Star », pour lesquels elle désire apporter certaines précisions.**

### 10.3.1 « PE111 CHAUDIÈRES À CONDENSATION »

[289] Le rapport d'évaluation du programme PE111 du 21 novembre 2013 aborde la variation de l'efficacité des chaudières à condensation en fonction de la température de retour du fluide caloporteur à la chaudière<sup>34</sup>. Il rappelle que « *l'efficacité saisonnière nominale d'une chaudière est mesurée pour une température de retour d'eau précise, établie à 49 °C selon la norme CSA P.2.* ». Compte tenu du climat québécois, le Centre des technologies du gaz naturel (CTGN) estime que c'est la valeur maximale des différentes gammes de température présentées qui devrait être utilisée dans le cas du programme de Gaz Métro, c'est-à-dire 60 °C pour des plinthes hydroniques, 49 °C pour un système à air chaud et 38 °C pour un plancher radiant. Le CTGN estime qu'une chaudière à condensation avec une efficacité saisonnière nominale d'environ 90,5 % verrait son efficacité saisonnière diminuer autour de 87 % avec une température d'eau de retour de 60 °C.

[290] Selon le rapport d'évaluation, 96 % des participants au programme PE111 utilisent un système de chauffage hydronique pour lequel la gamme de température de retour en opération peut atteindre 60 °C et pour lequel l'évaluateur a retenu une efficacité de 92 %<sup>35</sup>. La Régie constate également que ni la valeur maximale d'opération estimée par le CTGN pour les plinthes hydroniques, ni la valeur moyenne de cette température au cours d'une saison de chauffage ne sont vérifiées lors des évaluations puisqu'« *aucune activité de mesurage sur site n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation du programme PE111 visant à mesurer les températures d'eau de retour des circuits de chauffage ou de l'efficacité des chaudières* »<sup>36</sup>.

---

<sup>34</sup> Rapport final d'évaluation du programme PE111, novembre 2013, p. 19.

<sup>35</sup> Rapport final d'évaluation du programme PE111, novembre 2013, p. 20.

<sup>36</sup> Pièce B-0249, p. 32.

[291] Les performances du programme de chaudières à condensation sont donc établies sur un rendement saisonnier de 92 % de cet équipement établi sur la base d'une estimation d'une température maximale de retour en opération de 60 °C qui s'applique à 96 % des participants. Or, le régime de condensation n'apparaît qu'à une température inférieure à 56 °C<sup>37</sup>.

[292] La Régie considère que l'estimation de la valeur de 92 % pour l'ensemble des chaudières du programme a besoin d'être vérifiée lors des évaluations et qu'il y a aussi besoin de sensibiliser la clientèle et les installateurs à l'importance d'un contrôle optimal de la température de retour afin de bénéficier du rendement accru de cette technologie.

[293] La Régie estime qu'une modalité simple de vérification de qualité de ces programmes, portant sur les températures de retour vers les chaudières à condensation subventionnées, pourrait être mise en place.

**[294] Elle demande à Gaz Métro de proposer les modalités d'une telle vérification dans le prochain dossier tarifaire.**

### **10.3.2 « PE124 FENÊTRES ENERGY STAR »**

[295] Ce programme, doté d'un budget de l'ordre de 100 k\$, dont seulement 18 k\$ sont versés en aides financières, a rejoint 14 participants au cours des cinq premiers mois de 2014. Il présente une rentabilité (TCTR) négative supérieure à 90 k\$ et le test du participant (TP) est également négatif<sup>38</sup>.

[296] Gaz Métro indique vouloir intensifier ses efforts de commercialisation en 2014-2015 afin d'augmenter la participation au programme pour les années 2015-2016 et 2016-2017<sup>39</sup>. Le TCTR de ce programme s'est amélioré par rapport à 2013-2014, grâce en partie à l'amélioration des coûts évités, mais la baisse en participation fait en sorte que la rentabilité du programme reste négative.

---

<sup>37</sup> Pièce A-0052.

<sup>38</sup> Pièce B-0053, p. 42.

<sup>39</sup> Pièce B-0053, p. 43.

[297] L'évaluation du programme « PE124 Fenêtres Energy Star » est prévue pour 2015-2016. La part qu'occupent les produits certifiés Energy Star dans le marché des fenêtres du secteur résidentiel ainsi que la pertinence de maintenir des subventions pour ces produits seront évalués. Le processus d'évaluation permettra également d'identifier des modifications et améliorations à apporter au programme<sup>40</sup>.

[298] La Régie constate que tous les indicateurs économiques de ce programme sont négatifs, y compris le TP. De plus, elle constate que ce programme bénéficie de programmes d'aide à la rénovation des gouvernements<sup>41</sup>. Il y a donc lieu de se demander, entre autres, si la baisse du nombre de participants n'est pas attribuable à une augmentation du nombre de bénévoles plutôt qu'à un manque d'intérêt de la clientèle envers cette mesure.

[299] Certains intervenants s'interrogent sur la possibilité de devancer l'évaluation de ce programme afin d'éviter d'attendre 2017 pour avoir un portrait du marché des fenêtres Energy Star. Gaz Métro explique qu'il lui faudrait alors devancer de deux ans le budget pour ce faire<sup>42</sup>.

[300] La Régie considère que le programme « PE124 Fenêtres Energy Star » s'applique à toutes les formes d'énergie. L'évaluation de cette mesure intéresse non seulement Gaz Métro et Gazifère, mais aussi HQD, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada qui appuient également cette mesure à travers différents programmes ou réglementations relatifs à la rénovation et à la construction.

[301] Malgré les différences des modalités de leurs programmes respectifs et les possibles différences de résidences-types selon la source d'énergie, la Régie juge qu'il est de l'intérêt des différents distributeurs de partager les évaluations déjà existantes de cette mesure ou de réaliser une évaluation commune.

**[302] La Régie considère prématuré que Gaz Métro investisse dans une campagne de promotion de son programme « PE124 Fenêtres Energy Star » alors qu'aucune évaluation ne permet de savoir dans quels segments de marché ce programme mérite d'être poursuivi.**

---

<sup>40</sup> Pièce B-0249, p. 30.

<sup>41</sup> Pièce B-0249, p. 27 et 28.

<sup>42</sup> Pièce A-0054, p. 51 et 52.

[303] **La Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, une synthèse des évaluations déjà effectuées des divers programmes « PE124 Fenêtres Energy Star » et l’invite à faire les ajustements budgétaires requis à cette fin. La Régie n’accorde pas de budget spécifique pour cette évaluation qui devrait entrer dans le cadre des frais courants de suivi et de gestion du PGEÉ de Gaz Métro.**

[304] Par ailleurs, la Régie note qu’une subvention plus élevée est accordée dans les régions climatiques plus froides, compte tenu que le surcoût moyen y est plus élevé alors que la mesure y offre plus d’économies d’énergie. Cette mesure y est donc plus rentable avant subvention. Selon les informations obtenues auprès de Ressources naturelles Canada relatives aux fenêtres Energy Star homologuées après le 1<sup>er</sup> juin 2010, le surcoût moyen des fenêtres homologuées pour la zone C est deux fois plus élevé que pour la zone B. La Régie est d’avis que l’offre d’une subvention plus élevée dans ces marchés ne peut qu’encourager l’écart de prix qui y prévaut. **Elle invite Gaz Métro à réévaluer le niveau de subvention de la zone C pour le prochain dossier tarifaire.**

[305] **La Régie approuve le programme « PE124 Fenêtres Energy Star » et demande à Gaz Métro d’en réviser le budget, compte tenu de la suppression de la campagne de promotion du programme.**

#### **10.4 NOUVELLES MODALITÉS ET LEVÉE DE LA SUSPENSION DU PROGRAMME « PE234 PRÉ-CHAUFFAGE SOLAIRE »**

[306] Gaz Métro propose de modifier les modalités du programme PE234 afin d’améliorer sa rentabilité et de permettre la levée de sa suspension. L’évaluation du programme<sup>43</sup> montre qu’il est possible de diminuer les surcoûts des systèmes de préchauffage solaires grâce à une stratégie de mise en marché qui augmente la proportion de projets dans le secteur de la nouvelle construction et qu’il est possible d’accroître les économies attribuables au programme en augmentant le nombre de projets dans les bâtiments à vocation industrielle.

---

<sup>43</sup> Pièce B-0134, p. 76.

[307] Le Distributeur ajoute une nouvelle exigence au programme dans le but de retenir uniquement les projets les plus rentables, soit ceux avec une période de retour sur l'investissement (PRI) maximale de 20 ans. Cette nouvelle modalité élimine moins du quart des projets historiquement accordés qui affectaient lourdement la rentabilité du programme. Avec les nouveaux paramètres qui découlent de cette nouvelle exigence, le programme de préchauffage solaire affiche un TCTR positif dès l'année 2015-2016. L'exigence additionnelle proposée au niveau de la PRI incitera le marché à privilégier les projets les plus rentables.

[308] Gaz Métro propose également<sup>44</sup> d'ajouter une autre modalité permettant de plafonner le montant des subventions du programme PE234. Il s'agit d'un critère d'admissibilité basé sur une PRI minimale d'un an avant subvention et de limiter l'aide financière au montant maximal requis, permettant de ramener la PRI à un an pour tous les autres participants. Cette limite inférieure n'aurait cependant pas d'impact sur la limite maximale de PRI proposée par Gaz Métro en considérant l'historique des PRI des projets soumis au programme entre 2009 et 2012.

**[309] La Régie est satisfaite de ces deux propositions. Elle demande à Gaz Métro de les intégrer au programme « PE234 Pré-chauffage solaire » et de mettre fin au statut de projet-pilote. En conséquence, la Régie approuve le budget associé au programme tel que modifié.**

## 10.5 SUIVIS DEMANDÉS PAR LA RÉGIE

[310] Gaz Métro présente les suivis demandés par la Régie<sup>45</sup>. On retrouve parmi les suivis, le bilan des évaluations des programmes du PGEÉ récentes, en cours et planifiées. La liste des programmes évalués en 2012-2013 est la suivante :

- « PE111 Chaudière efficace » (marché résidentiel);
- « PE207 Étude de faisabilité » (marché CII);
- « PE211 Étude de faisabilité » (marché VGE).

---

<sup>44</sup> Pièce B-0127, p. 121.

<sup>45</sup> Pièce B-0053, p. 15 à 21.

[311] Les évaluations 2014 des programmes suivants sont en cours et seront remises prochainement :

- « PE103 Thermostat électronique programmable » (marché résidentiel);
- « PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire » (marché CII);
- « PE210 Chaudière à condensation » (marché CII);
- « PE224 Hotte à débit variable » (marché CII).

[312] **Outre l'évaluation du programme « PE124 Fenêtres Energy Star » dont le devancement est traité dans la présente décision, la Régie prend acte des suivis présentés par Gaz Métro.**

## 10.6 BUDGET ET OBJECTIFS DU PGEÉ 2014-2015

[313] Le Distributeur présente un budget de 18,7 M\$ pour son PGEÉ 2014-2015. Il se fixe un objectif de 39,4 Mm<sup>3</sup> de nouvelles économies annuelles. Le ratio coût par mètre cube économisé (\$/m<sup>3</sup>) du PGEÉ 2014-2015 est de 0,4742 \$/m<sup>3</sup>, alors qu'il était de 0,5353 \$/m<sup>3</sup> au dossier tarifaire 2014. Selon Gaz Métro, l'augmentation des coûts évités a un impact positif sur la rentabilité des programmes du PGEÉ par rapport à l'année 2014.

[314] Le GRAME note l'objectif quantitatif du PGEÉ de 39 Mm<sup>3</sup>, soit une hausse de 4,32 Mm<sup>3</sup> d'économies, comparativement à l'objectif précédent de 34 Mm<sup>3</sup> pour 2013-2014, et recommande l'approbation du budget du PGEÉ pour atteindre cette cible pour 2014-2015<sup>46</sup>.

[315] Selon le ROEE, l'objectif quantitatif du PGEÉ devrait correspondre à l'atteinte d'un certain pourcentage du potentiel technico-économique (PTÉ) d'économie d'énergie plutôt qu'à la somme des économies des programmes proposés. La méthode utilisée ne semble aucunement tenir compte de l'évolution des coûts évités et de leur impact sur la rentabilité des mesures et sur l'ampleur du PTÉ d'économie d'énergie<sup>47</sup>.

---

<sup>46</sup> Pièce C-GRAME-0018, p. 18.

<sup>47</sup> Pièce C-ROEE-0024, p. 6.

[316] Si le ROEE se dit favorable à la croissance des investissements en efficacité énergétique, il souligne néanmoins son désir d'une maximisation de l'impact énergétique des investissements consentis. Ainsi, le ROEE note que le ratio \$/m<sup>3</sup> économisé est le double de celui de Union Gas et que les aides financières du PGEÉ de Gaz Métro sont généralement plus généreuses que celles des autres distributeurs de gaz naturel. Il recommande d'améliorer la rentabilité du PGEÉ par une meilleure calibration de l'aide financière en fonction des types d'intervention<sup>48</sup>.

[317] Gaz Métro explique l'impact du SPEDE sur sa stratégie à l'égard du PGEÉ. Elle en estime le coût évité à 2,73 ¢/m<sup>3</sup>, soit environ 11 % des coûts évités de base et 8 % des coûts évités de chauffage<sup>49</sup>.

[318] Selon le Distributeur, le coût du SPEDE représente un incitatif additionnel pour mettre en place des mesures d'efficacité énergétique, mais il ne représente pas, à lui seul, un incitatif suffisant permettant de se substituer aux programmes d'efficacité énergétique. L'augmentation des coûts évités liés au SPEDE, tout comme une augmentation des autres composantes des coûts évités, tel que le prix du gaz naturel par exemple, pourrait créer un effet positif sur le PTÉ, puisque des mesures techniquement possibles, mais non rentables économiquement pourraient ainsi devenir rentables. Les programmes d'aide financière du PGEÉ, visant à compenser le surcoût attribuable aux mesures d'efficacité énergétique par rapport aux mesures standards, pourraient donc évoluer vers de nouvelles mesures non actuellement considérées.

**[319] La Régie approuve les objectifs du PGEÉ 2014-2015 et son budget sous réserve des modifications demandées aux programmes « PE111 Chaudières à condensation » et « PE124 Fenêtres Energy Star ».**

---

<sup>48</sup> Pièce C-ROEE-0035, p. 7 à 9.

<sup>49</sup> Pièce B-0127, p. 105 et 106.

## 10.7 MODIFICATIONS PROPOSÉES À LA BONIFICATION DE RENDEMENT LIÉE À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[320] À la suite des demandes de la Régie<sup>50</sup>, Gaz Métro propose<sup>51</sup> une nouvelle formule de bonification qui tient compte d'objectifs plus contemporains du PGÉÉ. La structure de bonification proposée par Gaz Métro est scindée en trois niveaux volumétriques liés aux objectifs annuels, avec une marge de manœuvre progressive par palier illustrée au tableau suivant.

**TABLEAU 7**  
**STRUCTURE DE BONIFICATION PROPOSÉE**

<b>Cible Mm<sup>3</sup></b>	<b>- \$</b>	<b>250 000 \$</b>	<b>1 000 000 \$</b>	<b>1 000 000 \$</b>
< 33	0%	87,5%	100%	100%
30	-	26,3	30,0	30,0
31	-	27,1	31,0	31,0
32	-	28,0	32,0	32,0
33 à 36	0%	85,0%	97,5%	100%
33	-	28,1	32,2	33,0
34	-	28,9	33,2	34,0
35	-	29,8	34,1	35,0
36	-	30,6	35,1	36,0
> 36	0%	83,0%	95%	100%
37	-	30,7	35,2	37,0
38	-	31,5	36,1	38,0
39	-	32,4	37,1	39,0
40	-	33,2	38,0	40,0

Source : pièce B-0053, p. 14.

[321] Le Distributeur explique que la marge de manœuvre progressive pour l'accès à la bonification l'incitera à se fixer des objectifs ambitieux, tout en tenant compte des contraintes budgétaires<sup>52</sup>.

<sup>50</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, p. 101, par. 412 et 413.

<sup>51</sup> Pièce B-0053, p. 11 à 14.

<sup>52</sup> Pièce B-0269, p. 20.

[322] La FCEI estime que la mise en place d'une bonification basée sur la prévision procurera des incitatifs indésirables, puisque pour un niveau d'économie donné, la bonification varie à l'inverse de la prévision. Ainsi, pour des économies réelles de 33 Mm<sup>3</sup>, la formule proposée par Gaz Métro entraînera une bonification de 1 M\$ si la prévision est de 32 Mm<sup>3</sup>, et de 636 824 \$ si la prévision est de 37 Mm<sup>3</sup>. Considérant les résultats du PGEÉ au cours des dernières années et les économies prévues pour 2014-2015 à 2016-2017, l'intervenante recommande plutôt un seuil minimal de 32 Mm<sup>3</sup> pour l'obtention du premier 250 k\$ de bonification<sup>53</sup>. Une bonification additionnelle par mètre-cube économisé de 10 ¢/m<sup>3</sup> serait offerte au-delà de ce seuil et pourrait atteindre un maximum de 750 k\$ à 39,50 Mm<sup>3</sup>.

[323] Le GRAME propose une structure de bonification progressive permettant de motiver Gaz Métro, pour chaque mètre cube additionnel atteint au-delà de la cible minimale annuelle. L'intervenant propose une structure de bonification avec un seuil inférieur de 34 Mm<sup>3</sup> d'économies annuelles basé selon la moyenne de la cible de la Stratégie énergétique du Québec, auquel serait attachée une rémunération minimale de 250 k\$. Le GRAME propose que ce seuil soit ajusté en fonction de la prochaine Stratégie énergétique du Québec qui identifiera une cible pour le gaz naturel. Finalement, il propose d'appliquer une rémunération de l'ordre de 12,5 ¢/m<sup>3</sup> économisé à partir de 34 Mm<sup>3</sup>, ce qui est en dessous de la fourchette des coûts évités de base et de chauffage situés entre 0,246 et 0,341 ¢/m<sup>3</sup> pour les années 2015-2017<sup>54</sup>.

[324] Le ROEÉ recommande à la Régie que le seuil de bonification pour l'octroi d'une récompense maximale se situe davantage autour de 60 Mm<sup>3</sup> pour l'année tarifaire 2015-2016, soit 7,5 % du PTÉ, ou 15 % du potentiel réalisable de 800 Mm<sup>3</sup>. Il recommande également que la bonification soit exprimée en termes de pourcentage maximum du budget du PGEÉ et qu'elle soit rehaussée sensiblement, de sorte à inciter davantage Gaz Métro à exploiter une plus grande portion du PTÉ. Il suggère que la bonification soit établie en fonction de l'atteinte des résultats pour chacun de trois types de programmes, soit les programmes visant la clientèle à faible revenu, les initiatives de transformation des marchés et les programmes d'économie d'énergie<sup>55</sup>.

<sup>53</sup> Pièce C-FCEI-0032, p. 13.

<sup>54</sup> Pièce C-GRAME-0018, p. 24.

<sup>55</sup> Pièce C-ROEÉ-0024, p. 17.

[325] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'accepter le système de bonification proposé par Gaz Métro, car son PGEÉ présenté au présent dossier est très ambitieux, ce qui ressort de la comparaison avec HQD et avec l'historique des sept dernières années.

[326] La Régie constate que les objectifs du PGEÉ de Gaz Métro pourraient être revus en profondeur dans la prochaine politique énergétique du gouvernement du Québec<sup>56</sup>.

**[327] Dans l'attente de cette nouvelle politique énergétique, la Régie accepte la proposition de bonification de rendement liée à l'efficacité énergétique de Gaz Métro.**

## 11. CASEP

[328] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver un montant de 1 M\$ pour le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) dans le coût de service 2015, montant qui servira à alimenter le compte de frais reportés du CASEP. Avec ce montant, Gaz Métro prévoit l'addition de nouveaux projets pour près de 355 clients, pour un volume de 2 718 685 m<sup>3</sup> (équivalant à 3 267 596 litres de mazout n<sup>o</sup> 2), permettant de déplacer 3 766 tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub><sup>57</sup>.

[329] Gaz Métro poursuit la même démarche et observe les mêmes règles d'attribution du CASEP que par le passé, c'est-à-dire qu'elle vise :

- la densification du réseau par l'ajout de clients résidentiels;
- la densification du réseau par l'ajout de clients CII (commerciaux, institutionnels et petits industriels) sur les extensions récentes de réseau;
- la réalisation de projets d'extension de réseau.

---

<sup>56</sup> [http://mem.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Faits-saillants\\_Strategie-energetique.pdf](http://mem.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Faits-saillants_Strategie-energetique.pdf).

<sup>57</sup> Pièce B-0056.

[330] Dans tous les cas, l'énergie déplacée sera principalement du mazout n° 2.

[331] Le GRAME recommande à la Régie de reconduire le CASEP, non seulement parce qu'il aide à atteindre les objectifs de réduction d'émissions de GES, mais aussi parce qu'il s'agit d'un choix logique permettant la densification du réseau, notamment au niveau de la clientèle résidentielle.

[332] Le ROEÉ est d'avis que le programme CASEP doit être maintenu car il n'est pas un substitut, mais agit plutôt en complémentarité avec le SPEDE. L'intervenant recommande le maintien du CASEP dans la mesure où il est rentable et qu'il continue de contribuer significativement à la réduction des émissions de GES.

[333] SÉ-AQLPA abonde dans le même sens. L'intervenant ajoute qu'il sera toujours temps, lorsque le SPEDE aura atteint sa vitesse de croisière, d'évaluer si le CASEP est toujours pertinent.

[334] **La Régie approuve le montant de 1 M\$ demandé pour le CASEP.**

[335] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**PREND ACTE** du calendrier proposé par Gaz Métro pour la conception d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement et **APPROUVE** la tenue des séances de travail prévues;

**APPROUVE** la méthode d'établissement de la journée pointe sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

**APPROUVE** la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice 2014-2015;

**PREND ACTE** du fait que le dossier traitant des enjeux de saturation du réseau de Gaz Métro sera déposé à l'automne 2014 incluant le suivi concernant l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier;

**PREND ACTE** du report de l'analyse de la problématique relative à la reconnaissance des journées réelles excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage et, le cas échéant, de son traitement dans le dossier R-3867-2013;

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement 2015-2018 sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

**DEMANDE** à Gaz Métro de déposer d'ici le **11 décembre 2014 à 12 h**, son Plan 2015-2018 révisé, identifiant les quantités de transport qu'il prévoit soumissionner auprès de TCPL pour l'année 2018, et l'ensemble des pièces requises pour la détermination des tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année tarifaire 2015, tenant compte des éléments de la présente décision;

**RECONDUIT** le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour la période se terminant le 30 septembre 2016;

**APPROUVE** le budget du PGEÉ sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

**APPROUVE** un montant de 1 000 000 \$ pour le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP);

**ACCUEILLE** la demande de traitement confidentiel de Gaz Métro à l'égard des informations caviardées présentées aux annexes 1 et 2 de la pièce Gaz Métro-11, document 8 et en **INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion, pour toute la durée des contrats visés par lesdites informations;

**ORDONNE** à Gaz Métro de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Gilles Boulianne  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Pierre Méthé  
Régisseur

**Représentants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Société en commandite Gaz Métro représentée par M<sup>e</sup> Vincent Regnault;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M<sup>e</sup> Pierre D. Grenier;**

**Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;**

**Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Marc-André LeChasseur.**