

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2014-003

R-3837-2013

13 janvier 2014

Phase 2

---

**PRÉSENTS :**

Marc Turgeon  
Gilles Boulianne  
Françoise Gagnon  
Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

et

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

---

**Décision sur certains éléments du plan d'approvisionnement  
couvrant la période 2015-2019**

*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 2013*



**Intervenants :**

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

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

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

**Option consommateurs (OC);**

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

**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).**

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 10 avril 2013, 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 des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2013 (la Demande). Elle propose de traiter ce dossier en trois phases.

[2] Le 18 avril 2013, la Régie rend sa décision D-2013-059 par laquelle elle accueille la proposition du Distributeur de procéder à l'examen de la Demande en trois phases.

[3] Le 16 mai 2013, par sa décision procédurale D-2013-079, la Régie accorde à l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le ROEE, SÉ/AQLPA et l'UC le droit d'intervenir dans le cadre de la phase 2 et accorde ce droit également à l'ensemble des intervenants reconnus au dossier pour la phase 3.

[4] Le 7 juin 2013, le Distributeur dépose une demande amendée et la preuve sur les différents sujets traités dans le cadre de la phase 2, soit :

- le plan d'approvisionnement – horizon 2014-2016;
- la vente de gaz naturel liquéfié (GNL) et son impact sur le plan d'approvisionnement;
- la stratégie de diversification des indices d'achats de fourniture;
- le projet de déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn;
- les options d'achats de gaz naturel en remplacement de la capacité d'entreposage non renouvelée au 1<sup>er</sup> avril 2013.

[5] Le 28 juin 2013, la Régie rend sa décision D-2013-093 portant sur le déroulement de la phase 2.

[6] Le 21 octobre 2013, lors de l'audience menant à la décision D-2013-179, la Régie traite, entre autres, des appels de soumissions devant être lancés, à brève échéance, par TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et Union Gas Limited (Union). Considérant que le Distributeur entend participer à ces appels de soumissions, la Régie demande alors à ce dernier de lui présenter une proposition permettant de concilier ses préoccupations en matière d'approvisionnement et les obligations découlant de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>2</sup> (le Règlement)<sup>3</sup>.

[7] Par conséquent, le 25 novembre 2013, le Distributeur dépose une 6<sup>e</sup> demande réamendée demandant à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement sur l'horizon 2017-2019<sup>4</sup>.

[8] Le 4 décembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-192 approuvant, notamment, le plan d'approvisionnement pour l'année 2014 du Distributeur.

[9] Le 5 décembre 2013, la Régie tient une audience sur la preuve déposée par le Distributeur le 25 novembre 2013 relative au plan d'approvisionnement 2017-2019.

[10] Le 9 décembre 2013, le Distributeur dépose une 7<sup>e</sup> demande réamendée demandant à la Régie d'approuver un plan d'approvisionnement portant sur trois années additionnelles, soit pour la période totale 2014-2019. Le Distributeur présente cet amendement comme suit<sup>5</sup> :

- « 21. Exceptionnellement, ce plan d'approvisionnement traite à la fois des besoins annuels de Gaz Métro ainsi que de ses besoins sur un horizon de 6 ans au lieu des 3 années habituelles;
22. Gaz Métro y présente notamment les hypothèses desquelles découle sa prévision de la demande en gaz naturel sur l'horizon 2014-2019, sa stratégie d'approvisionnement pour satisfaire à la demande projetée durant cette période, les contrats d'approvisionnement existants ainsi que la planification des approvisionnements pour l'année 2014;

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> (2001) 133 G.O. II, 6037.

<sup>3</sup> Pièce A-0042, p. 89-101.

<sup>4</sup> Pièce B-0275.

<sup>5</sup> Pièce B-0304.

23. *La présentation d'une prévision de la demande sur une période de 6 années plutôt que les 3 années habituelles s'explique par le contexte exceptionnel qui prévaut actuellement;*
24. *Dans ce contexte, lors de l'audience du 21 octobre 2013 relative à la Phase 2, Gaz Métro a souscrit à l'engagement no 3 consistant à « fournir à la Régie de l'énergie une proposition afin de concilier les préoccupations en matière d'approvisionnement et les obligations découlant de la Loi sur la Régie de l'énergie et du Règlement sur la teneur et la périodicité du Plan d'approvisionnement »;*
25. *Cet engagement faisait suite à des questions posées aux témoins de Gaz Métro lors de cette audience et traitant des appels de soumissions qui seront lancés sous peu par les transporteurs (TransCanada Pipelines Limited et Union Gas) et de l'approbation, par la Régie, des caractéristiques des contrats que pourrait conclure Gaz Métro à l'issue de ce processus d'appels de soumissions, tel qu'il appert des notes sténographiques de l'audience du 21 octobre 2013, pièce A-0042, page 89 et suivantes;*
26. *En réponse à cet engagement, Gaz Métro prenait acte du souhait de la Régie d'approuver les caractéristiques des contrats qui découleront des appels de soumissions et proposait, dans les circonstances, un traitement réglementaire exceptionnel et spécifique à cette situation, tel qu'il appert de la pièce B-0221, Gaz Métro-2, Document 24;*
27. *Le traitement réglementaire proposé dans cette pièce annonçait le dépôt, pour le ou vers le 22 novembre 2013, de la prévision de la demande projetée pour les années 2017-2019 et des caractéristiques des contrats que Gaz Métro entend conclure dans le cadre des appels de soumissions à venir;*
28. *Le 25 novembre 2013, Gaz Métro a donc déposé, sous la cote Gaz Métro-2, Document 40, une prévision de la demande qui couvre également les années 2017-2019 de même que les caractéristiques des contrats qu'elle entend conclure au cours des prochaines semaines afin d'être en mesure de satisfaire cette demande projetée ».*

[11] Le 9 décembre 2013, le Distributeur dépose son argumentation, laquelle est suivie, le 13 décembre 2013, par le dépôt de l'argumentation de l'ACIG, la FCEI, SÉ/AQLPA et l'UC. La Régie entame son délibéré le 16 décembre 2013 sur cette question, à la suite du dépôt de la réplique du Distributeur.

## 2. CADRE JURIDIQUE

[12] Le 5 décembre 2013, lors de l'audience portant sur la 6<sup>e</sup> demande réamendée, la Régie a demandé aux participants de commenter<sup>6</sup> :

- la conclusion recherchée par le Distributeur, soit d'approuver le plan d'approvisionnement 2017-2019, eu égard à l'article 72 de la Loi et aux dispositions du Règlement;
- la période couverte par le plan d'approvisionnement lequel présente, actuellement et par le passé, les données sur la demande et les approvisionnements sur un horizon de trois ans.

[13] Par sa 7<sup>e</sup> demande réamendée, le Distributeur demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement sur un horizon de six ans (2014-2019) plutôt que sur un horizon de trois ans tel qu'il le demande habituellement.

[14] L'article 72 de la Loi prévoit que :

*« 72. [...] tout titulaire d'un droit exclusif de distribution [...] doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois [...]. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires [...] ».*

[15] Quant au Règlement auquel réfère l'article 72 de la Loi, les articles 1 et 2 précisent le contenu du plan d'approvisionnement que doit produire le Distributeur :

*« 1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution [...] de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants :*

*1° le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le titulaire évolue;*

---

<sup>6</sup> Pièce A-0076, p. 165.

2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins [...] 3 ans dans le cas des distributeurs de gaz naturel, décrivant :

a) les prévisions des besoins de leurs marchés, en identifiant la contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, ventilées par secteur de consommation et par usage final ou par caractéristique de consommation, incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent;

b) les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants, incluant notamment les contrats [...] de volumes interruptibles, permettant d'établir leur contribution à la satisfaction des besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasinement du gaz naturel;

c) les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les caractéristiques associées au transport et à l'emmagasinement du gaz naturel;

3° les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours [...] de la prochaine année dans le cas des distributeurs de gaz naturel, concernant les approvisionnements additionnels requis tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :

a) les différents produits, outils ou mesures envisagés;

b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;

c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;

d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate;

4° l'avancement et les résultats atteints par le plan d'approvisionnement précédent.

*2. Le plan d'approvisionnement doit inclure les données techniques, une description des hypothèses retenues et des méthodologies appliquées, la justification de leurs choix ainsi que la définition des termes techniques utilisés ».*  
[nous soulignons]

[16] Ainsi, le Distributeur doit, entre autres, soumettre à la Régie :

- les données sur la demande et les approvisionnements sur un horizon d'au moins trois ans;
- les objectifs qu'il vise et la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours de la prochaine année, relativement aux approvisionnements additionnels requis et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure.

[17] Comme l'indique le Distributeur dans sa réplique<sup>7</sup>, tous les intervenants concluent que la Régie a compétence à l'égard de la 7<sup>e</sup> demande réamendée. La Régie est également d'avis qu'elle est habilitée à se prononcer sur la demande du Distributeur qui porte sur un horizon de six ans (2014-2019).

[18] Le contexte particulier du présent dossier milite en faveur d'un examen du plan d'approvisionnement sur un horizon plus long que celui initialement proposé par le Distributeur (2014-2016). En effet, TCPL procède à un appel de soumissions pour offrir de la capacité sur son réseau de transport à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Union procède également à un appel de soumissions pour des accroissements de capacité à la même date pour le tronçon Dawn-Parkway. L'appel de soumissions de TCPL se termine le 15 janvier 2014.

[19] Le Distributeur doit donc planifier, dès maintenant, un portefeuille d'outils qui lui permettra de répondre à la demande de sa clientèle sur un horizon plus long que le terme usuel de trois ans du plan d'approvisionnement.

[20] Le Distributeur présente, à cette fin, la projection des besoins jusqu'en 2019, les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis, en fonction de la demande projetée, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire à la demande projetée sur un horizon de six ans.

---

<sup>7</sup> Pièce B-0307.

[21] Par conséquent, par la présente décision, la Régie se prononce sur certains éléments du plan d'approvisionnement couvrant les années 2015-2019, soit ceux reliés :

- aux capacités de transport que le Distributeur entend contracter à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016 dans le cadre des appels de soumission de TCPL et d'Union;
- aux capacités de transport détenues par le Distributeur devant faire l'objet d'un avis de renouvellement au plus tard le 31 janvier 2014.

[22] Enfin, relativement aux prochains plans d'approvisionnement, la Régie est d'opinion qu'ils devront couvrir un horizon minimal de quatre ans, considérant que les transporteurs procèdent à leurs appels de soumissions environ trois ans avant la date prévue de mise en service des installations requises. Cependant, si le Distributeur le juge à propos ou si le contexte le justifie, l'horizon considéré pourra être plus long.

### **3. PRÉVISION DES BESOINS**

#### **3.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

##### **3.1.1 POSITION CONCURRENTIELLE DU GAZ NATUREL**

[23] Gaz Métro présente une série de prévisions économiques et énergétiques émises par des organismes externes ainsi que des prix des « futures » observés sur les marchés de l'énergie. Les faits saillants de ces prévisions sont les suivants<sup>8</sup> :

- une croissance du produit intérieur brut (PIB) québécois de 2 % en 2014, 2,5 % en 2015, 2 % en 2016, 1,7 % en 2017 ainsi qu'en 2018 et 1,6 % en 2019;
- un prix du gaz naturel à Dawn passant de 3,91 \$/GJ en 2014 à 4,67 \$/GJ en 2019;
- une décroissance des prix sur le marché financier pour le pétrole de 98,59 \$US/baril en 2014 à 81,63 \$US/baril en 2019 et une décroissance des prix du mazout n° 6 ainsi que du mazout n° 2.

---

<sup>8</sup> Pièce B-0291, p. 4-5.

[24] Le Distributeur estime que, de façon générale, la position concurrentielle du gaz naturel se maintiendra au cours de l'horizon de six ans du plan d'approvisionnement.

### 3.1.2 LES BESOINS DE LA CLIENTÈLE

[25] Le tableau suivant détaille la prévision des besoins de la clientèle sur l'horizon 2014-2019, telle que présentée par le Distributeur.

**Tableau 1**  
**Prévision de la demande annuelle ( $10^6 \text{ m}^3/\text{an}$ )**

No ligne		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
1	PMD <sup>1</sup>	2640	2655	2659	2655	2685	2680
2	VGE <sup>2</sup>	2989	3095	3201	3338	3953	4238
3	Interruptions <sup>3</sup>	-55	-53	-59	-50	-51	-52
4	Autres <sup>3</sup>	77	77	113	119	121	125
5							
6	Total (lignes 1 à 4)	5652	5774	5913	6062	6708	6990
7							
8	Client GNL <sup>4</sup>				55	111	154
9	Client majeur de produits fertilisants <sup>4</sup>					564	770
10							
11	Total excluant les lignes 8 et 9	5652	5774	5913	6007	6033	6066
12	Croissance annuelle de la demande excluant le client GNL et le client majeur de produits fertilisants		<b>122</b>	<b>139</b>	<b>94</b>	<b>26</b>	<b>33</b>

Sources : <sup>1</sup> Pièce B-0291, p. 7.

<sup>2</sup> Pièce B-0291, p. 8.

<sup>3</sup> Pièce B-0291, annexe 1, lignes 6 et 7.

<sup>4</sup> Pièce B-0292.

[26] En ce qui a trait aux livraisons aux clients petit et moyen débits (PMD), elles sont en légère croissance sur l'horizon considéré, en raison des volumes qui seraient consommés ponctuellement par des clients Ventes Grandes Entreprises (VGE) qui transfèrent par la suite aux tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>.

[27] Quant aux clients VGE, Gaz Métro a procédé à une nouvelle prévision pour chacun de ses plus importants clients qui représentent près de 80 % des volumes de ce marché. Pour chacun d'entre eux, le Distributeur s'est questionné sur les facteurs pouvant amener une variation de leur consommation.

[28] De plus, le Distributeur fournit l'historique des ventes normalisées aux clients PMD et VGE pour la période 1998-2013<sup>9</sup>.

### 3.1.3 AJOUT DE CAPACITÉ DE TRANSPORT

[29] Dans son plan d'approvisionnement 2014-2019, Gaz Métro présente des besoins d'ajout de capacité de transport. Le tableau 2 compile les données fournies par le Distributeur à cet égard.

**Tableau 2**  
**Ajouts de capacité quotidienne ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ )**

No ligne		2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
1	Total <sup>1</sup>				1409	1708	2030
2	Transfert du FTLH vers le FTSH <sup>2</sup>				562	562	562
3	Client GNL <sup>3</sup>				264	435	515
4	Transfert de l'interruptible vers le service continu <sup>4</sup>				158		
5	Total de la croissance des ajouts de capacité excluant les lignes 2, 3 et 4				425	711	953
6	Croissance annuelle				<b>425</b>	<b>286</b>	<b>242</b>

Sources : <sup>1</sup> Pièce B-0291, annexe 1, ligne 24.

<sup>2</sup> Pièce B-0291, annexe 1 [col. (3), ligne (12) moins col. (4), ligne (12)] (2 805 – 2 243 = 562).

<sup>3</sup> Pièce B-0286, p. 10.

<sup>4</sup> Pièce B-0286, p. 7, réponse à la question 4.6.

[30] En audience, le Distributeur confirme que ses besoins comprennent un ajout de capacité de  $562\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  qui reflète le transfert des approvisionnements d'Empress à Dawn et qui n'est donc pas lié à un accroissement de la demande<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Pièce B-0286, p. 5.

<sup>10</sup> Pièce A-0076, p. 105-106.

[31] À l'égard des livraisons 2014-2019, Gaz Métro inclut les besoins du client GNL<sup>11</sup> :

*« Sur l'horizon six ans, les volumes consommés au service continu passeront de 2 281,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2014 à 3 548,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2019. Ces nouveaux volumes sont associés à la fois à des ajouts de charge chez des clients existants œuvrant dans les secteurs de la pétrochimie et de la métallurgie ainsi qu'à l'arrivée de nouveaux clients, dont quelques cimenteries et d'un client majeur fabricant des produits fertilisants. Précisons que ces volumes incluent également des volumes additionnels du client GNL et qui expliquent une partie de la croissance des volumes dès 2017 ». [nous soulignons]*

[32] La contribution du client GNL à la capacité additionnelle de transport requise est de 264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2017, 435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2018 et 515 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2019<sup>12</sup>.

[33] En somme, les ajouts de capacité de transport liés à la croissance des besoins s'établissent, en excluant le transfert du *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) en *Firm Transportation Short Haul* (FTSH), les besoins du client GNL et le transfert des clients interruptibles vers le service continu, à 425 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2017, 286 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2018 et 242 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2019.

[34] Enfin, le Distributeur rappelle que, conformément à la décision D-2013-179, la projection des ventes pour la journée de pointe au tarif D<sub>4</sub> a été effectuée en utilisant la méthode de prévision actuelle qui sous-estime les besoins de pointe de cette catégorie de clients.

### 3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[35] SÉ/AQLPA indique que la prévision de la demande des clients VGE présentée par Gaz Métro est possiblement sous-estimée, compte tenu de l'horizon prévisionnel. L'intervenant considère que Gaz Métro devrait réévaluer à la hausse sa prévision de la demande des clients VGE en 2017-2018 et 2018-2019 et acquérir les outils d'approvisionnement requis, quitte à revendre d'éventuels excédents si la prévision devait ultérieurement être réévaluée à la baisse.

---

<sup>11</sup> Pièce B-0291, p. 9.

<sup>12</sup> Pièce B-0286, p. 10.

[36] L'ACIG partage l'avis de SÉ/AQLPA selon lequel les prévisions de demande du Distributeur pour les clients VGE pourraient être sous-estimées sur l'horizon 2017-2019. L'intervenante indique également que Gaz Métro a effectué ses prévisions de demande 2014-2019 en utilisant l'ancienne méthode d'établissement de la journée de pointe qui sous-estime vraisemblablement les besoins en journée de pointe. L'ACIG conclut que la Régie devrait approuver la prévision de la demande proposée par Gaz Métro sur l'horizon 2015-2019, en rappelant que cette prévision peut comporter un certain degré de sous-estimation.

### **3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

#### **3.3.1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE**

[37] La Régie constate que les prévisions de croissance du PIB québécois présentées par le Distributeur montrent un taux annuel de 1,6 % à 1,7 % au cours de la période 2017-2019 par rapport à plus de 2 % pour la période 2014-2016.

[38] La Régie note également que, même si la position concurrentielle du gaz naturel demeure favorable, son avantage diminue en raison de l'augmentation anticipée des prix du gaz naturel et de la baisse prévue du prix du pétrole. Il en va de même pour la position concurrentielle vis-à-vis l'électricité.

[39] La Régie constate que le Distributeur n'applique pas, pour la période 2017-2019, l'approche habituelle selon laquelle il formule un scénario moyen ainsi que des scénarios fort et faible de la prévision de la demande.

#### **3.3.2 BESOINS PRÉVUS POUR LES CLIENTS PMD SUR L'HORIZON 2014-2019**

[40] La Régie note l'ampleur des besoins prévus par le Distributeur en regard de l'historique des ventes normalisées aux clients PMD pour la période 2006-2013.

[41] En effet, les ventes normalisées sont en baisse d'environ  $224 \cdot 10^6 \text{m}^3$  depuis 2006<sup>13</sup>, soit approximativement de  $32 \cdot 10^6 \text{m}^3$  par année, en moyenne.

[42] Sur cette base, la prévision de Gaz Métro aurait pu être inférieure d'environ  $128 \cdot 10^6 \text{m}^3$  à l'horizon 2017 (soit  $32 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{an}$  durant quatre ans) et de  $192 \cdot 10^6 \text{m}^3$  à l'horizon 2019 (soit  $32 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{an}$  durant six ans).

[43] La Régie note que, globalement, les prévisions de consommation PMD montrent une légère baisse.

### 3.3.3 BESOINS PRÉVUS POUR LES CLIENTS VGE

#### *Exclusion des besoins du client GNL*

[44] La croissance de la demande du client GNL dès 2016-2017 repose sur la réalisation d'un projet d'investissement à l'usine GNL du Distributeur, tel que décrit dans la décision D-2013-187 de la Régie. Dans cette décision, la Régie a considéré qu'elle ne pouvait autoriser l'investissement demandé par le Distributeur, car il ne s'agissait pas d'un actif visé par le premier paragraphe de l'article 73 (1<sup>o</sup>) de la Loi. La question du partage des coûts, si le projet est réalisé par une entité non réglementée, n'est toujours pas tranchée par la Régie.

[45] Or, selon le Distributeur, la connaissance des règles économiques à l'égard du partage des coûts est importante<sup>14</sup> :

*« Donc, on a monté un modèle en fonction de notre interprétation des décisions passées de la Régie. Et quoi qu'il advienne, la chose la plus importante pour supporter ce marché, c'est que les règles économiques de partage des coûts, que ce soit réglementé ou non, soient connues dans les meilleurs délais ».*

---

<sup>13</sup> Pièce B-0286, p. 5.

<sup>14</sup> Pièce A-0054, p. 111-112.

[46] Dans sa plaidoirie, le Distributeur précise que la viabilité du projet d'agrandissement de l'usine GNL découle de la décision à venir à l'égard de la répartition des coûts<sup>15</sup> :

*« Ceci dit, pour Gaz Métro et sa clientèle, l'important ce n'est pas tant de savoir si l'actif sera réglementé, se fera, ou l'investissement se fera sous l'égide de la Régie ou non, mais bien de connaître la méthode, éventuellement la méthode de partage des coûts car c'est elle qui rendra le projet de GM GNL économiquement viable ou pas.*

[...]

*En terminant, puis je boucle la boucle avec le début de mon argumentation sur cette section, Gaz Métro réitère qu'elle est malheureusement astreinte à un échéancier très serré. Elle devra au plus tard au début février deux mille quatorze (2014) décider si elle va de l'avant avec le projet ou pas. Une décision de la Régie au début janvier deux mille quatorze (2014) sur la méthode de partage des coûts est donc nécessaire pour permettre à Gaz Métro de disposer de cet élément parmi d'autres, il y a plusieurs évidemment, plusieurs éléments dont Gaz Métro va devoir tenir compte, dont celui-ci, pour prendre une décision au plus tard début février notamment - monsieur Imbleau vous l'a indiqué - notamment en raison du fait que les prix qui ont été fournis dans le cadre de l'appel de soumissions demeurent valides jusqu'en février ». [nous soulignons]*

[47] Considérant que la Régie ne peut présumer des décisions qu'elle rendra à l'égard du partage des coûts, elle ne peut reconnaître ces besoins aux fins de l'appel de soumissions de TCPL ou autres transactions d'échange. De plus, comme indiqué dans l'extrait précité, le Distributeur doit tenir compte de « *plusieurs éléments* » pour prendre une décision relativement à ce projet.

[48] La Régie accepterait cependant que Gaz Métro inclue à sa soumission les besoins du client GNL, à la condition qu'un contrat soit signé entre le client GNL et Gaz Métro. Ce contrat devra comprendre l'engagement par le client GNL de payer la totalité de la capacité de transport contractée pour la durée contractuelle et inclure des garanties financières fermes pour couvrir cet engagement.

---

<sup>15</sup> Pièce A-0061, p. 62-65.

### ***Méthode prévisionnelle***

[49] À l'égard des clients VGE, la Régie note que Gaz Métro utilise une méthode qui repose sur l'information fournie par ses clients. Tel que mentionné par SÉ/AQLPA, ce type de méthodologie est reconnu dans une approche de prévision de court terme, soit trois ans ou moins<sup>16</sup>. Il en va autrement pour les moyen et long termes.

[50] La Régie considère qu'une telle approche amène à faire une addition de projets qui ont été ou sont à l'étude par des entreprises. D'une part, les taux de réalisation de ces projets sont bien inférieurs à 100 %. D'autre part, cette approche tend à sous-estimer les fermetures d'usines et les réductions de production sur l'horizon de projection.

### ***Besoins des clients pour 2017***

[51] L'analyse de l'historique des ventes aux clients VGE, toutes ventes confondues, montre que ces dernières sont passées d'environ 2 500 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2006 à environ 2 800 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2013<sup>17</sup>. L'augmentation annuelle moyenne est de l'ordre de 40 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

[52] La Régie constate que de 2014 à 2017, le Distributeur fait l'hypothèse d'une croissance annuelle de plus de 98 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> des ventes aux clients VGE (en excluant le client GNL), soit plus du double de la moyenne annuelle observée de 2006 à 2013<sup>18</sup>.

[53] La Régie conclut qu'il ne s'agit pas d'un scénario moyen. De l'avis de la Régie, ce scénario comporte implicitement une provision pour une demande plus forte par rapport à l'historique 2006-2013 d'environ 174 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à l'horizon 2017<sup>19</sup>.

### ***Besoins des clients pour 2018 et 2019***

[54] La Régie constate que la croissance des volumes annuels est moindre sur cette période.

---

<sup>16</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0031, p. 7.

<sup>17</sup> Pièce B-0286, p. 5.

<sup>18</sup> Pièce B-0292.

<sup>19</sup> Soit une croissance totale des volumes de 294 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de 2014 à 2017 de laquelle nous retranchons la croissance annuelle moyenne de 40 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> durant trois ans.

[55] Comme mentionné précédemment, les prévisions de croissance du PIB québécois présentées par Gaz Métro montrent un taux annuel de 1,6 % à 1,7 % au cours de la période 2017-2019 en regard de plus de 2 % pour la période 2014-2017.

[56] La Régie est d'avis que les projections des volumes annuels présentées pour cette période correspondent davantage à un scénario moyen.

### 3.3.4 AJOUT DE CAPACITÉ

[57] Le tableau 3 ci-dessous met en relation les données des tableaux 1 et 2<sup>20</sup>, après exclusion des besoins anticipés du client GNL ainsi que des besoins d'un client du secteur des fertilisants pour l'horizon 2017-2019.

**Tableau 3**  
**Croissance de la demande annuelle et des ajouts de capacité**

No ligne		2016-2017	2017-2018	2018-2019
1	Croissance de la demande annuelle excluant les besoins du client GNL et le client majeur (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an)	94	26	33
2	Croissance des besoins de pointe excluant le transfert du FTLH vers le FTSH, le client GNL et le transfert des clients interruptibles vers le service continu (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /an)	425	286	242
3	Facteur d'utilisation (ligne 1/365) / (ligne 2) * 100)	61%	25%	37%

#### *Ajout de capacité pour 2017*

[58] Le tableau 3 permet de conclure que le Distributeur ajoute 425 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour aux besoins de transport en raison de l'accroissement des besoins de 94 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

[59] Si on ajoute à cette capacité quotidienne l'hypothèse d'un transfert de 158 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du service interruptible vers le service continu en 2017, les besoins de transport liés à la croissance de la demande s'élèvent à 583 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

<sup>20</sup> Tableaux 1 et 2 présentés ci-haut.

[60] En considérant le transfert d'une capacité de transport de  $562 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  d'Empress à Dawn, la capacité à contracter proposée par le Distributeur est de l'ordre de  $1\,145 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ .

### ***Ajout de capacité pour 2018 et 2019***

[61] La Régie note que l'accroissement des ventes provient essentiellement des clients VGE. Un nouveau client industriel apparaît en 2018 et sa consommation débute au tarif  $D_1$  avant de passer au tarif  $D_4$ . La Régie constate, tel qu'illustré au tableau 3, que les besoins d'ajout de capacité de transport pour les années 2018 et 2019 sont élevés en regard de la croissance prévue des volumes annuels. En effet, le facteur d'utilisation n'est que de 25 % pour l'année 2018 et 37 % pour l'année 2019.

[62] La Régie note que les ventes projetées aux clients PMD (excluant le client industriel au tarif  $D_1$ ) pour les mêmes années demeurent stables, alors que, tel que mentionné précédemment, elles auraient pu être inférieures de  $32 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  par an et que la croissance nette de la demande des années 2018 et 2019 aurait pu être moindre.

**[63] Par conséquent, la Régie ne retient pas les ajouts de capacité de transport proposés par le Distributeur pour les années 2018 et 2019.**

### **3.4 PROVISION POUR DEMANDE PLUS FORTE**

[64] La Régie estime que les hypothèses utilisées par le Distributeur de 2013 à 2019 ont pour effet de créer une provision pour une croissance plus forte que celle observée sur l'historique 2006-2013.

[65] La Régie note également que, même si la position concurrentielle du gaz naturel demeure favorable, son avantage diminue en raison de l'augmentation anticipée des prix du gaz naturel et de la baisse prévue du prix du pétrole. Il en va de même pour sa position concurrentielle vis-à-vis l'électricité.

[66] La Régie est d'avis que les hypothèses économiques et énergétiques présentées par le Distributeur ne comportent pas (après exclusion de la croissance du secteur des fertilisants et du client GNL) d'éléments permettant de justifier une évolution des besoins nettement plus élevée que celle enregistrée historiquement.

[67] L'évaluation des marges de sécurité est un exercice difficile. La Régie juge néanmoins que les marges implicites aux projections du Distributeur d'ici 2017 ont pour effet de constituer progressivement une marge de sécurité qui s'élève à environ  $302 \cdot 10^6 \text{m}^3$  (soit environ  $128 \cdot 10^6 \text{m}^3$  des clients PMD et  $174 \cdot 10^6 \text{m}^3$  des clients VGE) en 2017 et correspondant à environ  $1\,180 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  en utilisant un facteur d'utilisation de 70 %.

[68] Cette provision semble importante, compte tenu de la décroissance annuelle moyenne de  $32 \cdot 10^6 \text{m}^3$  des ventes aux clients PMD et de la croissance annuelle moyenne d'environ  $40 \cdot 10^6 \text{m}^3$  des ventes aux clients VGE sur l'historique 2006-2013.

[69] La Régie prend en compte que l'approvisionnement à Dawn amène une réduction des coûts de transport vers le territoire de Gaz Métro et du coût potentiel de cette provision pour croissance plus forte que l'historique. À cet égard, la Régie est d'opinion que la valeur de revente de ce transport, s'il n'est pas requis, demeure très incertaine.

[70] Enfin, la Régie considère que la sous-estimation possible des besoins de la journée de pointe de la clientèle au tarif  $D_4$ , en raison de l'utilisation de la méthode actuelle de prévision de pointe, ne doit pas être prise en compte dans les volumes à contracter lors de l'appel de soumissions de TCPL. La Régie rappelle que, conformément à la décision D-2013-179, elle est en attente d'études de Gaz Métro sur la disponibilité d'outils de pointe. Elle réitère que les outils de base, tel que le transport ferme, ne sont pas nécessairement les outils les plus économiques et les plus appropriés pour faire face à des besoins de pointe.

[71] La Régie note également que le Distributeur a maintenu une provision pour hiver extrême de  $149 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  en 2017<sup>21</sup>. Cette provision pour hiver extrême permet de répondre à une demande plus forte du même ordre de grandeur 19 années sur 20.

---

<sup>21</sup> Pièce B-0291, annexe 1, p. 1 ( $31\,767 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour} - 31\,618 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ ).

[72] La Régie considère que la provision pour hiver extrême fait double emploi 19 fois sur 20 avec la provision pour croissance plus forte. Elle soustrait donc  $149\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  des besoins d'ajout de capacité (excluant les besoins du client GNL) estimés par le Distributeur en 2017 à  $1\ 145\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , pour un total de  $996\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

**[73] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie juge qu'un ajout de capacité de  $996\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  en 2016-2017 est suffisant pour faire face au scénario moyen estimé sur la base de l'historique 2006-2013 et assurer une provision pour satisfaire des scénarios de demande plus forte.**

#### **4. STRATÉGIE D'ACQUISITION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT**

##### **4.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[74] Gaz Métro produit un plan d'approvisionnement 2014-2019 qui présente l'évolution des besoins globaux et les ajouts à la capacité de transport ( $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ) qui en découlent :  $1\ 409\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  en 2017,  $1\ 708\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  en 2018 et  $2\ 030\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  en 2019.

[75] Le Distributeur propose de contracter, dès le 1<sup>er</sup> novembre 2016, les outils requis pour l'année 2019, soit  $2\ 030\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

[76] Le Distributeur considère qu'en raison de la difficulté et des coûts importants d'un projet d'accroissement des capacités de transport de TCPL, une masse critique de demandes est requise pour rentabiliser les projets. La seule croissance de Gaz Métro pourrait ne pas suffire à rentabiliser un projet.

[77] De plus, même si TCPL acceptait de construire pour une faible capacité additionnelle dans le futur, elle exigerait un nouveau prolongement du terme contractuel des capacités existantes pour une période de cinq ans suivant la date de mise en service. Une telle approche amènerait donc une prolongation de l'échéance de l'ensemble des contrats de transport de la structure de Gaz Métro et une perte de flexibilité quant aux modalités de renouvellement pour le futur.

[78] L'approche proposée par le Distributeur entraînerait, pour 2017 et 2018, des capacités de transport excédentaires qui seraient vendues sur le marché secondaire. Gaz Métro fait l'hypothèse qu'elle réussira à revendre ce transport sur le marché secondaire en 2017 et 2018 à 87 % et 79 % respectivement du tarif de TCPL.

[79] À l'audience, le Distributeur indique ne pas avoir discuté avec les autres Distributeurs, afin de connaître leur stratégie pour répondre à l'appel de soumissions de TCPL.

[80] Le Distributeur reconnaît que les firmes de courtage continueraient vraisemblablement à transiger du transport mais que l'ampleur de leur portefeuille éventuel de transport n'est pas connue.

[81] Le Distributeur reconnaît également qu'un marché secondaire pour du transport vers le Québec, de l'ordre d'environ  $2\,000\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , existe déjà en raison de la faible utilisation prévue de la centrale de Bécancour. Il souligne toutefois ne pas avoir un accès garanti à ce transport<sup>22</sup>.

[82] À son avis, un projet d'augmentation de la capacité de retrait quotidien à Pointe-du-Lac pourrait permettre de réduire le transport contracté d'environ  $132\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$  après avoir tenu compte de l'impact de l'hiver extrême sur la performance de ce site d'entreposage<sup>23</sup>.

[83] Selon le Distributeur, ce projet pourrait générer des économies de 0,7 M\$ en 2015, 1,3 M\$ en 2016<sup>24</sup> et environ 0,2 M\$ annuellement par la suite<sup>25</sup>.

[84] De l'avis du Distributeur, ce projet peut se réaliser dans un délai de huit mois.

[85] Le Distributeur propose de retenir le projet de Pointe-du-Lac et de réduire la capacité de transport à sécuriser auprès de TCPL ou de tiers de  $132\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ .

---

<sup>22</sup> Pièce A-0076, p. 117-118.

<sup>23</sup> Pièce B-0291, p. 19.

<sup>24</sup> Pièce B-0291, annexe 6, p. 2.

<sup>25</sup> Pièce B-0291, annexe 5, p. 2.

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[86] La FCEI ne s'oppose pas à ce que Gaz Métro fasse les démarches nécessaires pour obtenir la capacité afin de répondre à ses prévisions de demande. L'intervenante considère que, même si la croissance prévue des besoins de capacité lui paraît élevée, la possibilité de revente de transport FTLH non requis à l'une ou l'autre des années réduit le risque financier.

[87] La FCEI émet toutefois un bémol quant au projet d'augmentation de la capacité de retrait quotidien à Pointe-du-Lac. Elle indique que le projet comporte plusieurs inconnus et appelle la Régie à la prudence quant à l'inclusion de cet outil dans la structure d'approvisionnement.

[88] L'ACIG indique qu'il y a lieu d'adopter une approche prudente quant à la suffisance des approvisionnements requis pour satisfaire la demande projetée sur l'horizon 2014-2019 et recommande d'approuver la stratégie préconisée par Gaz Métro. L'intervenante est d'avis que le risque découlant d'une situation de surplus d'outils d'approvisionnements est beaucoup plus facile à gérer que celui découlant d'une situation de déficit.

[89] Enfin, SÉ/AQLPA appuie entièrement l'initiative de Gaz Métro d'amener Intragaz à procéder, dès à présent, à l'augmentation des capacités de retrait du site de Pointe-du-Lac.

## 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

### 4.3.1 LA STRATÉGIE DE CONTRACTER DÈS 2017 LES BESOINS DE 2019

[90] Tel que vu précédemment, la Régie considère qu'une certaine marge de sécurité pour faire face aux variations de la demande prévue peut être une stratégie intéressante, dans la mesure où cette marge est d'une ampleur raisonnable et qu'une contribution réaliste des solutions alternatives est considérée.

[91] La stratégie de contracter dès 2017 les besoins de 2019 revient à ajouter, en 2017, une provision supplémentaire de  $621 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ <sup>26</sup> à une provision pour croissance plus forte (par rapport à l'historique), estimée par la Régie à environ  $1 \text{ } 180 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  à la section 3.4, implicite aux projections du Distributeur. Ainsi, la Régie évalue qu'en 2017, la provision totale pour croissance plus forte proposée par le Distributeur est de  $1 \text{ } 801 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ .

[92] La Régie considère que ces chiffres sont difficilement conciliables avec l'historique. L'ensemble des hypothèses économiques et énergétiques présenté par le Distributeur est symptomatique d'une rupture avec le passé qui ne justifie pas des hausses de consommation considérables.

[93] Par ailleurs, la contribution des solutions alternatives, qu'il s'agisse des courtiers en transport ou du marché secondaire en général, ne saurait être ramenée à zéro sous prétexte qu'elles ne sont pas assurées. Il ne faut pas perdre de vue que les besoins auxquels visent à répondre les provisions pour croissance plus forte sont loin d'être assurés.

[94] La Régie est d'avis que la marge de manœuvre pour répondre aux besoins de 2017 présentée ci-haut est suffisante et qu'elle pourrait permettre, dans plusieurs scénarios, de répondre aux besoins jusqu'en 2019.

[95] Compte tenu des perspectives de ralentissement de la croissance économique au cours de la période 2017-2019<sup>27</sup>, la Régie n'est pas convaincue de la nécessité d'ajouter à la provision déjà prévue pour 2017.

[96] Par contre, on ne peut exclure qu'un scénario de croissance forte se réalise. Dans un tel cas, le Distributeur aura l'occasion de participer à d'autres appels de soumissions de TCPL/Union ou de transiger sur le marché secondaire.

[97] La Régie a considéré l'argument de Gaz Métro selon lequel les critères de rentabilité de TCPL seraient difficiles à atteindre, compte tenu des besoins de capacité limités qui devraient être comblés, mais ne le retient pas.

---

<sup>26</sup> L'écart entre la capacité additionnelle à contracter en 2019 de  $2 \text{ } 030 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  moins celle requise en 2017 de  $1 \text{ } 409 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ .

<sup>27</sup> Pièce B-0291, p. 4-5.

[98] En ce qui a trait à l'argument présenté par Gaz Métro quant à l'augmentation de l'échéance moyenne du portefeuille d'outils d'approvisionnement, la Régie considère qu'il est préférable de se rajuster plus souvent en fonction de l'évolution des besoins, afin de mieux protéger la position concurrentielle du gaz naturel au Québec.

**[99] Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la stratégie du Distributeur de contracter, dès 2017, les besoins de 2019.**

#### **4.3.2 PROJET DE POINTE-DU-LAC**

[100] La Régie considère que le projet de Pointe-du-Lac présente certaines caractéristiques intéressantes, dont tout particulièrement son délai de réalisation de huit mois.

[101] Compte tenu du délai de trois ans requis pour obtenir du transport supplémentaire de TCPL, la Régie juge que ce projet est tout indiqué pour faire face rapidement à une hausse de la demande plus forte que prévu. De ce fait, il a une grande valeur en flexibilité.

[102] La Régie considère que les économies que le projet peut générer demeurent sujettes à certains aléas hors du contrôle du Distributeur, tels que son coût et sa performance réelle. Elle note que ces économies sont de 0,7 M\$ en 2015, 1,3 M\$ en 2016 et environ 0,2 M\$ annuellement par la suite<sup>28</sup>.

[103] Par ailleurs, une fois que ce projet est réalisé, s'il s'avère qu'il produit des surplus dépassant les besoins effectifs, Gaz Métro ne peut, à la différence du transport, le revendre sur le marché secondaire.

**[104] La Régie retient la proposition du Distributeur quant au projet de Pointe-du-Lac sous réserve des considérations énoncées dans le paragraphe qui suit.**

---

<sup>28</sup> *Supra*, notes 24 et 25.

[105] Le projet d'investissement de Pointe-du-Lac a été soumis pour approbation à la Régie<sup>29</sup>. Si cette dernière autorise le projet d'investissement de Pointe-du-Lac, le Distributeur pourra, en tenant compte de l'évolution de la prévision de la demande, du délai de réalisation et de la rentabilité pour les clients, choisir une date de mise en service de cet outil d'approvisionnement.

[106] Si la Régie n'autorise pas le projet d'investissement Pointe-du-Lac, le Distributeur devra s'approvisionner sur le marché secondaire advenant que la marge de manœuvre prévue ne soit pas suffisante pour satisfaire à la demande.

## **5. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

### **5.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[107] Gaz Métro a procédé à l'analyse d'une série de solutions alternatives et propose une structure d'approvisionnement qu'elle privilégie.

[108] Le Distributeur propose d'utiliser, le plus possible, le transport FTLH qu'il doit conserver à Empress d'ici 2020 pour effectuer des livraisons à GMIT NDA, soit  $264 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ , compte tenu de la flexibilité opérationnelle à maintenir.

[109] Cette approche permet de réduire les coûts anticipés annuels de transport d'environ 1,8 M\$.

[110] Le Distributeur propose également que toutes les solutions en dehors de son territoire passent par Dawn. Il peut donc s'agir de transport Dawn/Montréal (ou Dawn/Parkway/Montréal) ou encore d'une transaction d'échange Dawn/GMIT EDA.

---

<sup>29</sup> Dossier R-3868-2013.

[111] Le Distributeur fait valoir que l'entente avec TCPL l'amène à conserver 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à Empress. Il devra utiliser ce transport pour réaliser des achats pour le gaz de réseau. Il en résulte que le profil des achats résiduels de gaz de réseau est essentiellement concentré l'hiver.

[112] L'approvisionnement du gaz de réseau à des points autres que Dawn (Niagara, Iroquois, etc.) se traduirait par des risques de surplus l'été si l'approvisionnement est annuel.

[113] Un scénario de 264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à Niagara a néanmoins été analysé et permettrait de réaliser des économies de l'ordre de 0,3 M\$ annuellement.

[114] Un scénario d'achat à Iroquois l'hiver seulement est présenté pour une capacité quotidienne de 344 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Des risques importants sont associés à cette option en raison des incertitudes sur la date de mise en service du gazoduc « Constitution ».

[115] Les solutions faisant appel à Dawn permettent au Distributeur d'utiliser indistinctement, pour acheminer vers son territoire, le gaz de réseau ou le gaz livré à Dawn par les clients en achat direct.

[116] Une entente d'échange Dawn/GMITEDA pour une capacité quotidienne de l'ordre de 1 000 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est considérée. La tierce partie exigerait une entente de 10 ans et le coût de la transaction permettrait de générer une économie annuelle de l'ordre de 1,2 M\$. Certaines modalités de l'entente potentielle demeurent à être validées.

[117] Gaz Métro propose donc un portefeuille composé d'une transaction d'échange Dawn/GMITEDA, d'un contrat de transport FTSH-Parkway/GMITEDA et du transport M12 correspondant auprès d'Union.

## 5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[118] L'UC recommande à la Régie d'approuver la structure d'approvisionnement privilégiée par le Distributeur.

### 5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[119] La Régie note que le Distributeur a considéré un large éventail de solutions alternatives.

[120] Elle considère que les économies générées par l'utilisation de  $264 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  pour desservir GMT NDA justifie l'orientation proposée par le Distributeur.

[121] La Régie constate également qu'en raison des capacités de transport à conserver à Empress d'ici 2020, les solutions, annuelles ou saisonnières, faisant intervenir des points autres que Dawn, présentent des risques non négligeables qui peuvent être largement supérieurs aux économies que ces solutions pourraient générer. Dans le contexte actuel, elles apparaissent prématurées et pourront vraisemblablement être développées en fonction des besoins de la prochaine décennie.

[122] La Régie est d'avis que la transaction d'échange, si les incertitudes relevées peuvent être résolues, constitue la solution à privilégier puisque l'engagement requis est plus court et le coût annuel moins élevé.

[123] Enfin, contracter du transport FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL et une quantité de transport M12 complémentaire auprès d'Union demeure une solution envisageable en remplacement de l'entente d'échange, si cette dernière ne pouvait se réaliser ou en complément de cette entente.

**[124] La Régie juge qu'il y a lieu d'utiliser, de façon prioritaire, la transaction d'échange et à la compléter, au besoin, par du transport FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL et une quantité de transport M12 complémentaire auprès d'Union. Si la transaction d'échange ne s'avère pas possible, la solution FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL et une quantité de transport M12 complémentaire auprès d'Union est à privilégier.**

## 6. AVIS DE RENOUELEMENT

[125] Les règles entourant les droits de renouvellement des capacités fermes de transport sur le réseau de TCPL ont été modifiées à la suite d'une décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ)<sup>30</sup>. Le préavis de renouvellement de six mois qui était en vigueur passe maintenant à deux ans.

[126] À la suite de l'appel de soumissions de TCPL pour de nouvelles capacités dans le triangle de l'est, le Distributeur indique que TCPL demandera aux détenteurs de capacités existantes, qui utilisent les segments de son réseau pour lesquels elle estime devoir construire de nouvelles installations, de prolonger leur engagement pour une durée de cinq ans suivant la date de mise en service des nouvelles installations.

[127] Dans un premier temps, le Distributeur doit, au plus tard le 31 janvier 2014, transmettre à TCPL des avis de renouvellement qui auront pour effet de figer les capacités de transport jusqu'en 2016. Dans un deuxième temps, Gaz Métro sera amenée à prolonger de cinq ans la durée de certains de ses engagements. TCPL devra construire de nouvelles installations pour le 1<sup>er</sup> novembre 2015 afin de donner suite à l'entente intervenue avec Gaz Métro pour l'augmentation des capacités de transport ferme entre Dawn et GMIT EDA.

[128] Enfin, Gaz Métro indique qu'elle pourrait être amenée à prolonger ses engagements jusqu'en 2021 si TCPL doit construire de nouvelles installations à la suite de l'appel de soumissions pour de nouvelles capacités de transport ferme pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

[129] Gaz Métro présente les capacités de transport qu'elle détiendrait auprès de TCPL, aux termes de sa proposition, ainsi que leurs dates d'échéance<sup>31</sup>.

[130] La Régie note que les capacités présentées ne prennent pas en compte la modification du profil de retrait de Pointe-du-Lac.

---

<sup>30</sup> Pièce B-0291, p. 3.

<sup>31</sup> Pièce B-0276, p. 32-33.

[131] La Régie considère que les capacités de transport fermes proposées par le Distributeur sont réalistes. Cependant, elles devront être harmonisées avec le nouveau profil de retrait de Pointe-du-Lac.

[132] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** partiellement la 7<sup>e</sup> demande réamendée;

**APPROUVE** partiellement le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2015-2019, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, sous réserve des commentaires et conclusions de la Régie apparaissant à la présente décision;

**RÉSERVE** sa décision quant aux autres éléments en délibéré relativement à la 7<sup>e</sup> demande réamendée.

Marc Turgeon  
Régisseur

Gilles Boulianne  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

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

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

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

**Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Éric David;**

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

**Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M<sup>e</sup> Vincent Regnault et M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse;**

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

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