

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)  
 À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 3 DE  
 LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE  
 RELATIVE À LA 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**

---

**Migration de clients du D5 vers le D4**

**Question 1**

**Référence :**

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, p. 9, lignes 7 à 12.

**Questions :**

1.1 Veuillez présenter la prévision de demande et les besoins de capacité sur la durée du plan en supposant qu'il n'y a aucune migration du tarif D<sub>5</sub> au tarif D<sub>4</sub> outre celles déjà confirmées.

**Réponse :**

Prévision 2014-2019 vs Cause tarifaire 2014						
VGE						
Scénario de base sans transferts						
(avant interruption) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )						
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
<b>Service continu</b>						
Plan 6 ans	2 187,21	2 255,67	2 333,78	2467,20	3 117,70	3 396,57
<b>Service interruptible</b>						
<b>Contrat régulier</b>						
Plan 6 ans	764,89	795,43	822,42	820,00	784,03	789,73
<b>Service interruptible</b>						
<b>Contrat gaz d'appoint</b>						
Plan 6 ans	37,3	44,2	44,3	51,2	51,2	51,2

Considérant les délais accordés pour répondre à ces demandes de renseignements et le fait que Gaz Métro propose de contracter les capacités de transport requises pour répondre à la demande jusqu'en 2018-2019 dès le 1<sup>er</sup> novembre 2016, l'évaluation des besoins de capacité a été calculée seulement pour l'année 2018-2019.

En fonction d'une prévision de la demande qui ne supposerait aucune migration de la clientèle du service interruptible au service continu jusqu'en 2019, autres que celles déjà confirmées, la capacité additionnelle requise s'élèverait à 1 589 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

Seules les migrations de la clientèle régulière ont été considérées dans cette analyse.

1.2 Veuillez présenter la structure d'approvisionnement qui serait requise pour répondre à ces besoins à l'horizon 2018-2019 ainsi que l'évaluation correspondante des coûts.

**Réponse :**

L'annexe 1 présente une comparaison du plan d'approvisionnement de l'année 2018-2019 entre le scénario de base (SH-P +M12) présenté à l'annexe 2 de la pièce B-0276, Gaz Métro-2, Document 40, qui intègre une projection de migration de certains clients du service interruptible au service continu, et un scénario où les migrations ne sont pas intégrées (sans migration D<sub>5</sub> vers D<sub>4</sub>).

1.3 Veuillez confirmer que Gaz Métro n'est pas tenue d'accepter les migrations de clients du D<sub>5</sub> vers le D<sub>4</sub> si cela n'est pas possible au niveau opérationnel.

**Réponse :**

En réponse à la question 31.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie (B-0224, Gaz Métro-2, Document 7), Gaz Métro a expliqué les conditions qui devaient être respectées pour qu'un transfert du service interruptible au service continu soit accepté.

Les contraintes opérationnelles du réseau de distribution font partie de ces conditions. Toutefois, si aucune contrainte opérationnelle n'est présente, un transfert peut être accepté.

Il est à noter, qu'au terme de son contrat, un client interruptible peut choisir le type de service qu'il désire si c'est opérationnellement possible. Il pourrait même ne pas signer de contrat et se voir appliquer par défaut le service de distribution du tarif D<sub>1</sub>.

Pour le développement de la prévision de la demande jusqu'en 2019, Gaz Métro a supposé qu'elle avait pris des actions pour éliminer les contraintes opérationnelles, lui permettant ainsi de répondre, entre autres, à la demande de transfert entre les services.

1.4 Gaz Métro juge-t-elle équitable envers les clients continus de retenir des outils pour des migrations incertaines de clients du D<sub>5</sub> vers le D<sub>4</sub>?

**Réponse :**

Gaz Métro ne voit pas de différence entre :

- détenir les outils pour faire face à une demande de transfert entre les services interruptible et continu; et
- détenir les outils pour faire face à une croissance de la demande continue générée par l'arrivée de nouveaux clients ou une hausse de consommation de la part d'un client déjà en service continu.

1.5 Gaz Métro a-t-elle envisagé d'informer dès maintenant ses clients interruptibles qu'il se pourrait qu'elle ne puisse consentir à d'éventuels transferts vers le tarif à débit stable?

**Réponse :**

À la suite des rencontres avec la clientèle, Gaz Métro a expliqué le contexte relié à la saturation de son réseau de distribution. Outre cet élément, les autres modalités sont décrites aux *Conditions de service et Tarif*. Il n'y a donc pas lieu de communiquer avec la clientèle.

1.6 Gaz Métro a-t-elle envisagé d'indiquer à ses clients interruptibles que, s'ils veulent se garantir un service continu au cours des cinq prochaines années, ils devraient migrer dès maintenant, sinon ils courent le risque de ne pas pouvoir migrer?

**Réponse :**

Non.

1.7 Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer les ventes prévues au service continue (D<sub>4</sub>), les ventes prévues au service interruptible, le transport client, le transport fournit par Gaz Métro ainsi que la contribution au besoin de capacité pour :

- 1.7.1 les quelques cimenteries;
- 1.7.2 le client majeur fabricant des produits fertilisants;
- 1.7.3 le client GNL;
- 1.7.4 les autres nouveaux clients;
- 1.7.5 les ajouts de charges en pétrochimie;
- 1.7.6 les ajouts de charges en métallurgie;
- 1.7.7 les autres ajouts de charge.

## Réponse :

Le tableau suivant présente la variation des ventes prévues sur l'horizon 2014 à 2019 pour les catégories mentionnées distinctement pour les services continu et interruptible.

Ventes du scénario de base - Service Continu (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )						
	VGE					
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Autres Volumes	2 063,8	2 057,9	2 084,6	2 126,9	2 128,3	2 128,7
Client GNL	-	-	-	55,2	110,8	154,0
Client majeur fabriquant des produits fertilisants	-	-	-	-	564,4	770,2
Les ajouts de charges en pétrochimie	217,3	233,7	234,4	240,5	240,5	264,7
Les autres nouveaux clients	-	21,9	75,1	100,5	109,1	135,0
Les quelques cimenteries	-	48,2	48,2	96,3	96,3	96,3
Total général	2 281,1	2 361,7	2 442,2	2 619,3	3 249,4	3 548,8

  

Ventes du scénario de base - Service Interruptible (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )						
	VGE					
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Autres Volumes	562,0	556,7	563,7	517,8	517,8	517,8
Client GNL	14,6	34,5	51,8	51,8	30,8	16,0
Les ajouts de charges en pétrochimie	131,6	135,5	135,9	135,5	140,9	141,0
Les quelques cimenteries	-	7,0	7,0	13,9	13,9	13,9
Total général	708,3	733,6	758,3	719,1	703,5	688,7

Ce tableau a été déposé à la Régie sous la pièce B-0292, Gaz Métro-2, Document 46.

Il est à noter que la catégorie 1.7.6 « Ajouts de charges en métallurgie » n'a pas de volume. La variation découlait plutôt d'un transfert volumétrique du service interruptible au service continu.

À l'exception de la catégorie 1.7.2 « Client majeur fabriquant des produits fertilisants », les volumes additionnels sont sous le service de transport de Gaz Métro.

Considérant les délais accordés pour répondre à ces demandes de renseignements et le fait que Gaz Métro propose de contracter les capacités de transport requises pour répondre à la demande jusqu'en 2018-2019 dès le 1<sup>er</sup> novembre 2016, la contribution au besoin de capacité a été évaluée seulement pour l'année 2018-2019.

L'annexe 3 présente une analyse des besoins d'approvisionnement par catégorie.

Le scénario de base a été utilisé (SH-P + M12). Afin d'évaluer la contribution à la capacité de chaque catégorie, la demande en journée de pointe et les besoins en hiver extrême ont été établis en excluant la demande de la catégorie visée de la demande projetée.

Une catégorie de base correspondant aux besoins pour la demande 2013-2014 a été ajoutée considérant le fait que les différentes variations des catégories identifiées sont établies en comparaison de cette demande.

Pour établir la contribution à la capacité de la catégorie 1.7.4 « Client GNL », le comparatif a été établi en considérant les ventes de GNL de 45 Mm<sup>3</sup> projetées au service interruptible pour l'année 2015-2016.

La contribution à la capacité additionnelle pour chacune des catégories est présentée à la ligne 26 de l'annexe 3.

La somme de ces contributions totalisant  $2\,175\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , présentée à la ligne 27 de l'annexe 3, est légèrement supérieure aux besoins lorsque les variations sont combinées, soit  $2\,030\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  (ligne 24, colonne 1). Cette différence découle de l'effet de la synergie des variations de la demande sur le plan d'approvisionnement de l'hiver extrême.

1.8 Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer la contribution au besoin de capacité des migrations du tarif D5 au tarif D4.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1 ci-dessus.

1.9 Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer la contribution au besoin de capacité de la clientèle PMD.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse 1.7 ci-dessus.

## Transport vers GMI NDA

### **Question 2**

#### **Référence :**

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, p. 14, ligne 15 à 23.

#### **Préambule :**

« Une capacité de 15 237 GJ/jour (405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) entre Parkway et GMI EDA est prévue à compter du 1er novembre 2015. Métro juge qu'une capacité de près de 3 000 GJ/jour (79 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) serait requise sous le service STS afin de conserver une flexibilité opérationnelle, ce qui laisse une capacité de 10 673 GJ/jour (282 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) à contracter vers GMIT NDA pour rencontrer les besoins de pointe de cette zone.

Gaz Métro propose d'attribuer 10 000 GJ/jour (264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) des 85 000 GJ requis en FTLH par l'Entente vers le point de livraison GMIT NDA, plutôt que 1 000 GJ/jour (26 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) initialement prévus. »

#### **Questions :**

- 2.1 Pourquoi ne pas utiliser le transport FTLH plutôt que Parkway – GMI NDA pour rencontrer les besoins de la zone Nord?

#### **Réponse :**

L'entente entre TCPL et les distributeurs de l'Est prévoit la réalisation par TCPL des capacités contractées lors d'un appel de soumissions précédent ce qui inclut la capacité Parkway – GMi NDA. Ces capacités feront donc partie du portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Cette approche est conforme à la stratégie de déplacement vers Dawn. Les économies de se déplacer à Dawn s'appliquent également pour la zone Nord. Il n'y a pas de raison de conserver l'approvisionnement de cette zone en transport longue distance.

- 2.2 Pourquoi ne pas combler l'ensemble du besoin résiduel de 10 673 GJ/jour de la zone Nord par du transport FTLH plutôt que seulement 10 000 GJ/jour?

#### **Réponse :**

Gaz Métro a arrondi la valeur pour déterminer la portion de FTLH vers GMIT NDA.

## Option 4

### Question 3

#### Référence :

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, Annexe 2, p. 1
- (ii) Notes sténographiques du 7 novembre 2013, p. 160.
- (iii) Gaz Métro-2, Document 40, pp. 21 et 22
- (iv) Gaz Métro-2, Document 40, p. 13, lignes 26 à 30.

#### Préambule :

La référence (i) présente des reventes a priori de transport aux années 2016-2017 et 2017- 2018.

#### Référence (ii) :

*« R. Au total quand on parle où est-ce qu'il y avait de la contrainte de capacité, le projet qu'on appelle le GTA Project, va produire pour un point deux... un million deux cent mille gigajoules (1,2 M GJ) jour de capacité supplémentaire pour fins de transmission, pour améliorer la liquidité dans... sur ce chemin-là. »*

#### Référence (iii) :

*« La dynamique de ce point d'approvisionnement sera cependant appelé à changer avec la mise en service du projet Constitution Pipeline qui propose de mettre en place une infrastructure de transport entre le bassin de Marcellus et le pipeline d'Iroquois par l'entremise d'un point d'interconnexion à Wright. Ce projet devrait modifier en profondeur les flots sur ce système et donc la dynamique de prix. Gaz Métro discute avec des contreparties qui seraient susceptibles de se commettre à long terme à la suite de la mise en service du pipeline Constitution Pipeline au sud de la frontière. Alors que certains croient que le projet sera 1 en service au printemps 2015, certains autres intervenants doutent de la date de mise en service. »*

*« Détenir des capacités de transport entre Iroquois et le territoire de Gaz Métro n'a de sens que dans la mesure où le distributeur et sa clientèle trouvent attrayant le point Iroquois en tant que point d'approvisionnement. »*

#### Questions :

3.1 Veuillez indiquer quels sont les outils qui font l'objet d'une vente a priori.

**Réponse :**

Le cas échéant, des ventes de transport FTLH ont été considérées dans les différents scénarios.

3.2 Veuillez indiquer le coût de ces outils au tarif de TCPL, les revenus de revente, ainsi que la perte nette sur ces outils.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les coûts de TCPL, les revenus et les coûts échoués relatifs aux ventes de FTLH *a priori* projetées au scénario de base des années 2017 et 2018.

Année	Quantité		Coûts de TCPL		Revenu de vente		Coûts échoués
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix	000\$	Prix	000\$	
2017	620	226 379	7,746	17 536	6,744	15 268	2 268
2018	322	117 524	7,746	9 104	6,119	7 192	1 912

3.3 Veuillez indiquer comment la perte nette sur les reventes a priori sera répartie entre les fonctions transport et équilibrage.

**Réponse :**

Les méthodes actuelles de fonctionnalisation des revenus d'optimisation s'appliqueraient. Ainsi, une partie des coûts résiduels des ventes de transport, déduction faite des revenus d'OMA, telle qu'évaluée à la Cause tarifaire, est transférée au service d'équilibrage, le solde demeurant fonctionnalisé au service de transport.

3.4 D'après les analyses de Gaz Métro, quelle portion de l'ajout de 1,2 M GJ/jour de capacité sur le tronçon Dawn GMI-EDA auquel il est fait référence en préambule demeurera inutilisée en 2015-2016? En 2018-2019?

**Réponse :**

La capacité de 1,2 M GJ/jour indiquée à la référence est celle du projet GTA d'Enbridge entre Parkway et Maple en Ontario. Il ne s'agit pas de capacité entre Dawn et GMIT EDA. Gaz Métro n'a pas d'analyse sur le taux d'utilisation du futur pipeline d'Enbridge, mais croit qu'il sera pleinement contracté.

3.5 D'après les analyses de Gaz Métro, quel serait l'impact de la mise en service du pipeline Constitution sur les exportations à Iroquois et à East Hereford.

**Réponse :**

Gaz Métro croit que la réalisation du pipeline Constitution devrait déplacer les livraisons de gaz canadien à Iroquois, potentiellement entraîner un renversement du flot et transformer le point d'Iroquois en point d'importation. Gaz Métro ne croit pas que le projet Constitution aura un impact sur les livraisons à East Hereford, car ces livraisons ne sont pas influencées par le système d'Iroquois. Gaz Métro croit que le marché de PNGTS pourrait être influencé également par un éventuel accès au gaz de Marcellus, mais la compréhension de Gaz Métro est que cet accès nécessiterait un projet autre que le projet de Constitution.

3.6 D'après les analyses de Gaz Métro, quel serait l'impact de la mise en service du pipeline Constitution sur la disponibilité de transport ferme vers la franchise?

**Réponse :**

Si le projet de Constitution se matérialisait et qu'il avait comme effet de réduire la demande à Iroquois, il aurait normalement comme impact de réduire l'utilisation du système de TCPL entre Parkway et Iroquois. Cette capacité pourrait théoriquement être disponible pour servir le territoire de Gaz Métro. Cette capacité pourrait cependant ne plus exister à la suite du projet Energy East de TCPL. En effet, la conversion au transport du pétrole d'une ligne à partir de North Bay et jusqu'à Iroquois aura comme impact de réduire les capacités de transport de gaz naturel disponibles. Une réduction de la demande à Iroquois à la suite de la réalisation du projet Constitution pourrait avoir comme seul impact une réduction des installations de remplacement qui devront être construites par TCPL et non pas de libérer une capacité de transport additionnelle.

**Question 4**

**Référence :**

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, p. 25, lignes 12 à 16.
- (ii) Gaz Métro-2, Document 40, p. 29, lignes 11 à 14.

**Préambule :**

- (i)  
« Étant donné que les achats de gaz de réseau seront majoritairement contractés à Empress et concentrés sur la période de l'hiver, la quantité de gaz de réseau pouvant être contractée à Niagara est limitée. En effet, cette structure implique qu'il n'y a pas ou peu

d'achats à Dawn en été. D'ailleurs, pour l'année 2018-2019, des capacités de transport FTLH non utilisées sont observées (colonne 9, ligne 15). » (nous soulignons)

(ii)

« Il s'agit d'une structure où les économies sont maximisées. Toutefois, ces économies pourraient être réduites dans l'éventualité d'une baisse des volumes en gaz de réseau découlant d'une migration de la clientèle vers le service d'achat direct. En effet, avec une telle structure, une migration entraînerait potentiellement des capacités excédentaires de transport FTLH. » (nous soulignons)

### **Questions :**

4.1 Considérant l'obligation de maintenir du Transport FTLH en vertu de l'Entente et les impacts décrits aux préambules (i) et (ii), ne serait-il pas avantageux de maintenir des livraisons en achats directs à Empress?

#### **Réponse :**

Si les livraisons de la clientèle en achat direct devaient être maintenues à Empress, les capacités de transport FTLH seraient supérieures à la quantité minimale de 85 000 GJ/jour. En fait, la structure d'approvisionnement ne pourrait être déplacée vers Dawn.

Quant à un transfert partiel des livraisons des clients en achat direct, en réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 7 de la Régie, pièce B-0226, Gaz Métro-2, Document 25, Gaz Métro a réitéré qu'elle ne privilégierait pas cette option. Les éléments mentionnés l'amenant à rejeter cette option s'appliquent peu importe les points de livraison visés.

Ceci étant dit, si Gaz Métro devait considérer des livraisons de la clientèle en achat direct à d'autres points de façon à contracter des capacités de transport entre ces points et le territoire de Gaz Métro, il ne saurait être question d'offre à la clientèle, mais plutôt d'obligation de livraison de quantités précises à des points spécifiques. Gaz Métro doute que c'est ce qui est recherché par les clients en achat direct.

4.2 Veuillez présenter un plan d'approvisionnement optimisé ainsi que l'estimation correspondante des coûts considérant l'ensemble des options disponibles selon un scénario où des livraisons en achats direct seraient maintenues de sorte qu'il n'y ait pas de capacité FTLH inutilisée et que des achats annuels à Dawn soient possibles.

#### **Réponse :**

L'annexe 2 présente les différents scénarios analysés à la pièce B-0276, Gaz Métro-2, Document 40 comparant des plans d'approvisionnement où :

1. les livraisons des clients en achat direct sont effectuées en totalité à Dawn (AD à Dawn); et
2. la totalité de la capacité de transport FTLH de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) est comblée par une partie des livraisons de la clientèle en achat direct. Cette alternative a pour effet de conserver une partie des livraisons de la clientèle en achat direct à Dawn.

### **Question 5**

#### **Référence :**

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, p. 20, lignes 5 à 14.

#### **Préambule :**

« En février 2010, Gaz Métro avait conclu une transaction d'optimisation avec une contrepartie qui consistait en une cession permanente de transport FTLH et une transaction d'échange entre Empress et GMIT EDA, Cette transaction prendra fin le 31 octobre 2014. Elle prévoyait une option pour Gaz Métro de reprendre au terme de la transaction une capacité de transport longue distance entre Empress et la zone GMIT EDA. L'option précisait que cette capacité de transport devait avoir un terme d'un an et être assortie de droits de renouvellement. Différentes circonstances ont eu pour effet que la contrepartie n'est pas en mesure de céder cette capacité de transport longue distance. La contrepartie a cependant offert à Gaz Métro de lui céder en remplacement une capacité de transport courte distance qu'elle détient entre Iroquois et GMIT EDA. »

#### **Questions :**

- 5.1 Veuillez décrire les diverses circonstances ayant eu pour effet que la contrepartie ne soit pas en mesure de céder à Gaz Métro la capacité longue distance?

#### **Réponse :**

Une capacité de transport ayant un terme d'un an et étant assorti d'un droit de renouvellement deviendra une impossibilité tarifaire à compter du 31 janvier 2014.

Une capacité de transport ayant un terme d'un an ne pourra bénéficier d'un droit de renouvellement et une capacité de transport assorti d'un droit de renouvellement aura nécessairement un terme supérieur à un an. La réglementation ayant changé, la contrepartie ne pouvait respecter le texte de l'entente tel que libellé. La contrepartie souhaitait cependant respecter l'esprit de l'entente et a donc entamé des discussions avec Gaz Métro pour lui

assigner une capacité de transport ayant un droit de renouvellement et laissant à Gaz Métro le choix de décider de la durée du renouvellement. La contrepartie était disposée à demander à TCPL de combiner des capacités de transport existantes qu'elle détient pour offrir à Gaz Métro une capacité longue distance, mais a offert à Gaz Métro le choix d'accepter une capacité courte distance en lieu et place. Comme Gaz Métro prévoit diminuer ses capacités longue distance, l'option courte distance semble être une option intéressante.

5.2 Veuillez indiquer si qu'il est advenu de la capacité en question.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.1.

5.3 La contrepartie a-t-elle versé des pénalités à Gaz Métro suite à son incapacité de rencontrer ses obligations contractuelles?

**Réponse :**

Non.

5.4 Veuillez indiquer si Gaz Métro détient d'autres contrats avec cette contrepartie.

**Réponse :**

Gaz Métro détient toujours des contrats avec cette contrepartie.

**Question 6**

**Référence :**

- (i) Gaz Métro-2, Document 40, pp. 17 (lignes 21 et 22) et 18 (lignes 1 et 2).
- (ii) Gaz Métro-2, Document 40, p. 23, lignes 26 à 28.

**Préambule :**

À la référence (i) Gaz Métro indique :

*« Cet automne, Intragaz a officiellement présenté à Gaz Métro une proposition de modification à l'offre de service du site de Pointe-du-Lac (PDL). Intragaz déposera*

*sous peu une requête à la Régie expliquant en détail la modification de l'offre, les investissements requis et l'impact sur les coûts additionnels pour Gaz Métro. »*

À la référence (ii) Gaz Métro indique :

*« Une structure d'approvisionnement impliquant le point d'Iroquois semble poser certains risques au niveau de la disponibilité du gaz et des coûts réels de la structure d'approvisionnement en fonction de la réalisation dans les délais du projet Constitution Pipeline. »*

**Questions :**

6.1 Quel est le niveau de confiance de Gaz Métro que la capacité offerte par PDL sera disponible considérant que le projet n'est pas encore déposé pour approbation et, nécessairement, n'a pas obtenu l'aval de la Régie?

**Réponse :**

En raison de l'avantage économique que présente ce projet pour la clientèle québécoise, Gaz Métro a un niveau de confiance élevé sur l'approbation du projet. Gaz Métro tient à souligner que l'ensemble des scénarios examinés nécessite la construction d'installations et est donc sujet à une approbation réglementaire (ONÉ, OEB ou Régie). Le projet d'Intragaz ne semble donc pas plus risqué qu'un projet de TCPL qui nécessite l'approbation de l'ONÉ ou d'un projet d'Enbridge ou d'Union Gas qui nécessite l'approbation de l'OEB. Comme le projet d'Intragaz ne nécessite l'approbation que d'un seul régulateur, on pourrait argumenter que son risque réglementaire est moindre que les options nécessitant l'approbation de deux régulateurs.

6.2 Veuillez indiquer en quoi la situation de PDL est différente de celle de Constitution Pipeline?

**Réponse :**

Gaz Métro considère que le projet de PDL est davantage comparable à l'accroissement de capacité sur TCPL qu'à un nouveau projet de pipeline à être construit sur un nouveau tracé. Gaz Métro comprend que les installations seront réalisées par Intragaz sur des terrains qu'elle détient ou sur lesquels elle détient déjà des options. Il s'agit d'un fournisseur qui opère déjà un système et non d'un nouveau fournisseur qui souhaite développer un nouveau projet à partir de zéro (Greenfield).



PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019  
ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

	<i>SH-P + M12</i>	<i>2018-2019 Sans migration D5 vers D4</i>	<i>Variation</i>
	(7)	(8)	(9)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
1 Continue	6 200	6 048	-152
2 Interruptible	638	790	152
3 Gaz d'appoint	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6 Interruptions	-52	-63	-11
7 Autres	124	124	0
8		170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 989</b>	<b>6 978</b>	<b>-12</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
10 Transport			
11 FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>1 851</i>	<i>1 851</i>	<i>0</i>
17 Achats dans le territoire	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 257	1 257	0
19 Achats à Dawn (AD)	3 853	3 842	-11
20 Biogaz	28	28	0
21 Autres	0	0	0
22 Retraits - injections	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 989</b>	<b>6 978</b>	<b>-12</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>			
24 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>34 368</b>	<b>33 840</b>	<b>-528</b>
25 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>34 478</b>	<b>34 038</b>	<b>-441</b>
26 <b>Maximum</b>	<b>34 478</b>	<b>34 038</b>	<b>-441</b>
<b>Approvisionnements</b>			
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 020	-441
34 STS	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 038</b>	<b>-441</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 038</b>	<b>-441</b>
41 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>111</b>	<b>198</b>	<b>87</b>
42 <b>% du total appro. après achat / (vente)</b> <b>(1.41/ 1.40)</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,6%</b>	

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2019**  
**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT**

	<b>SH-P + M12</b>	<b>2018-2019 Sans migration D5 vers D4</b>	<b>Variation</b>
	(7)	(8)	(9)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>			
Coûts de transport			
43 Transport clients	n/a	n/a	
44 FTLH (primaire, secondaire & échange)	63 554	63 554	0
45 STS	74 430	73 920	-510
46 FTSH (primaire & échange)	150 610	146 728	-3 882
47 Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
48 Achats de gaz - transport & équilibrage	-37 514	-37 514	0
49 Gaz de compression	3 635	3 635	0
50 Total - coûts de transport	<u>254 714</u>	<u>250 323</u>	<u>-4 391</u>
51 Coûts d'entreposage	37 523	37 529	6
52 Sous-total transport et équilibrage	292 237	287 852	-4 386
53 Fourniture	1 211 122	1 208 938	-2 183
54 Maintien des inventaires	4 588	4 610	22
55 <b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 501 400</b>	<b>-6 547</b>

ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019

	SH-P + M12			SH-D			SH-P, achat gaz Parkway		
	AD à Dawn (1)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (2)	Variation (3)	AD à Dawn (4)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	Variation (6)	AD à Dawn (7)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	Variation (9)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
1 Continue	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	638	638	0	638	638	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6 Interruptions	-52	-52	0	-52	-52	0	-52	-52	0
7 Autres	124	124	0	120	120	0	123	123	0
8								170	0
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 986</b>	<b>6 986</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>									
10 Transport									
11 FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0	819	819	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	981	981	0	981	981	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	-10	0	10
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>1 851</i>	<i>1 851</i>	<i>0</i>	<i>1 851</i>	<i>1 851</i>	<i>0</i>	<i>1 842</i>	<i>1 851</i>	<i>10</i>
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 257	2 076	819	1 253	2 072	819	1 170	1 979	809
19 Achats à Dawn (AD)	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819
20 Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 986</b>	<b>6 986</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>									
24 Journée de pointe - continue	34 368	34 368	0	34 368	34 368	0	34 368	34 368	0
25 Besoins hiver extrême	34 478	34 478	0	34 478	34 478	0	34 478	34 478	0
26 <b>Maximum</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
<b>Approvisionnements</b>									
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	4 933	4 933	0	2 903	2 903	0
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
33 FTSH (Parkway - GMIT)	10 461	10 461	0	8 432	8 432	0	10 197	10 197	0
34 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41 <b>Provision add. après achat(vente)</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
42 % du total appro. après achat / (vente) (I.41/ I.40)	0,3%	0,3%		0,3%	0,3%		0,3%	0,3%	

**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019**

	<b>SH-P + M12</b>			<b>SH-D</b>			<b>SH-P, achat gaz Parkway</b>			
	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>										
Coûts de transport										
43	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a		
44	FTLH (primaire, secondaire & échange)	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0
45	STS	74 430	74 430	0	71 351	71 351	0	73 989	73 989	0
46	FTSH (primaire & échange)	150 610	150 610	0	155 832	155 832	0	150 659	150 636	-22
47	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	-166	0	166
48	Achats de gaz - transport & équilibrage	-37 514	-37 514	0	-37 514	-37 514	0	-36 966	-37 171	-205
49	Gaz de compression	3 635	3 635	0	3 635	3 635	0	3 591	3 635	44
50	Total - coûts de transport	<u>254 714</u>	<u>254 714</u>	<u>0</u>	<u>256 858</u>	<u>256 858</u>	<u>0</u>	<u>254 661</u>	<u>254 643</u>	<u>-18</u>
51	Coûts d'entreposage	37 523	37 523	0	37 523	37 523	0	37 518	37 519	1
52	Sous-total transport et équilibrage	292 237	292 237	0	294 382	294 382	0	292 179	292 162	-17
53	Fourniture	1 211 122	1 211 122	0	1 211 525	1 211 525	0	1 211 089	1 211 091	2
54	Maintien des inventaires	4 588	4 588	0	4 586	4 586	0	4 606	4 606	0
55	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 507 947</b>	<b>1 507 947</b>	<b>0</b>	<b>1 510 493</b>	<b>1 510 493</b>	<b>0</b>	<b>1 507 874</b>	<b>1 507 860</b>	<b>-14</b>

ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019

	Profil PDL			Iroquois			Iroquois - achat de gaz en hiver			
	AD à Dawn (10)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (11)	Variation (12)	AD à Dawn (13)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (14)	Variation (15)	AD à Dawn (16)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (17)	Variation (18)	
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
1	Continue	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0
2	Interruptible	638	638	0	638	638	0	638	638	0
3	Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
4	Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0	28	28	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>	<i>6 917</i>	<i>6 917</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-52	-52	0	-52	-52	0	-52	-52	0
7	Autres	124	124	0	123	122	-1	124	123	-1
8									170	
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 988</b>	<b>-1</b>	<b>6 990</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>										
10	Transport									
11	FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0	819	819	0	819	819	0
12	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	981	981	0	981	981	0	981	981	0
14	Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0	51	51	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0	-72	0	72	-72	0	72
16	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>1 851</i>	<i>1 851</i>	<i>0</i>	<i>1 779</i>	<i>1 851</i>	<i>72</i>	<i>1 779</i>	<i>1 851</i>	<i>72</i>
17	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 257	2 076	819	1 203	1 948	746	1 277	2 023	746
19	Achats à Dawn (AD)	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819
20	Biogaz	28	28	0	28	28	0	28	28	0
21	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 988</b>	<b>-1</b>	<b>6 990</b>	<b>6 989</b>	<b>-1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>										
24	Journée de pointe - continue	34 368	34 368	0	34 368	34 368	0	34 368	34 368	0
25	Besoins hiver extrême	34 745	34 745	0	34 478	34 478	0	34 478	34 478	0
26	Maximum	34 745	34 745	0	34 478	34 478	0	34 478	34 478	0
<b>Approvisionnements</b>										
27	FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Transport clients & biogaz	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0
31	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0	2 164	2 164	0
33	FTSH (Parkway - GMIT)	10 329	10 329	0	10 117	10 117	0	10 117	10 117	0
34	STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35	Pointe-du-Lac	1 595	1 595	0	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
36	Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37	LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
39	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41	<b>Provision add. après achat(vente)</b>	<b>377</b>	<b>377</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
42	% du total appro. après achat / (vente) (I.41/ I.40)	1,1%	1,1%		0,3%	0,3%		0,3%	0,3%	

**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019**

	<b>Profil PDL</b>			<b>Iroquois</b>			<b>Iroquois - achat de gaz en hiver</b>			
	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	
	(10)	(2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (11)	(12)	(13)	(2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (14)	(15)	(16)	(2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (17)	(18)	
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>										
Coûts de transport										
43	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a		n/a	n/a		
44	FTLH (primaire, secondaire & échange)	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0
45	STS	74 301	74 301	0	73 944	73 871	-73	74 020	73 945	-75
46	FTSH (primaire & échange)	149 440	149 440	0	149 031	148 937	-94	149 156	149 061	-95
47	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0	-1 219	0	1 219	-1 219	0	1 219
48	Achats de gaz - transport & équilibrage	-37 514	-37 514	0	-33 380	-34 890	-1 510	-32 599	-34 109	-1 510
49	Gaz de compression	3 635	3 635	0	3 310	3 635	325	3 310	3 635	325
50	Total - coûts de transport	253 416	253 416	0	255 240	255 107	-133	256 221	256 086	-136
51	Coûts d'entreposage	38 530	38 530	0	37 521	37 522	1	37 522	37 522	0
52	Sous-total transport et équilibrage	291 946	291 946	0	292 761	292 628	-132	293 743	293 607	-136
53	Fourniture	1 211 114	1 211 114	0	1 211 075	1 211 094	18	1 211 111	1 211 129	19
54	Maintien des inventaires	4 592	4 592	0	4 614	4 628	14	4 608	4 610	1
55	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 507 651</b>	<b>1 507 651</b>	<b>0</b>	<b>1 508 450</b>	<b>1 508 351</b>	<b>-100</b>	<b>1 509 462</b>	<b>1 509 347</b>	<b>-116</b>

ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019

	Échange Dawn/EDA			Niagara		
	AD à Dawn (19)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (20)	Variation (21)	AD à Dawn (22)	AD à Empress (2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (23)	Variation (24)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>						
1 Continue	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0
2 Interruptible	638	638	0	638	638	0
3 Gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	0	28	28	0
5 <i>Sous-total</i>	6 917	6 917	0	6 917	6 917	0
6 Interruptions	-52	-52	0	-52	-52	0
7 Autres	124	124	0	123	123	0
8		170			170	
9 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>						
10 Transport						
11 FT LH (primaire & secondaire)	819	819	0	819	819	0
12 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	981	981	0	981	981	0
14 Transport gaz d'appoint	51	51	0	51	51	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	-10	0	10
16 <i>Transport Emp-GMIT</i>	1 851	1 851	0	1 842	1 851	10
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 257	2 076	819	1 170	1 979	809
19 Achats à Dawn (AD)	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819
20 Biogaz	28	28	0	28	28	0
21 Autres	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	0	0	0	0	0	0
23 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>						
24 <b>Journée de pointe - continue</b>	<b>34 368</b>	<b>34 368</b>	<b>0</b>	<b>34 368</b>	<b>34 368</b>	<b>0</b>
25 <b>Besoins hiver extrême</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
26 <b>Maximum</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
<b>Approvisionnements</b>						
27 FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0
29 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0
30 Transport clients & biogaz	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0
31 FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32 Transport par échange (Dawn - GMIT)	3 325	3 325	0	2 164	2 164	0
33 FTSH (Parkway - GMIT)	9 300	9 300	0	10 197	10 197	0
34 STS	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35 Pointe-du-Lac	1 196	1 196	0	1 196	1 196	0
36 Saint-Flavien	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37 LSR	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38 <b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
39 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
40 <b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>	<b>34 478</b>	<b>34 478</b>	<b>0</b>
41 <b>Provision add. après achat/(vente)</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	<b>0</b>
42 % du total appro. après achat / (vente) (1.41/ 1.40)	0,3%	0,3%		0,3%	0,3%	

**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019**

	<i>Échange Dawn/EDA</i>			<i>Niagara</i>		
	<i>AD à Dawn</i>	<i>AD à Empress</i>	<i>Variation</i>	<i>AD à Dawn</i>	<i>AD à Empress</i>	<i>Variation</i>
	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>						
Coûts de transport						
43	n/a	n/a		n/a	n/a	
44	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0
45	72 540	72 540	0	73 989	73 989	0
46	151 257	151 257	0	151 036	151 014	-22
47	0	0	0	-166	0	166
48	-37 514	-37 514	0	-37 583	-37 788	-205
49	3 635	3 635	0	3 591	3 635	44
50	<u>253 472</u>	<u>253 472</u>	<u>0</u>	<u>254 422</u>	<u>254 404</u>	<u>-18</u>
51	<u>37 523</u>	<u>37 523</u>	<u>0</u>	<u>37 518</u>	<u>37 519</u>	<u>1</u>
52	290 996	290 996	0	291 940	291 923	-17
53	1 211 121	1 211 121	0	1 211 089	1 211 091	2
54	4 586	4 586	0	4 606	4 606	0
55	<b>1 506 703</b>	<b>1 506 703</b>	<b>0</b>	<b>1 507 635</b>	<b>1 507 620</b>	<b>-14</b>

**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019**

	<b>Structure 1 PDL, échange et Niagara</b>			<b>Structure 2 PDL et échange</b>		
	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>	<b>AD à Dawn</b>	<b>AD à Empress</b>	<b>Variation</b>
	(25)	(2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (26)	(27)	(28)	(2 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (29)	(30)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>						
1	6 200	6 200	0	6 200	6 200	0
2	638	638	0	638	638	0
3	51	51	0	51	51	0
4	28	28	0	28	28	0
5	<b>6 917</b>	<b>6 917</b>	<b>0</b>	<b>6 917</b>	<b>6 917</b>	<b>0</b>
6	-52	-52	0	-52	-52	0
7	124	123	0	124	124	0
8		170			170	
9	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>						
10						
11	819	819	0	819	819	0
12	0	0	0	0	0	0
13	981	981	0	981	981	0
14	51	51	0	51	51	0
15	-9	0	9	0	0	0
16	<b>1 843</b>	<b>1 851</b>	<b>9</b>	<b>1 851</b>	<b>1 851</b>	<b>0</b>
17	0	0	0	0	0	0
18	1 169	1 979	810	1 257	2 076	819
19	3 853	3 035	-819	3 853	3 035	-819
20	28	28	0	28	28	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>	<b>6 989</b>	<b>6 989</b>	<b>0</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>						
24	<b>34 368</b>	<b>34 368</b>	<b>0</b>	<b>34 368</b>	<b>34 368</b>	<b>0</b>
25	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>
26	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>
<b>Approvisionnements</b>						
27	2 243	2 243	0	2 243	2 243	0
28	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0
30	2 783	2 783	0	2 783	2 783	0
31	2 903	2 903	0	2 903	2 903	0
32	3 325	3 325	0	3 325	3 325	0
33	8 904	8 904	0	9 168	9 168	0
34	5 705	5 705	0	5 705	5 705	0
35	1 595	1 595	0	1 595	1 595	0
36	1 294	1 294	0	1 294	1 294	0
37	5 729	5 729	0	5 729	5 729	0
38	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>
39	0	0	0	0	0	0
40	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>	<b>34 745</b>	<b>34 745</b>	<b>0</b>
41	377	377	0	377	377	0
42	1,1%	1,1%		1,1%	1,1%	

**ANALYSE DE STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2018-2019**

	<i>Structure 1 PDL, échange et Niagara</i>			<i>Structure 2 PDL et échange</i>		
	<i>AD à Dawn</i>	<i>AD à Empress</i>	<i>Variation</i>	<i>AD à Dawn</i>	<i>AD à Empress</i>	<i>Variation</i>
	(25)	(26) <i>(2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/jour)</i>	(27)	(28)	(29) <i>(2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/jour)</i>	(30)
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>						
43 Coûts de transport						
43 Transport clients	n/a	n/a		n/a	n/a	
44 FTLH (primaire, secondaire & échange)	63 554	63 554	0	63 554	63 554	0
45 STS	71 970	71 970	0	72 412	72 412	0
46 FTSH (primaire & échange)	150 515	150 494	-21	150 087	150 087	0
47 Vente de transport FTLH non utilisé	-147	0	147	0	0	0
48 Achats de gaz - transport & équilibrage	-37 606	-37 788	-182	-37 514	-37 514	0
49 Gaz de compression	3 596	3 635	39	3 635	3 635	0
50 Total - coûts de transport	<u>251 881</u>	<u>251 865</u>	<u>-17</u>	<u>252 174</u>	<u>252 174</u>	<u>0</u>
51 Coûts d'entreposage	<u>38 528</u>	<u>38 529</u>	<u>1</u>	<u>38 530</u>	<u>38 530</u>	<u>0</u>
52 Sous-total transport et équilibrage	290 409	290 393	-16	290 704	290 704	0
53 Fourniture	1 211 087	1 211 090	2	1 211 113	1 211 113	0
54 Maintien des inventaires	4 592	4 592	0	4 589	4 589	0
55 <b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 506 088</b>	<b>1 506 075</b>	<b>-13</b>	<b>1 506 407</b>	<b>1 506 407</b>	<b>0</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2019**  
**ANALYSE DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT**

	<b>2018-2019</b>	<b>Demande 2013-2014</b>	<b>Cimenteries</b>	<b>Client majeur fabriquant de fertilisant</b>	<b>Client GNL</b>	<b>Autres nouveaux clients</b>	<b>Pétrochimie</b>	<b>Autres volumes</b>	<b>PMD</b>	
	(1)	(2)	1.7.1 (3)	1.7.2 (4)	1.7.3 (5)	1.7.4 (6)	1.7.5 (7)	1.7.7 (8)	1.9 (9)	
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>										
1	Continue	6 200	4 895	6 104	5 430	6 046	6 065	6 153	6 136	6 161
2	Interruptible	638	674	638	638	667	638	628	682	638
3	Gaz d'appoint	51	37	37	51	51	51	51	51	51
4	Client biogaz en réseau dédié	28	26	28	28	28	28	28	28	28
5	<i>Sous-total</i>	<i>6 917</i>	<i>5 633</i>	<i>6 807</i>	<i>6 147</i>	<i>6 792</i>	<i>6 782</i>	<i>6 860</i>	<i>6 897</i>	<i>6 878</i>
6	Interruptions	-52	-52	-52	-52	-3 782	-52	-52	-52	-52
7	Autres	125	108	122	124	123	123	124	123	123
8	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 990</b>	<b>5 689</b>	<b>6 877</b>	<b>6 219</b>	<b>3 133</b>	<b>6 852</b>	<b>6 932</b>	<b>6 969</b>	<b>6 949</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>										
9	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>34 368</b>	<b>30 254</b>	<b>34 108</b>	<b>32 258</b>	<b>33 853</b>	<b>33 999</b>	<b>34 271</b>	<b>34 119</b>	<b>34 020</b>
10	<b>Besoins hiver extrême</b>	<b>34 478</b>	<b>30 372</b>	<b>34 204</b>	<b>32 353</b>	<b>33 966</b>	<b>34 098</b>	<b>34 370</b>	<b>34 365</b>	<b>34 220</b>
11	<b>Outils requis = maximum [I.9 ; I.10]</b>	<b>34 478</b>	<b>30 372</b>	<b>34 204</b>	<b>32 353</b>	<b>33 966</b>	<b>34 098</b>	<b>34 370</b>	<b>34 365</b>	<b>34 220</b>
<b>Approvisionnements</b>										
12	FTLH (primaire & secondaire)	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	Transport clients & biogaz	2 783	674	2 783	673	2 783	2 783	2 783	2 783	2 783
16	FTSH (Dawn - GMIT)	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903	2 903
17	Transport par échange (Dawn - GMIT)	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164
18	FTSH (Parkway - GMIT)	8 432	8 432	8 432	8 432	8 432	8 432	8 432	8 432	8 432
19	STS	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705
20	Pointe-du-Lac *	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196	1 196
21	Saint-Flavien *	1 294	1 294	1 294	1 294	1 294	1 294	1 294	1 294	1 294
22	LSR *	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729	5 729
23	<b>TOTAL appro. avant achat / (vente)</b>	<b>32 449</b>	<b>30 340</b>	<b>32 449</b>	<b>30 339</b>	<b>32 449</b>	<b>32 449</b>	<b>32 449</b>	<b>32 449</b>	<b>32 449</b>
24	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>2 030</b>	<b>1 518</b>	<b>1 755</b>	<b>2 014</b>	<b>1 518</b>	<b>1 650</b>	<b>1 921</b>	<b>1 916</b>	<b>1 771</b>
25	<b>TOTAL appro. après achat / (vente)</b>	<b>34 478</b>	<b>31 858</b>	<b>34 204</b>	<b>32 353</b>	<b>33 966</b>	<b>34 098</b>	<b>34 370</b>	<b>34 365</b>	<b>34 220</b>
26	<b>Contribution à la capacité additionnelle</b> (Variation ligne 24 : vs col.1 - 2018-2019)		<b>512</b>	<b>274</b>	<b>16</b>	<b>512</b>	<b>380</b>	<b>108</b>	<b>113</b>	<b>259</b>
27								<b>Cumulatif</b>		<b>2 175</b>

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2014 est de 37,76.