

**PLAN**  
**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**HORIZON 2016-2019**

## T A B L E D E S M A T I È R E S

<b>LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE .....</b>	<b>5</b>
<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>11</b>
<b>1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....</b>	<b>13</b>
1.1. Contexte récent : la baisse des prix mondiaux du pétrole.....	13
1.2. Marché gazier : les principaux fondamentaux.....	20
1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis .....	20
1.2.2. Contexte gazier au Canada.....	24
1.3. Carrefour d'échange de Dawn.....	29
1.4. Le projet Énergie Est.....	34
1.5. Prix du gaz naturel .....	35
1.6. En résumé.....	44
<b>2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>45</b>
2.1. Hypothèses économiques .....	45
2.2. Hypothèses énergétiques.....	46
<b>3. SITUATION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>50</b>
3.1. Marché grandes entreprises.....	51
3.2. Marché résidentiel.....	53
3.3. Marché affaires .....	55
<b>4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2015) .....</b>	<b>55</b>
4.1. Livraisons 2014-2015 pour le marché grandes entreprises .....	56
4.2. Livraisons 2014-2015 pour le marché des petit et moyen débits .....	60
<b>5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2016-2019 .....</b>	<b>61</b>
5.1. Scénario de base 2016-2019 .....	62
5.1.1. Livraisons 2016-2019 pour le marché grandes entreprises .....	62
5.1.2. Livraisons 2016-2019 pour le marché des petit et moyen débits .....	66

5.2.	Livraisons globales (scénario de base).....	70
5.3.	Scénario favorable .....	71
5.4.	Scénario défavorable .....	73
5.5.	Comparaison des plans d’approvisionnement 2016-2019 et 2015-2018.....	76
<b>6.</b>	<b>ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....</b>	<b>77</b>
6.1.	Méthodologie du calcul des probabilités .....	77
6.2.	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2016 à 2019 .....	79
6.3.	Aperçu sur quatre ans .....	83
<b>7.</b>	<b>CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2016-2019 .....</b>	<b>83</b>
7.1.	Retour sur la Cause tarifaire 2015 et contexte général.....	84
7.2.	Transport.....	87
7.3.	Fourniture de gaz naturel .....	89
7.4.	Autres sources d’approvisionnement.....	90
7.5.	Équilibrage .....	90
7.6.	Conclusion .....	91
<b>8.</b>	<b>CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EXISTANTS .....</b>	<b>93</b>
8.1.	Fourniture de gaz naturel .....	93
8.1.1.	Clients au service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro .....	93
8.1.2.	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	98
8.2.	Transport.....	99
8.2.1.	Services de transport du distributeur .....	99
8.2.2.	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client .....	100
8.2.3.	Gaz d’appoint .....	101
8.2.4.	Coûts de transport.....	101
8.3.	Équilibrage .....	102
8.3.1.	Coûts d’entreposage .....	102
<b>9.</b>	<b>PLANIFICATION D’APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>102</b>
9.1.	Planification pour l’année 2015-2016.....	103
9.1.1.	Demande et sources d’approvisionnement gazier .....	103

9.1.2.	Établissement de la journée de pointe.....	103
9.1.3.	Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température.....	106
9.1.4.	Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême .....	107
9.1.5.	Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2016.....	110
9.1.6.	Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité .....	112
9.1.7.	Coefficient d'utilisation FTLH.....	114
9.1.8.	Nombre maximum de jours d'interruption .....	114
9.2.	Plan d'approvisionnement 2016-2019 – scénarios de base, favorable et défavorable .....	114
9.2.1.	Fourniture de gaz naturel .....	114
9.2.2.	Transport.....	115
9.2.3.	Équilibrage .....	116
9.2.4.	Impact de la température.....	116
9.2.5.	Scénario favorable .....	117
9.2.6.	Scénario défavorable .....	118
9.3.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	118
<b>10.</b>	<b>REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS .....</b>	<b>119</b>
10.1.	Transactions opérationnelles.....	119
10.1.1.	Vente de transport a priori.....	119
10.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé .....	119
10.2.	Transactions financières.....	120
10.2.1.	Transactions de prêt d'espace.....	120
<b>CONCLUSION</b>	<b>.....</b>	<b>122</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>.....</b>	<b>123</b>

---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

1	<b>AECO</b>	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
2		
3	<b>Dawn</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario
4	<b>Degrés-jours</b>	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne; les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport à la température extérieure
5		
6		
7	<b>Empress</b>	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
8		
9		
10	<b>Entente</b>	Entente négociée entre TCPL et les distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro) permettant d'offrir des capacités de transport additionnelles au marché de l'est du Canada à partir du carrefour d'échange de Dawn en Ontario
11		
12		
13		
14	<b>FTLH</b>	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre Empress et GMIT EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et GMIT EDA/NDA
15		
16		
17		
18	<b>FTSH</b>	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et GMIT EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMIT EDA/NDA
19		
20		
21		
22	<b>FTNR</b>	Firm Transportation Non-Renewable; service de transport ferme non renouvelable de TCPL
23		
24	<b>« Futures »-contrat à terme</b>	
25		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
26		
27		
28	<b>Gigajoule (GJ)</b>	1 milliard de joules = 10 <sup>9</sup> joules
29	<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié
30	<b>GMIT EDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
31		
32		
33	<b>GMIT NDA</b>	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL
34		
35		
36	<b>Joule</b>	Unité de mesure de l'énergie – 1 m <sup>3</sup> équivaut à 37 890 000 joules
37	<b>LSR</b>	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
38		
39	<b>ONÉ</b>	Office national de l'énergie

1	<b>Parkway</b>	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
2	<b>PIB</b>	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la
3		production à l'intérieur des frontières d'un pays
4	<b>SPEDE</b>	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet
5		de serre du Québec
6	<b>STS</b>	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway
7		et GMT EDA; ce service est disponible du 1 <sup>er</sup> novembre au 15 avril
8		inclusivement de chaque saison hivernale
9	<b>TCPL</b>	TransCanada PipeLines Limited
10	<b>TQM</b>	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

1 Carte 1



Légende

- Nova
- Union Gas
- SCGM
- VGS
- TCPL
- TQM
- PNGTS

## SOMMAIRE

- 1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Société en commandite  
2 Gaz Métro (« Gaz Métro »), la demande de la clientèle<sup>1</sup> pour les années 2016 à 2019 se présente  
3 comme suit :

**Tableau 1**

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )			
	2016	2017	2018	2019
Grandes entreprises	2 757,0	3 040,2	3 529,1	3 929,1
Petit et moyen débits	2 757,5	2 770,8	2 786,0	2 806,8
<b>TOTAL</b>	<b>5 514,6</b>	<b>5 811,1</b>	<b>6 315,1</b>	<b>6 735,8</b>

4 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources  
5 d'énergie et le maintien anticipé de cet avantage sur un horizon de moyen terme se traduit en de  
6 nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui permettent  
7 d'assurer une croissance des livraisons. Bien qu'entre 2015 (révision budgétaire 5/7) et 2016,  
8 première année du plan d'approvisionnement, une baisse de 3,69 % de la demande en gaz  
9 naturel est prévue, une augmentation de 22,15 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan,  
10 entre 2016 et 2019. La baisse des volumes observée entre 2015 et 2016 est principalement  
11 attribuable à la baisse de production d'un important client du secteur de la métallurgie. Par contre,  
12 Gaz Métro anticipe une hausse des volumes pour les années suivantes à la fois par des ajouts  
13 de charge chez des clients existants qui sont stimulés par la position concurrentielle favorable du  
14 gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie, ainsi que par l'arrivée de nouveaux clients  
15 dont un majeur œuvrant dans le domaine de la liquéfaction du gaz naturel.

16 Gaz Métro doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour rencontrer la demande  
17 en journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle des clients au service  
18 continu et, dans la mesure du possible, celle des clients au service interruptible. Les  
19 approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux  
20 fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.

21 Dans le présent plan d'approvisionnement, les besoins pour les années 2016 et 2019 sont en

---

<sup>1</sup> Les volumes associés aux ventes de GNL sont inclus dans ces prévisions.



1 croissance, l'année 2018 est en équilibre alors que l'année 2017 est en excédent  
2 d'approvisionnement. Les capacités additionnelles requises à contracter ou les capacités  
3 excédentaires projetées sont les suivantes :

**Tableau 2**

<b>Année</b>	<b>Besoins d'approvisionnement</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
2016	881
2017	(628)
2018	24
2019	470

4 Sur l'horizon du plan 2016-2019, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
5 d'approvisionnement vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016. De plus, à compter de l'année 2017, elle  
6 a intégré les approvisionnements découlant des options alternatives, soit : l'interruption de la  
7 liquéfaction du client GM GNL comme outil de pointe et la refonte du service interruptible.

8 Pour l'année 2016, Gaz Métro est en discussion avec TCPL et des tiers afin de contracter les  
9 approvisionnements additionnels requis. Dans la décision D-2015-003, la Régie de l'énergie  
10 (« Régie ») autorisait Gaz Métro à contracter jusqu'à 2 266 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacité de transport  
11 pour répondre aux besoins identifiés dans le cadre de la Cause tarifaire 2015. Au moment de  
12 produire le plan, Gaz Métro n'avait pas encore contracté de capacités. Elle a donc projeté au plan  
13 l'ajout d'une combinaison de capacités sur l'hiver et sur l'année.

14 D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès d'Union  
15 Gas avec une date de mise au service au 1<sup>er</sup> novembre 2015, soit 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
16 (257 784 GJ/jour), seront disponibles à cette date. Toutefois, ces capacités ne pourront être  
17 utilisées tant que TCPL n'aura pas rendu disponibles les capacités entre Parkway et le territoire  
18 de Gaz Métro afin de compléter le tronçon Dawn-GMIT. Les coûts des nouvelles capacités auprès  
19 d'Union Gas seront tout de même facturés dès leur mise au service.

20 Pour l'année 2019, une croissance des besoins nécessiterait de demander à TCPL et Union Gas  
21 un ajout de capacité, impliquant potentiellement de la construction. Toutefois, Gaz Métro attendra  
22 que les impacts du projet de refonte du service interruptible sur le plan d'approvisionnement  
23 soient identifiés, même sommairement, avant de prendre des mesures pour l'année 2019.

1 La majorité de ses contrats a maintenant une durée de plus de 7 ans étant donné que Gaz Métro  
2 a dû confirmer le renouvellement de ses capacités de transport FT au point de réception EDA  
3 jusqu'au 31 octobre 2022. Dans un tel contexte, les stratégies d'approvisionnement des  
4 prochaines années seront plus limitées.

## **INTRODUCTION**

1 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2016 à 2019, est préparé par Gaz Métro en  
2 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le Règlement »)  
3 (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la  
5 prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

6 Pour le développement du plan d'approvisionnement, Gaz Métro exposera initialement la vision  
7 long terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel  
8 elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle  
9 qui en découlera.

10 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan quadriennal, Gaz Métro  
11 commentera les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence  
12 entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire 2015 et celle établie lors de l'exercice  
13 budgétaire 5/7 2015 (5 mois réels/7 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la  
14 présente cause.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 5/7 pour l'année en cours, Gaz Métro  
16 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2016 à  
17 2019.

18 Pour établir les bases de son plan d'approvisionnement, Gaz Métro détaillera le contexte gazier  
19 dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, sa stratégie  
20 d'approvisionnement sur l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan  
21 d'approvisionnement pour 2016-2019 sera présenté, considérant les diverses informations  
22 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2016  
23 seront également détaillées.

24 Gaz Métro présentera distinctement les sujets d'analyse identifiés en suivi par la Régie aux  
25 décisions D-2012-175, D-2014-064 et D-2014-201, soit :

- 26 ➤ Décision D-2012-175 (paragr. 93 et 107) et décision D-2014-064 (paragr. 36) :  
27 Déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn : suivis relatifs à la flexibilité  
28 opérationnelle, incluant la tarification des frais associés – pièce Gaz Métro-103,  
29 Document 3;

- 1       ➤ Décision D-2014-201 : Méthode d'évaluation de la demande continue en journée de  
2       pointe :
- 3             ○ Paragr. 66 - Ajout de 2 % au volume souscrit pour les clients en combinaison  
4             tarifaire - pièce Gaz Métro-113, Document 2;
- 5             ○ Paragr. 70 - Analyse de sensibilité du modèle relié au changement de l'année de  
6             référence - pièce Gaz Métro-103, Document 4;
- 7             ○ Paragr. 73 – Possibilité de tenir compte de l'ajout de volume pour les grandes  
8             catégories VGE et PMD dans le facteur d'ajustement - pièce Gaz Métro-103,  
9             Document 4.
- 10       Dans le cadre du projet de déplacement vers Dawn, Gaz Métro présentera également à la pièce  
11       Gaz Métro-103, Document 3 l'analyse d'autres sujets connexes non traités jusqu'à présent.

## **1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER**

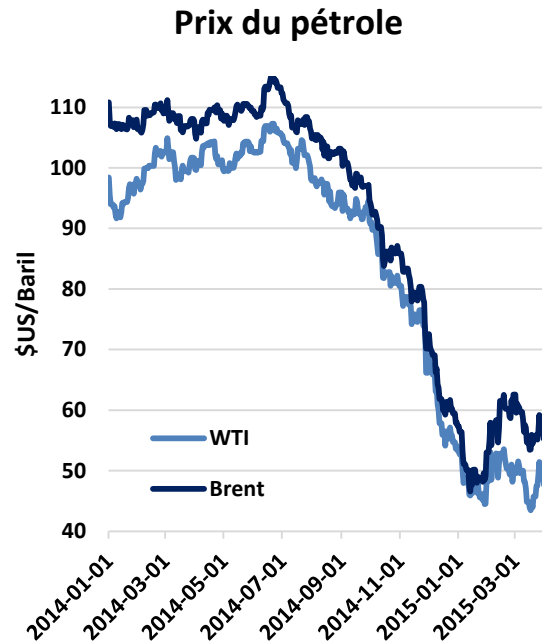
1 La présente section a pour but de présenter la vision à long terme de Gaz Métro en matière  
2 d'approvisionnement gazier. Cette vision s'inscrit notamment dans un contexte où :

- 3 • une baisse subite des prix du pétrole vient modifier l'environnement contextuel de  
4 production et de développement de la ressource gazière;
- 5 • les développements des champs gaziers de Marcellus et Utica se poursuivent de même  
6 que le développement des infrastructures associées à ces bassins;
- 7 • Gaz Métro est à quelques mois d'amorcer une autre phase du déplacement de ses  
8 approvisionnements vers Dawn; et
- 9 • les projets Oléoduc Énergie Est et du réseau principal Est (Eastern Mainline Project) ont  
10 été déposés par TCPL auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ).

### **1.1. Contexte récent : la baisse des prix mondiaux du pétrole**

11 La dégringolade des prix du pétrole est sans contredit l'évènement le plus marquant de  
12 l'actualité énergétique de la dernière année. Depuis l'été 2014, le baril de pétrole a perdu plus  
13 de 50 % de sa valeur. Deux facteurs ont déclenché cette baisse de prix. D'abord, le  
14 ralentissement de la croissance mondiale en lien avec le fléchissement de la croissance  
15 économique de la Chine et la faiblesse persistante en Europe et au Japon. Ensuite, la forte  
16 croissance de la production des pays hors de l'Organisation des pays producteurs de pétrole  
17 (OPEP), reposant essentiellement sur la montée rapide de la production de pétrole de shale  
18 aux États-Unis. La croissance de la production mondiale a été plus forte que la croissance de  
19 la demande créant ainsi un surplus de pétrole sur le marché international et fragilisant les  
20 parts de marché de l'OPEP.

## Graphique 1



1 La baisse des prix s'est amorcée en juillet 2014 et la tendance s'est accentuée en novembre  
 2 lorsque les membres de l'OPEP ont décidé de ne pas abaisser leur quota de production  
 3 comme ils le font habituellement pour soutenir le prix. L'OPEP, en particulier l'Arabie  
 4 Saoudite, a plutôt choisi de protéger ses parts de marché en laissant tomber le prix à un  
 5 niveau qui éliminerait, à terme, une partie de leurs compétiteurs dont les coûts de production  
 6 sont les plus élevés. Il s'agit notamment du pétrole de shale des États-Unis mais aussi, des  
 7 sables bitumineux canadiens. La plupart des analyses estiment que le coût de production du  
 8 pétrole de shale est en moyenne de 75 \$US le baril. Quant à celui des sables bitumineux, il  
 9 se situe généralement autour de 85 \$US le baril.

10 Combien de temps le marché du pétrole affichera des prix aussi bas ? Cela est difficile à  
 11 prévoir. Mais jusqu'à présent, la surabondance de l'offre ne donne guère de signe de  
 12 ralentissement.

13 Dans un premier temps, la réaction de certains producteurs est probablement d'augmenter  
 14 leur production même si les prix sont bas. Il s'agit là de compenser la baisse de prix par une  
 15 augmentation du volume, question de maintenir leur trésorerie. La production de pétrole aux  
 16 États-Unis était de 8,7 millions de barils/jour en juin 2014, elle a augmenté à 9,3 millions en  
 17 décembre 2014.

1 La plupart des analystes prévoient toujours une augmentation de la production à court et à  
2 moyen termes aux États-Unis. La chute de prix est compensée par une augmentation de la  
3 productivité et une baisse des coûts de production.

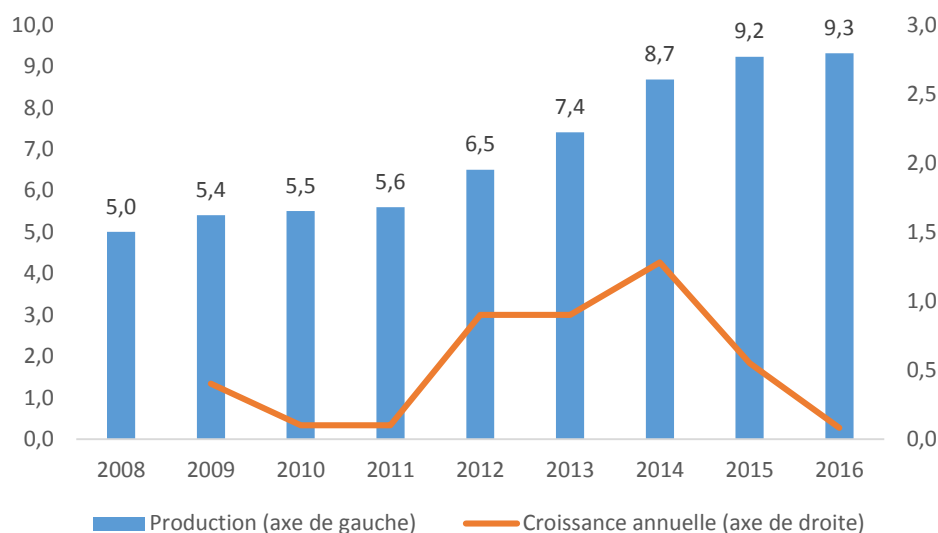
4 Selon Wood Mackenzie<sup>2</sup>:

- 5 • «North America tight oil remains in the teen years of development and it is yet to be  
6 seen whether low prices will accelerate learning or delay advancements.
- 7 • North American E&Ps have the ability to dramatically reduce costs and improve  
8 operational efficiency in periods of low prices. »

9 Le Graphique 2 présente les prévisions de production de pétrole brut aux États-Unis selon  
10 l'agence Energy Information Administration (EIA)<sup>3</sup>:

### Graphique 2

Production de pétrole brut aux États-Unis  
(millions de barils/jour)



11 Mais à terme, on s'attend nécessairement à une baisse de la production si l'environnement  
12 de bas prix perdure. Déjà, plusieurs entreprises ont annoncé une baisse des investissements

<sup>2</sup> Wood Mackenzie, Oil price decline: Impact to associated gas - February 12<sup>th</sup> 2015

<sup>3</sup> U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook - April 2015

1 liés au développement des ressources pétrolières. La baisse de l'activité de forage témoigne  
2 aussi de la réaction des producteurs face à la chute de prix. Au moment d'écrire ces lignes,  
3 les forages pétroliers aux États-Unis avaient baissé de 50 % par rapport au pic du mois  
4 d'août 2014.

### Graphique 3

Historique des forages pétroliers aux États-Unis



Source: Baker Hughes – site internet

### Quels sont les conséquences de la chute des prix du pétrole sur l'industrie du gaz naturel?

7 Gaz Métro s'est interrogée sur les impacts potentiels de la baisse des prix du pétrole sur  
8 l'industrie du gaz naturel en Amérique du Nord. Gaz Métro croit que la plupart de ces impacts  
9 se feront sentir à plus long terme, si les bas prix du pétrole persistent.

#### 10 1. Le gaz associé

11 La baisse des investissements dans le secteur pétrolier et ultimement la baisse de la  
12 production de pétrole auront potentiellement un impact sur la quantité de gaz associé.  
13 Le gaz naturel produit à même les puits de pétrole compte pour environ le tiers de la  
14 croissance de la production gazière totale aux États-Unis<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Reuters, Low oil prices threaten to curb 'associated' gas output growth – Nov. 5, 2014



1           2. Le prix des liquides

2           Un autre impact de la diminution du prix du pétrole est relié à la baisse du prix des  
3           liquides de gaz naturel tel que le butane, le propane et l'éthane. Depuis quelques  
4           années, les producteurs de gaz naturel cherchent à développer les champs gaziers  
5           riches en liquides car les revenus provenant de la vente de ces liquides rendent plus  
6           lucrative l'exploitation des gisements de gaz de shale<sup>5</sup>.

7           Lorsque la valeur des liquides est plus élevée que celle du gaz naturel, cela ajoute à  
8           la rentabilité de la production gazière. C'était le cas depuis plusieurs années car le prix  
9           des liquides est fortement corrélé avec les prix du pétrole.

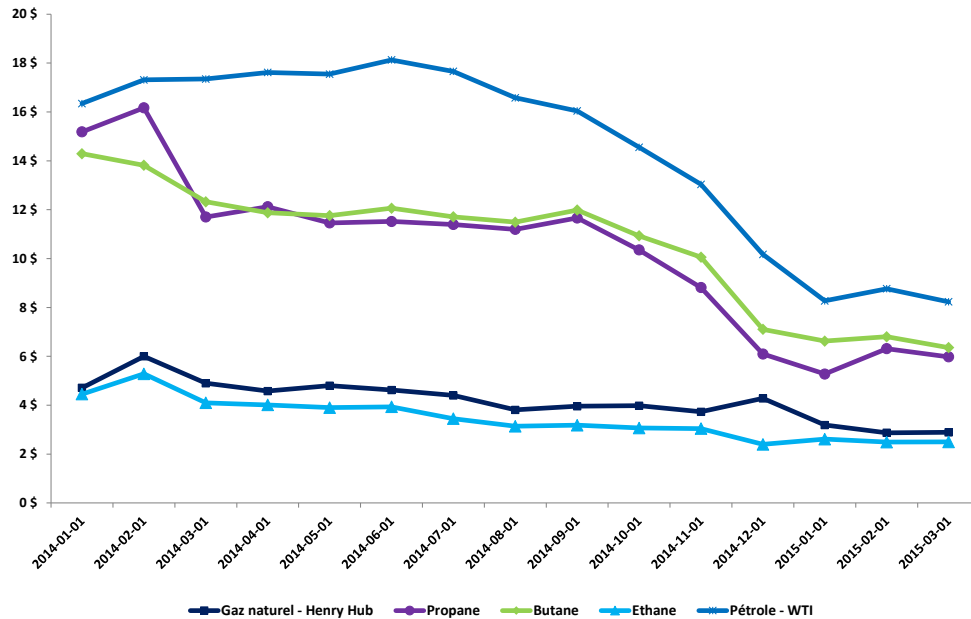
10          Mais le prix des liquides, notamment le propane et le butane, se sont effondrés depuis  
11          le mois de juin 2014 et particulièrement à l'automne 2014. Cette baisse a un effet  
12          négatif sur la marge que reçoivent les producteurs qui privilégiaient les champs  
13          gaziers riches en liquides. Un retour vers les champs gaziers « secs », qui avaient été  
14          délaiés au cours des dernières années, est à prévoir.

---

<sup>5</sup> À l'état brut, le gaz naturel est composé principalement de méthane mais il renferme aussi certains constituants comme le propane, le butane et l'éthane. Le gaz naturel riche en liquides est traité en vue d'extraire et de récupérer ces liquides de gaz naturel qui ont une valeur en tant que produits distincts sur le marché.

## Graphique 4

## Évolution du prix du gaz naturel et des liquides - \$US/MMBTU



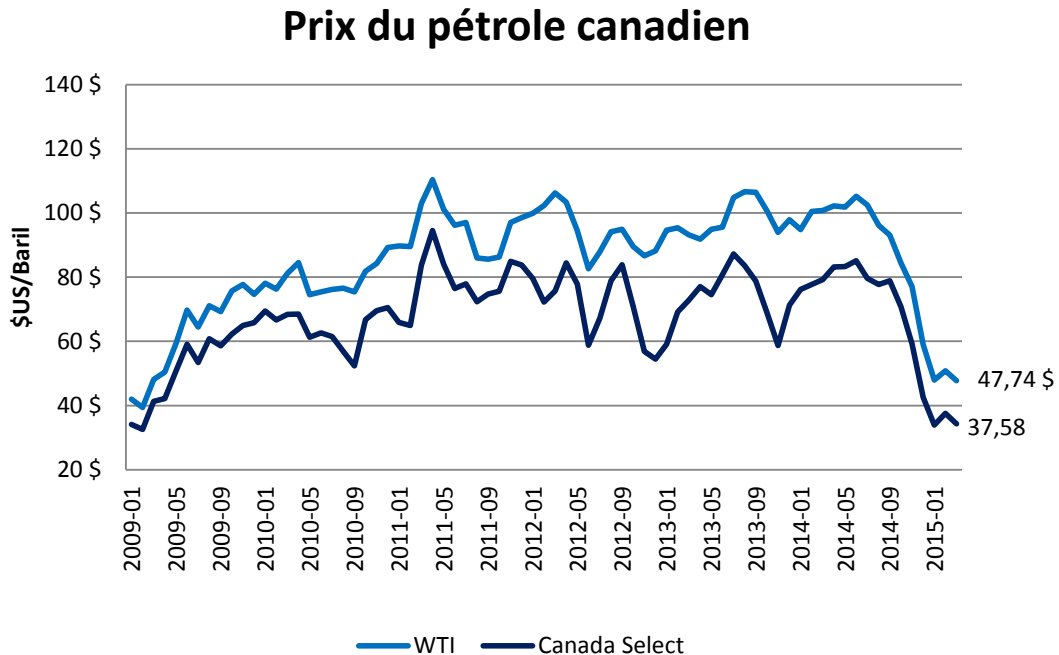
1 Certains analystes croient que la baisse des prix des liquides pourrait ne pas avoir  
 2 d'impact important sur la production globale de gaz naturel. Wood Mackenzie est  
 3 d'avis que la baisse des revenus tirés de la vente des liquides sera compensée par  
 4 les efforts des producteurs d'abaisser leur coût de production.

- « Cost reductions, continued efficiency increases, and a large inventory of core well locations will support continued growth from rich-gas areas.
- In 2015, we expect service firms to fight to keep market share
  - Price cuts between 15-20% are expected for service firms to keep equipment and personnel active.
- In periods of low prices, producers shift to target the highest returning areas and leverage existing infrastructure to lower costs.
- In the Northeast, an area with limited oil development, we still expect cost declines.
  - Antero announced it would reduce step-out activity, drill more wells per pad, and optimize well design to reduce costs.
  - Range announced it expects to see \$850,000 cost savings per-well.
- Lean-gas development may accelerate if producers shift away from NGL-rich areas, however, this will also depend on the absolute price of natural gas.<sup>6</sup> »

<sup>6</sup> Wood Mackenzie, Oil price decline: Impact to associated gas - February 12, 2015

- 1 3. Baisse de la demande de gaz naturel de l'industrie des sables bitumineux au Canada  
 2 Évidemment, la baisse des prix mondiaux du pétrole a entraîné les prix du pétrole  
 3 canadien dans son sillage. Selon PIRA, le coût de production du pétrole issu des  
 4 sables bitumineux serait en moyenne équivalent à un prix du Brent de 85 \$US le baril.

**Graphique 5**



- 5 D'ores et déjà, le nombre d'appareils de forage de puits de pétrole classique au  
 6 Canada a baissé de 60 % en janvier 2015 par rapport à janvier 2014. Selon l'ONÉ, la  
 7 chute de l'activité de forage fera en sorte que la production de pétrole brut léger dans  
 8 l'ouest du Canada ne s'accroîtra pas en 2015.

- 9 Selon l'ONÉ, la situation est différente pour ce qui est du bitume :

*« Contrairement au pétrole classique, la production de bitume dans l'Ouest canadien devrait augmenter en 2015, malgré les faibles prix du pétrole. Les projets visant des sables bitumineux ont généralement un délai d'exécution de trois à quatre ans et ils exigent l'engagement de sommes importantes avant la mise en production. La production de bitume est ainsi moins sujette aux fluctuations de prix à court terme, comparativement à la production classique. Par conséquent, la production de bitume devrait s'accroître au cours de l'année avec la mise en production de plusieurs projets visant des sables bitumineux en 2015.<sup>7</sup> »*

1 À plus long terme, une baisse persistante des prix du pétrole risque d'affecter la  
2 production canadienne de bitume et aura vraisemblablement pour conséquence de  
3 diminuer la demande de gaz naturel par cette industrie.

4 4. Impact du prix du pétrole sur la réalisation des projets d'exportation de GNL.

5 Un dernier impact de la baisse des prix mondiaux du pétrole a trait à la réalisation des  
6 projets d'usine de liquéfaction de gaz naturel au Canada. Le modèle d'affaires de la  
7 plupart des projets canadiens privilégie un prix du GNL indexé au prix du pétrole. La  
8 baisse des prix du pétrole a donc un effet notable sur les perspectives de réalisation  
9 de ces projets. Ce sujet sera discuté plus en détail dans la section 1.2.2 du présent  
10 document.

## **1.2. Marché gazier : les principaux fondamentaux.**

11 La dernière décennie a été marquée par d'énormes changements dans les techniques de  
12 production de gaz naturel en Amérique du Nord. En raison du perfectionnement des forages  
13 horizontaux et des techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain  
14 du gaz naturel s'illustre par une augmentation continue de sa production. L'augmentation de  
15 la production de gaz naturel n'a connu aucun raté depuis 2007 et ce, malgré des prix très bas  
16 et une diminution importante des forages. C'est l'augmentation de la productivité qui explique  
17 cette impressionnante performance.

### **1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis**

18 La production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 46 % entre janvier 2007 et  
19 décembre 2014<sup>8</sup>. Les volumes sont toujours en croissance malgré les prix extrêmement

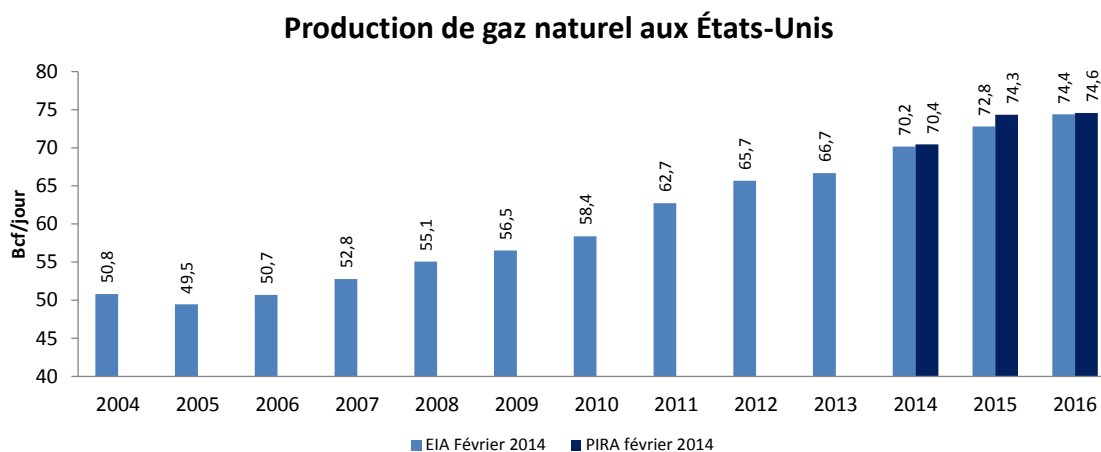
---

<sup>7</sup> Office national de l'énergie, Aperçu du marché – 12 février 2015

<sup>8</sup> Energy Information Administration, site Internet

1 bas connus au cours des dernières années. En 2014, la production de gaz de shale  
2 représentait 54 % de la production globale de gaz naturel aux États-Unis. La firme PIRA  
3 estime que cette portion passera à 58 % en 2015<sup>9</sup>.

### Graphique 6



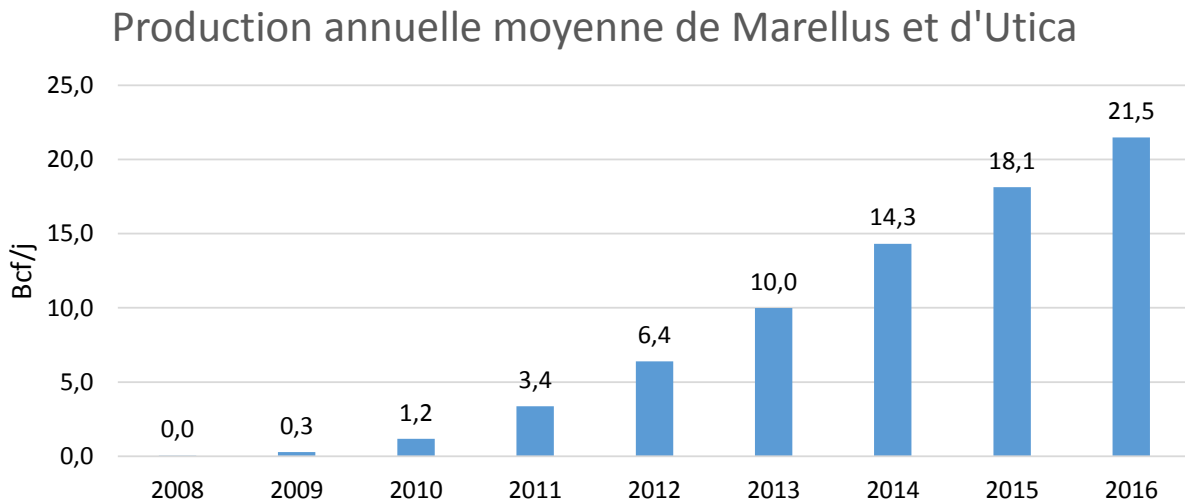
Source : Energy Information Administration et PIRA

4 Depuis quelques années, la croissance soutenue de la production américaine de gaz  
5 naturel est principalement le fruit des bassins du nord-est des États-Unis. La production  
6 des bassins de gaz de shale dans les Appalaches continue de dépasser les attentes. En  
7 février 2014<sup>10</sup>, la production de Marcellus était de 17,5 Bcf/jour ce qui constitue une  
8 augmentation de 4,5 Bcf/jour depuis un an. Marcellus est le plus grand bassin de gaz de  
9 shale en Amérique. PIRA estime que la production globale d'Utica et de Marcellus  
10 s'élèvera à 18,1 Bcf/jour en 2015 et à 21,5 Bcf/jour en 2016. En 2016, la production de  
11 ces deux bassins représentera près de 20 % de la production globale de gaz naturel aux  
12 États-Unis.

<sup>9</sup> PIRA's North American Gas Forecast Monthly (02/24/2015)

<sup>10</sup> PIRA's North American Gas Forecast Monthly (02/24/2015)

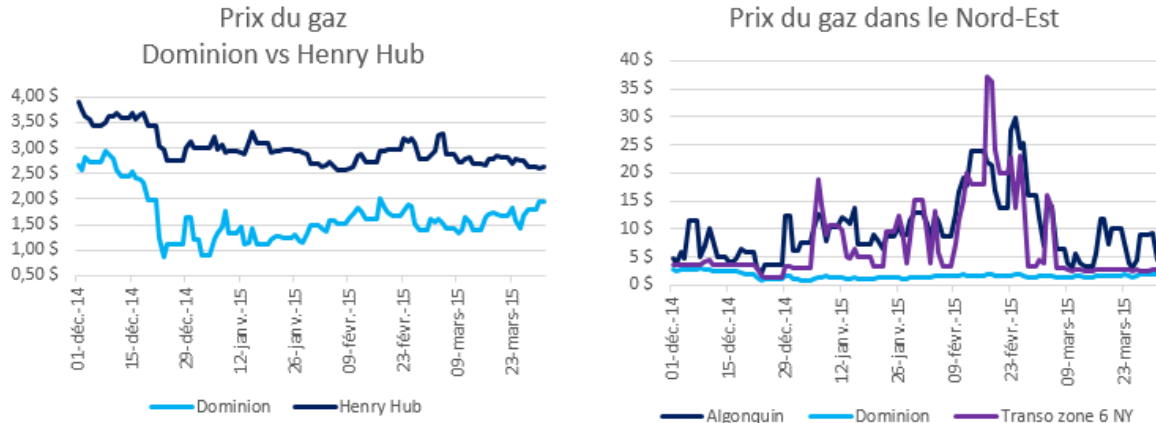
## Graphique 7



Source : PIRA, février 2015

1 Depuis un an, soit le début du deuxième trimestre de 2014, la capacité pipelinière  
2 desservant les bassins de Marcellus et d'Utica a augmenté de 3,2 Bcf/jour. Malgré cette  
3 augmentation, la production de cette région est toujours contrainte par le manque de  
4 capacité pipelinière pour acheminer le gaz vers les marchés de consommation. C'est pour  
5 cette raison que les prix du gaz au cœur du bassin de Marcellus (Dominion) sont fortement  
6 déprimés comparativement à Henry Hub. Cette situation est encore plus évidente en hiver  
7 lorsque l'on compare les prix à Dominion avec les prix observés dans les marchés  
8 limitrophes. Même le prix du gaz à Dawn est entraîné vers le haut durant les pointes  
9 hivernales en raison du manque de capacité de transport desservant la  
10 Nouvelle-Angleterre. En période de pointe, les marchés de consommation du nord-est des  
11 États-Unis tirent encore une partie de leur approvisionnement du Canada notamment par  
12 Iroquois, Niagara et PNGTS.

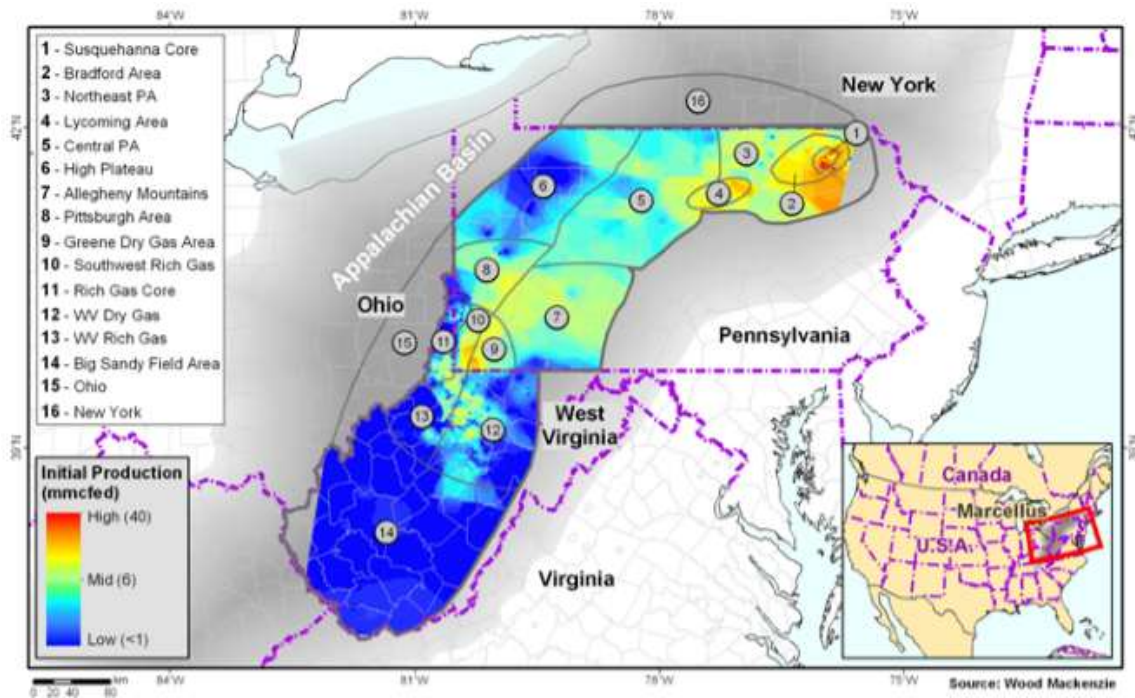
Graphique 8



1 Les champs gaziers les plus engorgés au niveau des capacités de transport sont ceux du  
2 nord de la Pennsylvanie. Et c'est dans cette région que les puits sont les plus productifs.  
3 Selon Wood Mackenzie<sup>11</sup>, c'est probablement la seule région où la production est encore  
4 rentable considérant le prix moyen de cet hiver de 1,65 \$US/MMBtu à Dominion. La  
5 construction de plus de 5 Bcf/jour de capacité est prévue pour désengorger cette région  
6 entre 2015 et 2019.

<sup>11</sup> Wood Mackenzie, Northeast pipeline build: market implications – February 2015

Carte 2 : Champs gaziers des Appalaches



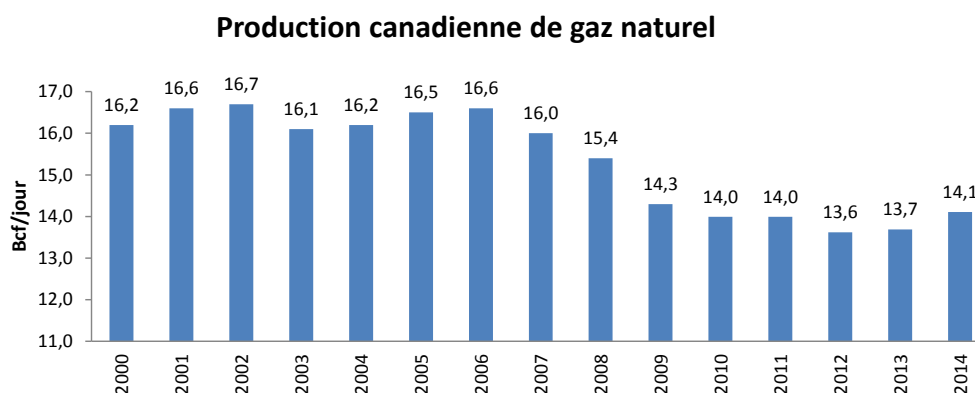
1 Quant à la région du sud-ouest de Marcellus et d'Utica, Wood Mackenzie prévoit l'ajout  
2 de 16 Bcf/jour de capacité pipelinière sur la même période entre 2015 et 2019, ce qui  
3 porte à 21 Bcf l'augmentation globale de capacité de transport pour acheminer le gaz des  
4 Appalaches vers les différents marchés. Les marchés visés étant le nord-est et le sud-est  
5 des États-Unis, le golfe du Mexique, le mid-ouest américain et l'est du Canada. Ainsi, en  
6 plus de dégager les bassins de production, cette capacité permettra notamment de  
7 désengorger les marchés de consommation du nord-est des États-Unis et contribuera à  
8 l'augmentation de la liquidité du carrefour de Dawn. En effet, une capacité de 2,5 Bcf/jour  
9 permettra au gaz de Marcellus et d'Utica de remonter vers l'est du Canada. Cette capacité  
10 provient des projets suivants : Niagara Expansion (Nov. 2015), Northern Access 2016  
11 (nov. 2016), South to North (Nov. 2016), ET Rover (juillet 2017) et NEXUS (Nov 2017). Le  
12 détail de ces projets est présenté à la section 1.3 du présent document.

### 1.2.2. Contexte gazier au Canada

13 La production de gaz naturel au Canada qui était continuellement en déclin depuis 2006  
14 a légèrement augmenté en 2014.



Graphique 9



Source : Statistique Canada

1 Le développement du gaz de shale au Canada demeure à un stade moins avancé qu'aux  
2 États-Unis mais les techniques de forage dans le bassin sédimentaire de l'ouest du  
3 Canada (BSOC) ont énormément changé depuis quelques années, emboîtant ainsi le pas  
4 à l'industrie américaine. L'activité de forage se concentre actuellement dans la formation  
5 de Montney qui accapare près du deux tiers des forages du BSOC. Les puits de cette  
6 formation sont très productifs, les réserves sont riches en liquide et la région bénéficie  
7 d'une infrastructure de gaz naturel et de liquides de gaz naturel déjà en place, ce secteur  
8 étant proche des sites de production de gaz classique qui étaient en exploitation  
9 auparavant. D'autres zones gazières, telles que Horn River dans le nord de la Colombie-  
10 Britannique et le bassin de Liard, sont très prometteuses en termes de productivité des  
11 puits. Mais celles-ci sont éloignées du réseau de transport existant et devront bénéficier  
12 de conditions économiques et commerciales avantageuses pour pouvoir se développer.  
13 Les champs de Duvernay semblent aussi offrir un potentiel énorme de gaz naturel, de  
14 liquides et de pétrole. Pour l'instant, ceux-ci représentent des défis sur le plan technique  
15 et il reste à acquérir des connaissances avant d'être au fait de leur potentiel réel.

16 Les principaux champs de gaz de shale du BSOC sont illustrés à la carte 3.

Carte 3



Source : Wood Mackenzie

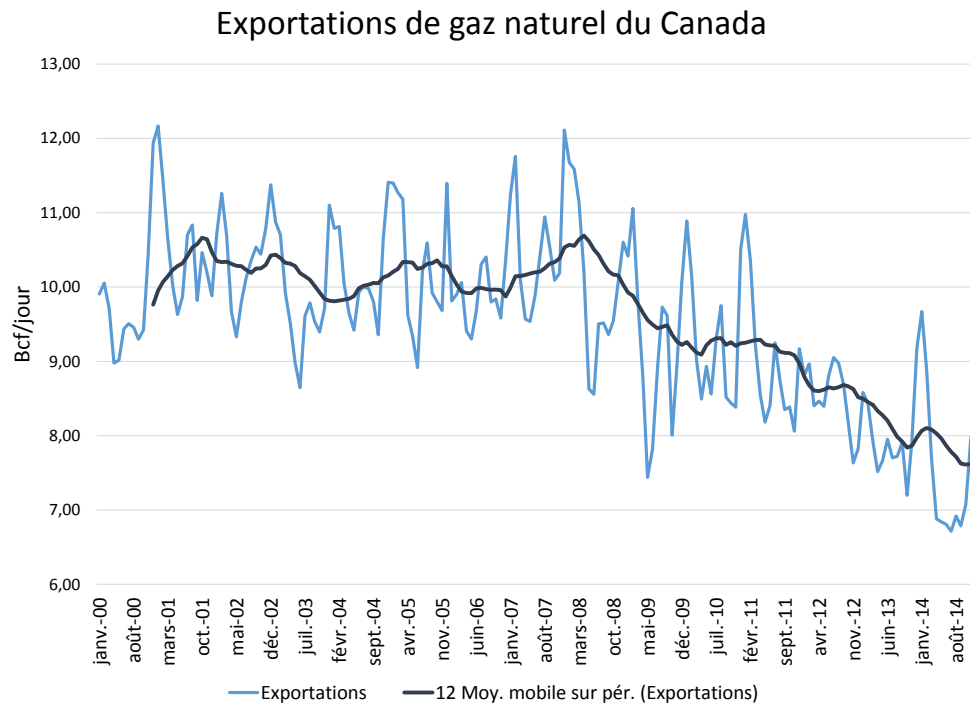
1 **Le développement de nouveaux marchés : le grand défi des producteurs canadiens**

2 Depuis environ une décennie, l'industrie du gaz naturel au Canada a perdu des parts  
3 importantes de marché au profit de la production américaine. Le Canada fait face à une  
4 compétition féroce des producteurs de shale américains, notamment dans ses marchés  
5 traditionnels d'exportation et aussi dans l'est du pays. Au fil des années, le développement  
6 de nouveaux gazoducs fait en sorte que de plus en plus, le gaz canadien vendu sur le  
7 territoire américain est déplacé par les shales américains. Voici quelques exemples de  
8 ces gazoducs :

- 9
- 10 • Le Rockies Express Pipeline construit en 2009 qui transporte le gaz des Rocheuses  
11 américaines dans les marchés du mid-ouest et du nord-est des États-Unis déplace le  
12 gaz canadien qui traditionnellement desservait ces marchés.
  - 13 • Le Ruby Pipeline, mis au service en 2011, livre le gaz des Rocheuses Américaines à  
14 Opal en Oregon et déplace 700 MMpc/jour de gaz du BSOC dans le marché de la  
Californie.

1 Les ressources à très bas coûts de Marcellus évincent le gaz canadien sur les marchés  
 2 du Nord-Est américain et seront de plus en plus présentes en Ontario et au Québec avec  
 3 le développement des nouvelles capacités de transport qui seront mises au service aux  
 4 cours des prochaines années (voir la section 1.3). L'historique des exportations  
 5 canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis présenté au graphique suivant illustre très  
 6 bien cet état de fait.

Graphique 10



Source : Statistique Canada

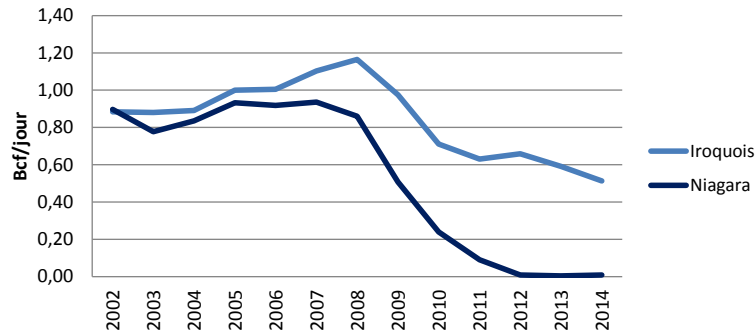
7 En 2014, la production canadienne était de 14,1 Bcf/jour et la demande intérieure était de  
 8 8,6 Bcf/jour ce qui se traduit par une exportation nette de 5,5 Bcf/jour. Les exportations  
 9 canadiennes de gaz naturel par pipeline en 2014 s'élevaient à 7,6 Bcf/jour<sup>12</sup>. L'équilibre  
 10 du bilan gazier canadien s'est donc réalisé par des importations de 2,1 Bcf/jour. En fait,  
 11 et surtout depuis la baisse de la production de gaz naturel dans l'ouest du Canada, le  
 12 bilan gazier s'équilibre dans l'est du pays, par le jeu de la baisse des exportations sur les

<sup>12</sup> Statistique Canada – Tableau 129-004

1 pipelines qui desservent l'est des États-Unis (notamment Iroquois et Niagara) et de la  
2 hausse des importations en Ontario.

### Graphique 11

Exportations de gaz naturel vers le Nord Est  
des États-Unis



Source : Office national de l'énergie

### 3 Projets d'exportation de GNL

4 La production de gaz au Canada est en déclin depuis 2006 pour des raisons de  
5 compétitivité. Le développement des ressources canadiennes repose maintenant sur la  
6 conquête de nouveaux marchés qui offriraient un contexte de prix plus intéressant. C'est  
7 le cas notamment des marchés d'outre-mer pour le gaz naturel liquéfié (GNL). Plusieurs  
8 sont d'avis que la croissance de la production gazière au Canada devra passer  
9 nécessairement par les exportations sur le marché international. Ils sont encouragés dans  
10 cette voie par l'ONÉ qui, à ce jour, sur un total de 33 demandes, a accordé 12 licences  
11 d'exportation totalisant environ 22 Bcf/jour. Les autres projets sont encore à l'étude par  
12 l'organisme de réglementation.

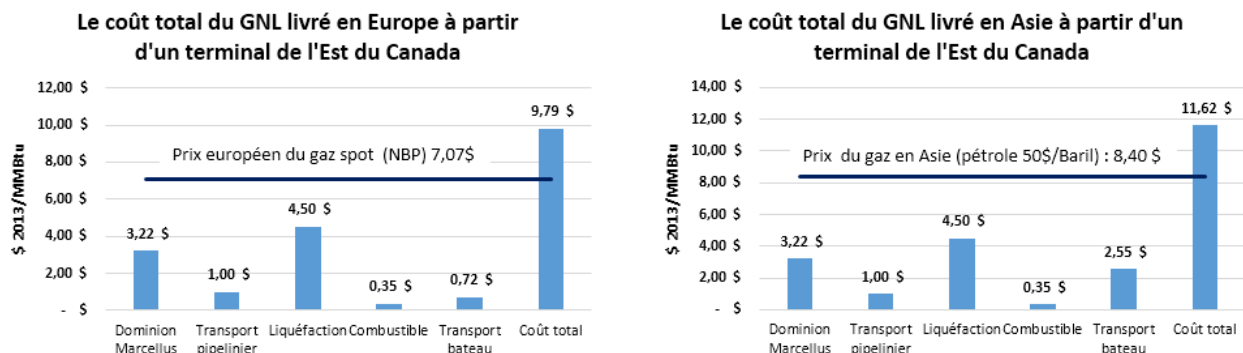
13 Est-ce que tous ces projets verront le jour? Probablement pas. En fait, au moment d'écrire  
14 ces lignes, aucun n'avait atteint la phase de construction et aucun n'avait de contrats  
15 connus avec des acheteurs potentiels. Ces projets ont d'ailleurs été fragilisés par la chute  
16 des prix du pétrole car le modèle d'affaires généralement préconisé par les promoteurs  
17 canadiens est basé sur un prix de vente du GNL indexé au prix du pétrole<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Par opposition, tous les contrats d'exportation de GNL aux États-Unis sont basés sur la vente de capacité de liquéfaction et non pas sur la vente du gaz naturel liquéfié. Le gaz sera acheté au prix du marché aux États-Unis.

1 Des promoteurs de GNL au Canada revoient actuellement leur décision d'investissement.  
 2 C'est le cas notamment de Petronas qui a annoncé qu'elle reportait à une date non  
 3 déterminée sa décision finale d'investissement d'une valeur de 36 milliards de dollars.  
 4 Chevron a annoncé une coupure de 20 % de ses dépenses de GNL à travers le monde,  
 5 incluant le projet Kitimat en Colombie-Britannique<sup>14</sup>.

6 Sur les 33 projets ayant été déposés devant l'ONÉ, cinq sont situés dans les Maritimes,  
 7 en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. La firme PIRA a démontré la vulnérabilité  
 8 de ces projets dans le contexte de baisse des prix du pétrole. Selon l'évaluation de PIRA,  
 9 le coût total d'acheminement de GNL à partir de l'est du Canada serait de  
 10 9,79 \$US/MMBtu contre un prix du gaz de 7,07 \$US/MMBtu sur le marché européen.  
 11 L'écart de prix est encore plus grand sur le marché asiatique où le prix du gaz est évalué  
 12 à 8,40 \$US/MMBtu dans un contexte de prix du pétrole à 50 \$US le baril alors que le coût  
 13 total du gaz de l'est du Canada livré en Asie est de 11,62 \$US/MMBtu.

### Graphique 12



Source : PIRA

### 1.3. Carrefour d'échange de Dawn

14 Le carrefour de Dawn est actuellement relié à une dizaine de gazoducs provenant des  
 15 États-Unis et du Canada qui lui donnent accès aux grands bassins d'approvisionnement en  
 16 Amérique, soit le BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-continent », le golfe du Mexique  
 17 et Marcellus. En novembre 2012, Dawn a été raccordé physiquement au bassin de Marcellus.

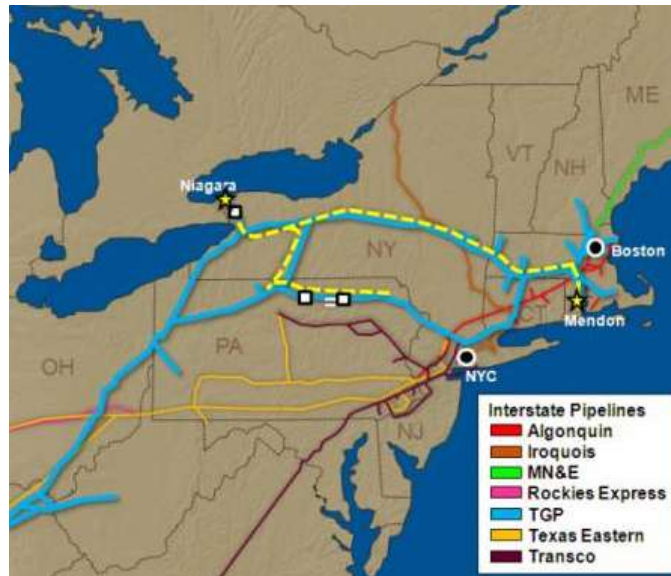
<sup>14</sup> PIRA, North American Gas Trade Monthly : LNG Eastern Canadian LNG Projects still facing Stiff Headwinds - February 2015

1 TCPL a modifié son système afin d'inverser le flux gazier et de transporter du gaz à partir de  
2 Niagara jusqu'à Kirkwall dans le sud de l'Ontario. Il s'agit d'une première étape vers l'accès  
3 de l'est du Canada au gaz de Marcellus. La capacité d'importation via Niagara est  
4 actuellement de 0,450 Bcf/jour. TCPL a présenté, en février dernier, une demande à l'ONÉ  
5 visant à augmenter la capacité d'importation de 0,2 Bcf/jour à Niagara et de 0,12 Bcf/jour à  
6 Chippawa pour novembre 2015.

7 La firme Wood Mackenzie<sup>15</sup> estime que, d'ici 2019, cinq nouveaux projets d'infrastructure  
8 viendront augmenter de manière considérable la capacité de l'est du Canada à  
9 s'approvisionner auprès des bassins de Marcellus et d'Utica.

- 10 1. **Niagara Expansion** est un projet d'expansion de Tennessee Gas Pipeline qui  
11 ajoutera 0,158 Bcf/jour de capacité entre les shales de Marcellus en Pennsylvanie et  
12 l'intersection Niagara sur le réseau de TCPL. Sa mise au service est prévue pour  
13 novembre 2015.

#### **Carte 4**

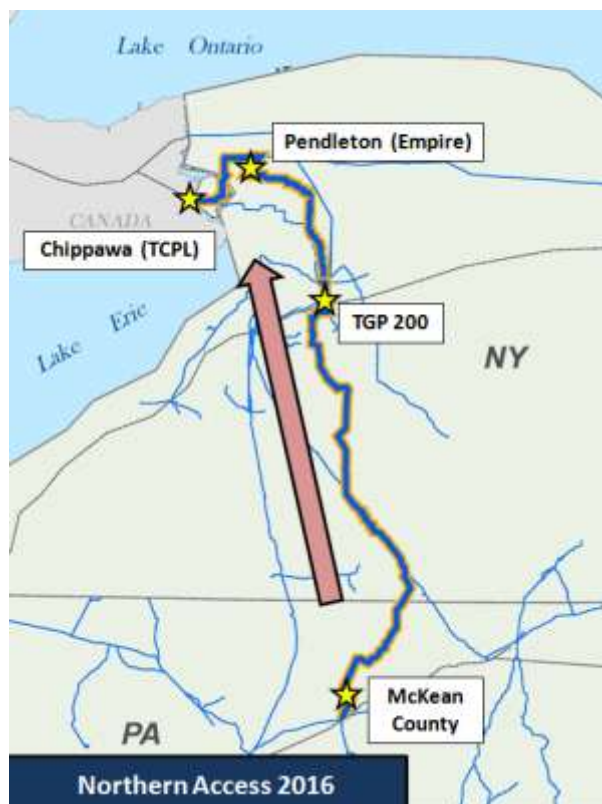


Source : Pipeline and Gas Journal, Février 2014

<sup>15</sup> Wood Mackenzie, Northeast pipeline build: market implications – February 2015

- 1           2. **Northern Access** est un projet de National Fuel Gas Supply qui vise à ajouter une  
2           capacité nord-sud de 0,35 Bcf/jour entre la région productrice de McKean County en  
3           Pennsylvanie jusqu'à Chippawa.

**Carte 5**

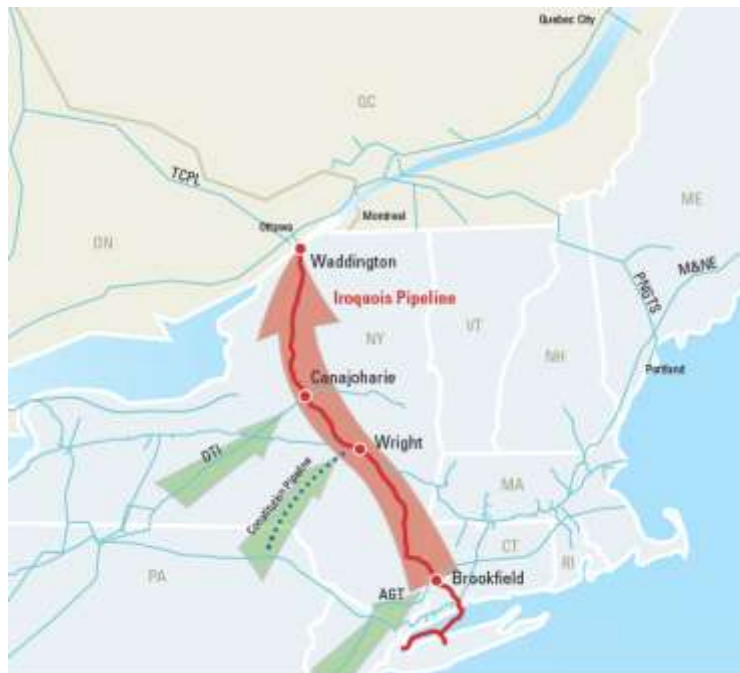


Source : National Fuel, site internet

- 4           3. **South to North** est un projet d'Iroquois Gas Transmission System qui a pour but  
5           d'inverser le flux gazier du sud vers le nord sur le pipeline Iroquois qui permettra de  
6           livrer à Waddington du gaz de Marcellus. Ce projet d'une capacité de 0,3 Bcf/jour sera  
7           mis au service en novembre 2016.

8           **South to North** est associé notamment au projet **Constitution** qui vise à transporter  
9           du gaz du nord de la Pennsylvanie jusqu'à Wright à l'intersection des pipelines de  
10          Tennessee et d'Iroquois. La construction de **Constitution** devrait commencer au  
11          cours de l'été 2015 et sa mise au service est prévue pour le second semestre de 2016.

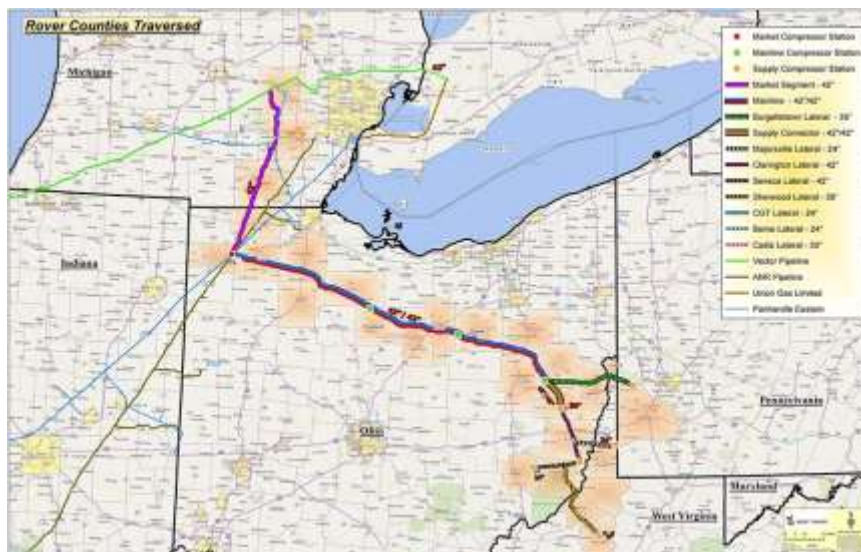
Carte 6



Source : Iroquois Gas Transmission System, Site internet

- 1
- 2
- 3
4. **ET Rover** est un projet de pipeline d'une capacité totale de 3,25 Bcf/jour entre Clarington Ohio et Defiance et un autre segment de 1,3 Bcf/jour entre Defiance et Dawn.

Carte 7

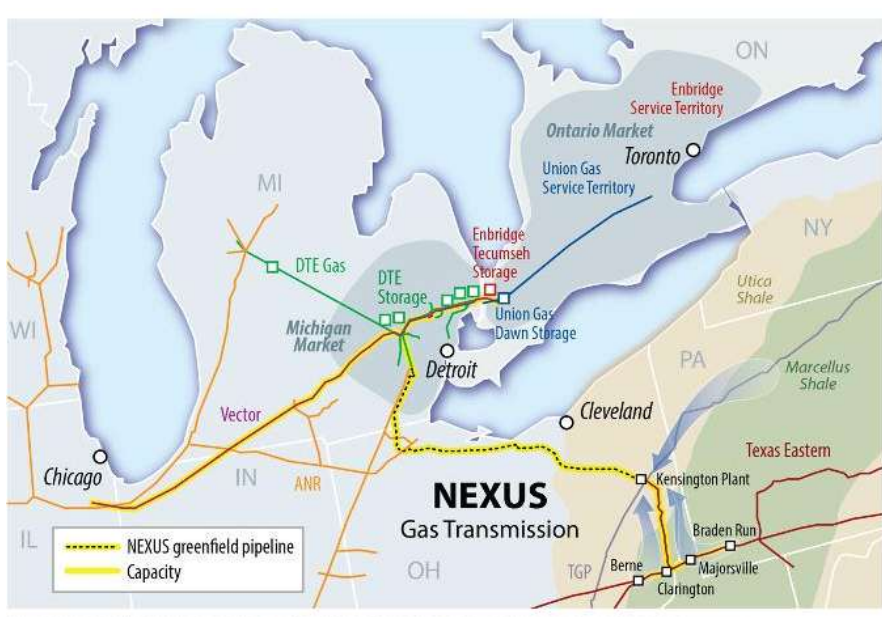


Source : Energy Transfer : Site internet



- 1 5. **NEXUS** est un projet de transport pipelinier de Spectra Energy et DTE Energy d'une  
2 capacité de 2 Bcf/jour entre les champs de Marcellus et d'Utica. Ce projet vise à  
3 desservir les marchés du mid-ouest américain et de l'est du Canada, à Dawn, par  
4 Vector. Une capacité de 0,25 Bcf/jour pourra être acheminée vers Dawn à partir de  
5 2018.

**Carte 8**



Source : Spectra Energy, Site internet

6 Si ces projets se réalisent, la capacité de l'est du Canada à s'approvisionner en gaz de  
7 Marcellus et d'Utica passera de 0,5 à 3,0 Bcf/jour, ce qui améliorera d'autant la liquidité de ce  
8 carrefour d'échange.

9 Rappelons que le principal enjeu pour Gaz Métro, dans la foulée du déplacement de ses  
10 approvisionnements à Dawn, n'est pas la liquidité du carrefour de Dawn mais bien la capacité  
11 des infrastructures de transport entre Dawn et son territoire.

12 Depuis l'année dernière, un pas de plus a été franchi pour régler les questions de capacité  
13 dans le triangle de l'est car l'ONÉ a approuvé, en novembre 2014, dans le cadre de sa  
14 décision sur le dossier RH-001-2014, les composantes charnières contenues dans l'Entente  
15 intervenue entre TCPL et les trois plus grands distributeurs de l'est du Canada, dont  
16 Gaz Métro.

1 Cette entente prévoyait des éléments essentiels à Gaz Métro notamment, l'engagement de  
2 TCPL de construire des capacités de transport suffisantes pour permettre l'accès au carrefour  
3 de Dawn incluant le projet King's North. Ce projet permettra de désengorger une portion de  
4 la conduite entre Parkway et Maple et ainsi faciliter l'accès au carrefour de Dawn. La  
5 réalisation du projet King's North permettra à Gaz Métro d'obtenir les capacités physiques  
6 dont elle a besoin pour sécuriser des approvisionnements à des coûts raisonnables et lui  
7 permettra alors de compléter le déplacement de sa structure d'approvisionnement gazier vers  
8 le carrefour de Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Le projet King's North est présentement à l'étude  
9 devant l'ONÉ. Une décision est attendue d'ici le 1<sup>er</sup> décembre 2015<sup>16</sup>.

#### 1.4. Le projet Énergie Est

10 La Régie a été saisie des préoccupations de Gaz Métro quant au projet Énergie Est dans le  
11 cadre de la demande d'Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz  
12 naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois  
13 à moyen terme (R-3900-2014) et a publié son Avis (A-2014-01) au Ministre de l'Énergie et  
14 des Ressources naturelles (MERN) le 18 décembre 2014 .

15 Dans son Avis, la Régie soulignait qu'Énergie Est bénéficiera avant tout aux producteurs de  
16 pétrole et que les consommateurs gaziers québécois ne devaient pas interfinancer les  
17 producteurs de pétrole. La Régie était d'avis que le projet doit donc être revu afin d'éviter les  
18 impacts pour les consommateurs gaziers.

*« [208] [...] Les gains des distributeurs de l'Est, à cet égard, dépendent des coûts de construction du projet Eastern Mainline et des volumes qui y transiteront. Or, ces coûts ont été établis sur la base d'une capacité qui est jugée inférieure aux besoins par tous les expéditeurs consultés. Une plus grande capacité requise conduirait à des coûts plus élevés et, en conséquence, à des réductions tarifaires moins grandes que prévues. La Régie est d'avis que TCPL doit effectuer une mise à jour des coûts du projet Eastern Mainline sur la base des résultats d'un nouvel appel de propositions.*

*[209] Par ailleurs, la Régie constate que, selon la proposition de TCPL, le risque de dépassement de coûts du projet Eastern Mainline sera entièrement assumé par les expéditeurs gaziers alors que la contribution des expéditeurs de pétrole est fixe. Ainsi, advenant que les coûts de construction soient plus importants que prévus, les tarifs SH pourraient ne pas être réduits et pourraient même augmenter. La Régie est d'avis qu'il*

---

<sup>16</sup> Il y aura donc un retard sur la date de mise au service qui était initialement prévue pour le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

n'est pas acceptable que les expéditeurs gaziers assument seuls le risque de dépassement de coût du projet Eastern Mainline

*[210] Le projet Énergie Est est conçu pour desservir avant tout les expéditeurs de pétrole. La Régie est d'avis que ces derniers devraient assumer les coûts associés au volet pétrolier de ce projet. Le volet gazier de ce projet introduit des coûts et des risques que les expéditeurs de gaz naturel n'ont pas à supporter actuellement. La Régie juge que ces derniers ne devraient pas être les seuls à les assumer. Ainsi, TCPL devrait revoir le projet de façon à assurer aux expéditeurs gaziers qu'ils n'interfinanceront pas le volet pétrole du projet et qu'ils n'auront pas à assumer un risque plus grand qu'actuellement.<sup>17</sup> » [nos soulignés]*

1 Les deux projets soit l'Oléoduc Énergie Est et le projet du réseau principal Est (Eastern  
2 Mainline Project) ont été déposés à l'ONÉ en octobre 2014. Gaz Métro a demandé à participer  
3 comme intervenante aux audiences sur les deux projets afin d'y défendre les positions  
4 exprimées à la Régie l'automne dernier. Les décisions procédurales sont actuellement en  
5 attente.

6 Toutefois, dans le cadre de son projet Oléoduc Énergie Est, TCPL a annoncé le 2 avril 2015  
7 qu'elle n'ira plus de l'avant avec le projet de terminal maritime à Cacouna et qu'elle évalue  
8 d'autres options. Elle présentera des modifications à sa demande devant l'ONÉ au quatrième  
9 trimestre de 2015. Ces modifications viseront un ajustement au calendrier des travaux et aura  
10 pour effet de repousser la date de mise au service du projet en 2020.

11 Quant au projet du réseau principal Est, à ce jour, aucun report n'a été annoncé à l'ONÉ.

### **1.5. Prix du gaz naturel**

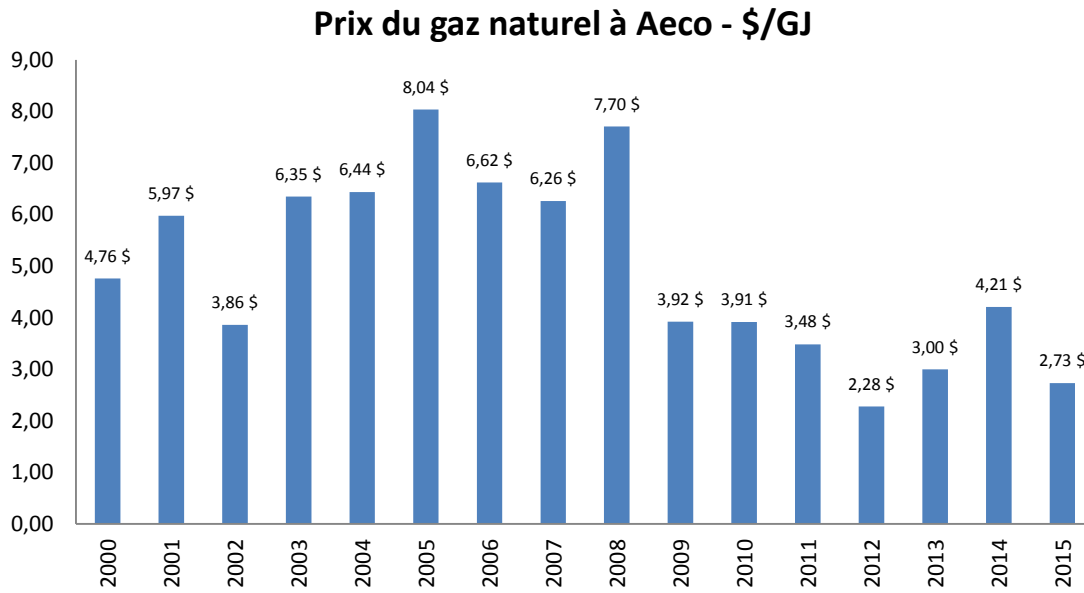
12 Durant la période de 2003 à 2008, les prix moyens du gaz à AECO étaient de 6,90 \$/GJ avec  
13 des pointes qui allaient au-delà de 10 \$/GJ. Depuis 2009, les prix se situent en moyenne à  
14 3,43 \$/GJ. L'augmentation de la production de gaz de shale aux États-Unis a eu pour effet de  
15 rendre les prix du gaz très compétitifs par rapport à d'autres sources d'énergie.

16 Le marché a connu sa première période de volatilité depuis l'avènement des gaz de shale au  
17 cours de l'hiver 2013-2014. Un hiver exceptionnellement froid a fait grimper les prix du gaz  
18 naturel à des niveaux inégalés. L'hiver 2014-2015, contre toutes attentes, a été plus froid que  
19 l'hiver 2013-2014. Mais cette année, le marché a réagi avec beaucoup moins d'amplitude.

---

<sup>17</sup> R-3900-2014, Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes, Avis (A-2014-01), 18 décembre 2014, pages 72-73

Graphique 13

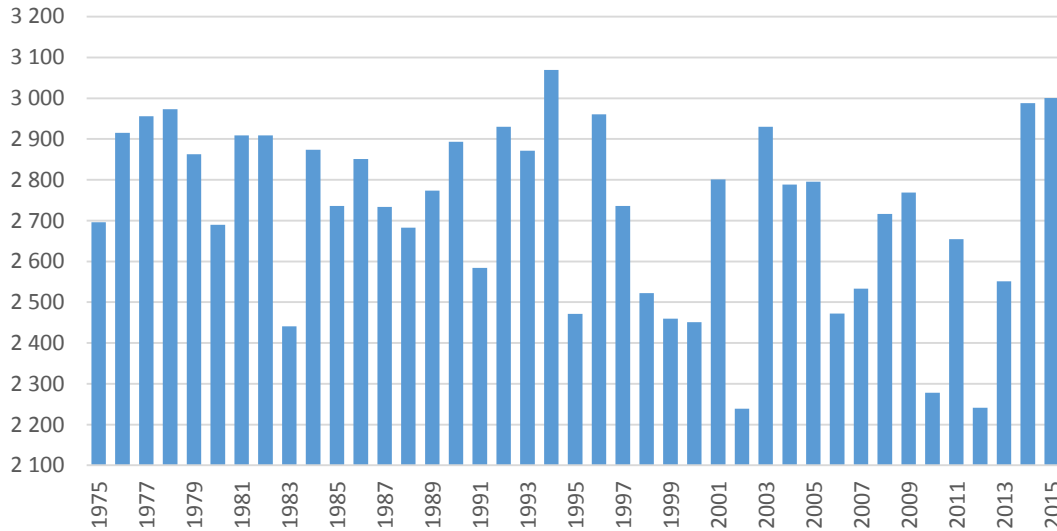


\* Pour 2015: moyenne janvier à avril

- 1 Le tableau suivant présente un historique des degrés-jours (réels non réchauffés) observés
- 2 au Québec depuis 1975.

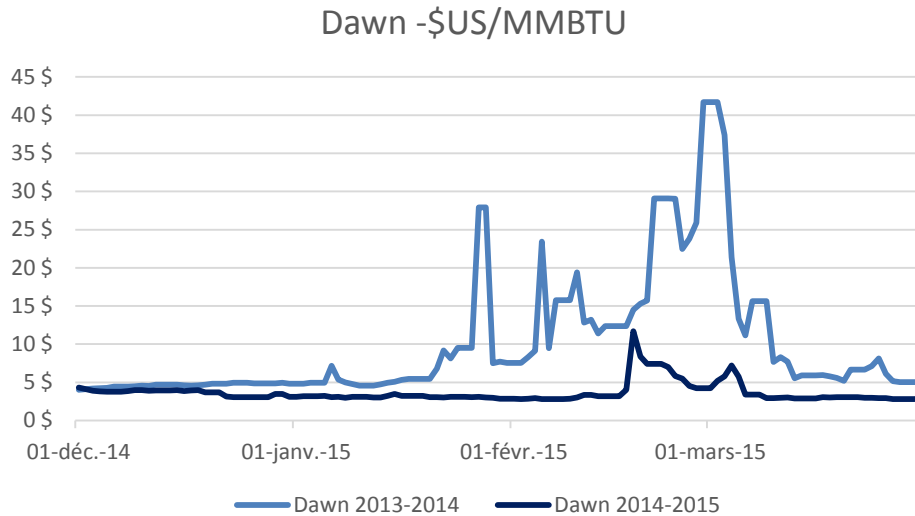
**Graphique 14**

Degrés jour de chauffage  
Franchise de Gaz Métro  
(novembre à mars)



1 À l'hiver 2013-2014, la météo avait mis à l'épreuve le marché à Dawn dès le mois de janvier  
 2 et cela sans relâche, jusqu'à la mi-mars. À plusieurs reprises, les prix spot avaient dépassé  
 3 25 \$ US/GJ. Le différentiel de prix entre Empress et Dawn avait été des plus volatils,  
 4 conséquence de la rareté de la capacité de transport disponible entre ces deux points.

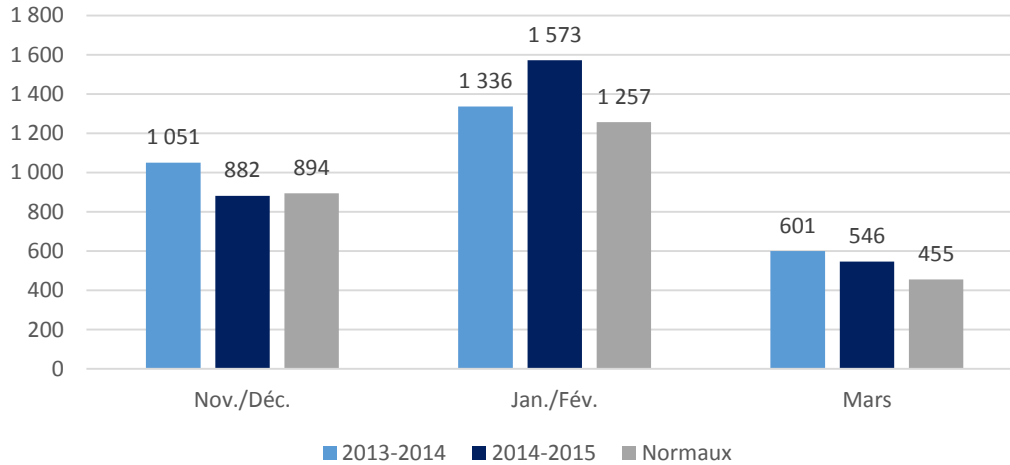
**Graphique 15**



1 Contrairement à l'hiver 2013-2014, la situation des entreposages dans l'est du Canada a été  
2 beaucoup moins préoccupante durant l'hiver 2014-2015, en grande partie parce que les  
3 degrés-jours, bien que globalement plus élevés, n'ont pas été distribués de la même façon.  
4 Les degrés-jours totaux des deux premiers mois de l'hiver 2014-2015 ont été légèrement plus  
5 chauds que la normale alors qu'en 2013-2014, les températures dans l'est du continent  
6 avaient été beaucoup plus froides. Cela avait conduit à d'importants retraits dès le début de  
7 l'hiver et élevé les appréhensions quant au risque de rareté du gaz naturel pour le reste de  
8 l'hiver.

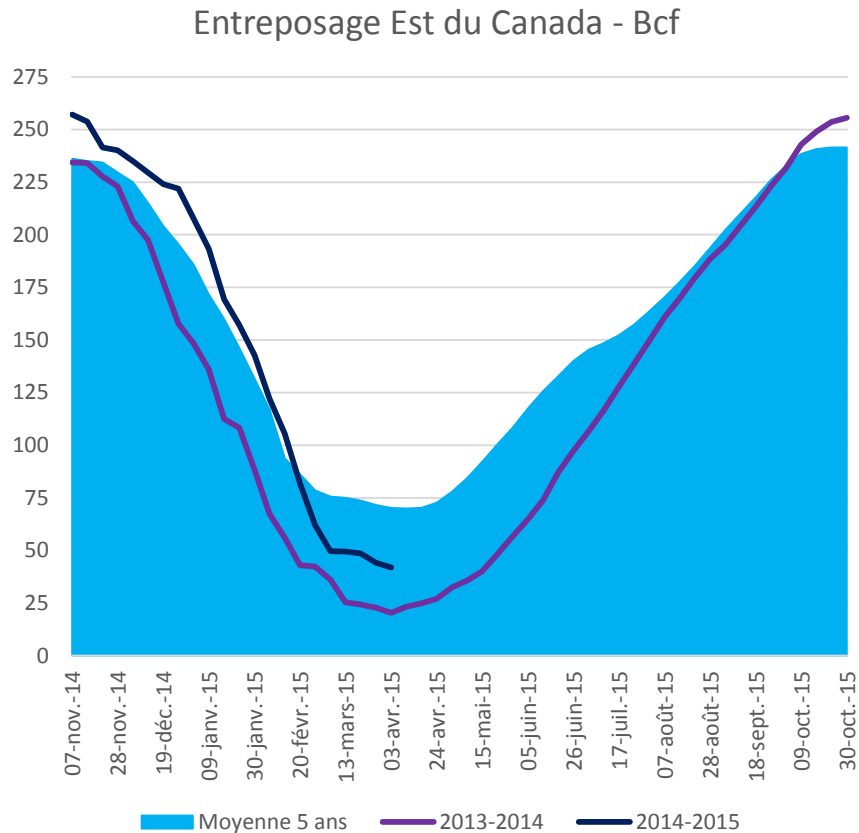
## Graphique 16

Degrés jour de chauffage - Franchise de Gaz Metro



- 1 En novembre et décembre, les retraits des sites d'entreposage de l'est du Canada se sont
- 2 élevés à 93 Bcf en 2013 comparativement à 47 Bcf en 2014. Ce qui fait qu'au 1<sup>er</sup> janvier 2015,
- 3 les niveaux des stocks dans l'est du pays étaient de 210 Bcf contre 139 Bcf à pareille date
- 4 l'année précédente.

Graphique 17



1 Durant les mois de janvier et février 2015, les retraits ont été plus importants qu'en 2014,  
2 150 Bcf contre 103 Bcf. Selon l'estimation de Bentek<sup>18</sup>, la demande moyenne du Québec et  
3 de l'Ontario, en janvier et février, a été de 6,7 Bcf/jour en 2015, versus 6,3 Bcf/jour en 2014.  
4 La moyenne des cinq dernières années est de 5,8 Bcf/jour. La demande des consommateurs  
5 du nord-est des États-Unis en gaz canadien a aussi été importante. L'ONÉ<sup>19</sup> rapporte qu'au  
6 cours des mois de janvier et février 2015 les exportations via Iroquois et Niagara ont été de  
7 1,07 Bcf/jour en moyenne contre 0,98 Bcf/jour en 2014.

8 Mais tous ces facteurs ont eu moins d'incidence sur les prix comparativement à l'année  
9 dernière car le niveau des stocks a été jugé suffisant pour répondre à la demande jusqu'à la

<sup>18</sup> Gas Daily, 25 mars 2015

<sup>19</sup> ONE, Statistiques sur les importations et les exportations de gaz naturel et sur le gaz naturel liquéfié



1 fin de la saison. De plus, l'augmentation de 6 % de la production de gaz naturel aux États-Unis  
2 en 2014 a rassuré les marchés.

3 Quelles sont maintenant les attentes en matière de prix du gaz naturel à court et à moyen  
4 termes?

5 Depuis juin 2014, le prix du gaz naturel a baissé de 40 % et la production continue  
6 d'augmenter. Les prix du gaz naturel dans les principaux carrefours canadiens d'échange ont  
7 été très bas au cours de l'hiver : 2,91 \$/GJ à AECO, 3,08 \$/GJ à Empress et 4,33 /GJ à Dawn.  
8 De plus, en date du 31 mars 2015, le marché à terme indiquait des prix pour l'été 2015 de  
9 2,55 \$/GJ à AECO, 2,72 \$/GJ à Empress et 3,39 \$/GJ à Dawn.

10 À terme, cet environnement de bas prix conjugué à un contexte de perte de valeur du côté  
11 des liquides de gaz naturel présente un défi pour les producteurs. Selon une analyse de  
12 Barclays, le maintien de la production requiert absolument la mise en place d'efforts pour  
13 abaisser les coûts de production et augmenter l'efficacité des forages. Est-ce que ces baisses  
14 de coûts sont réalistes? Voici la réponse de Barclays :

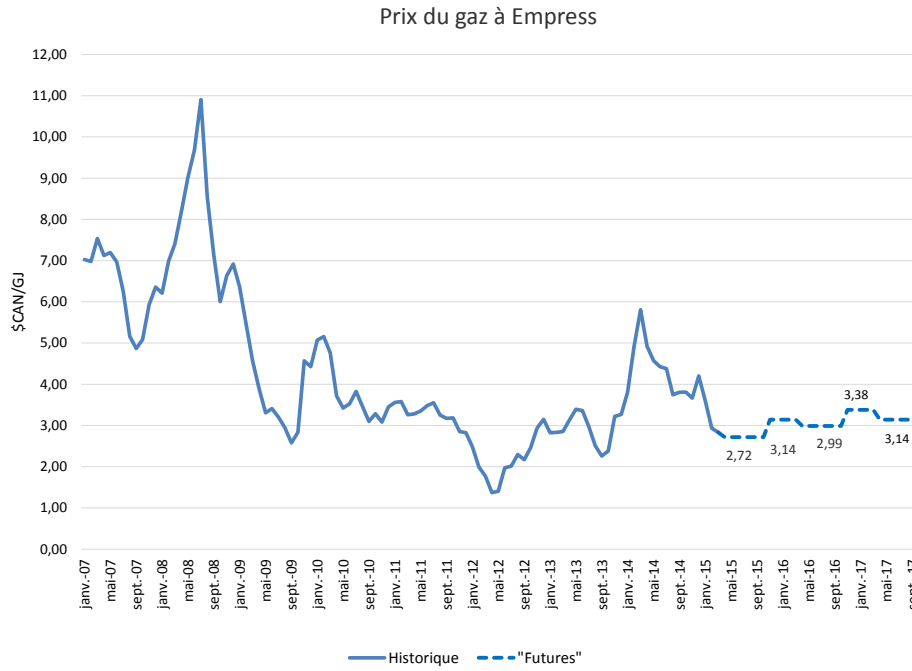
*« Producers should expect service cost improvements given the fall in oil and gas prices. Savings will vary by company but should improve overall economics, making some investments attractive even at lower prices. The size of these cost concessions remains unclear. Our oilfield services team believes the 20%-30% cost reduction that some are forecasting may be possible but will likely take until end-year to fully pass through. <sup>20</sup> »*

15 Mais le marché financier demeure très modéré en ce qui concerne les prix du gaz pour les  
16 prochaines années. Les trois graphiques suivants montrent les prix « Futures » à Empress et  
17 à Dawn ainsi que le différentiel de prix au cours des prochaines années, tel que publié par TD  
18 Securities en date du 31 mars 2015.

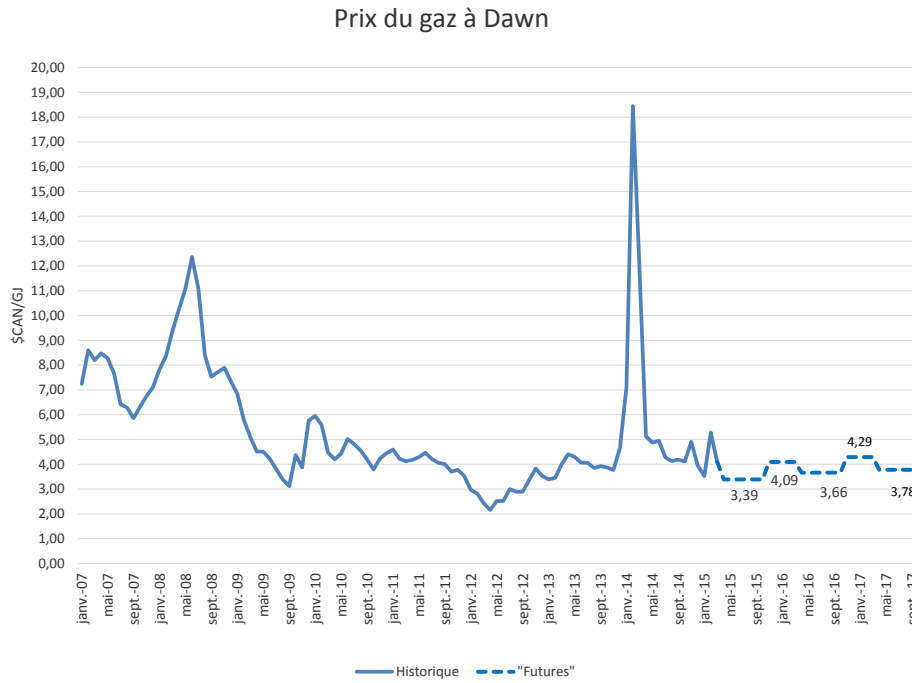
---

<sup>20</sup> Barclays, NaturalGas Kaleidoscope, Feeling the heat, March 2015

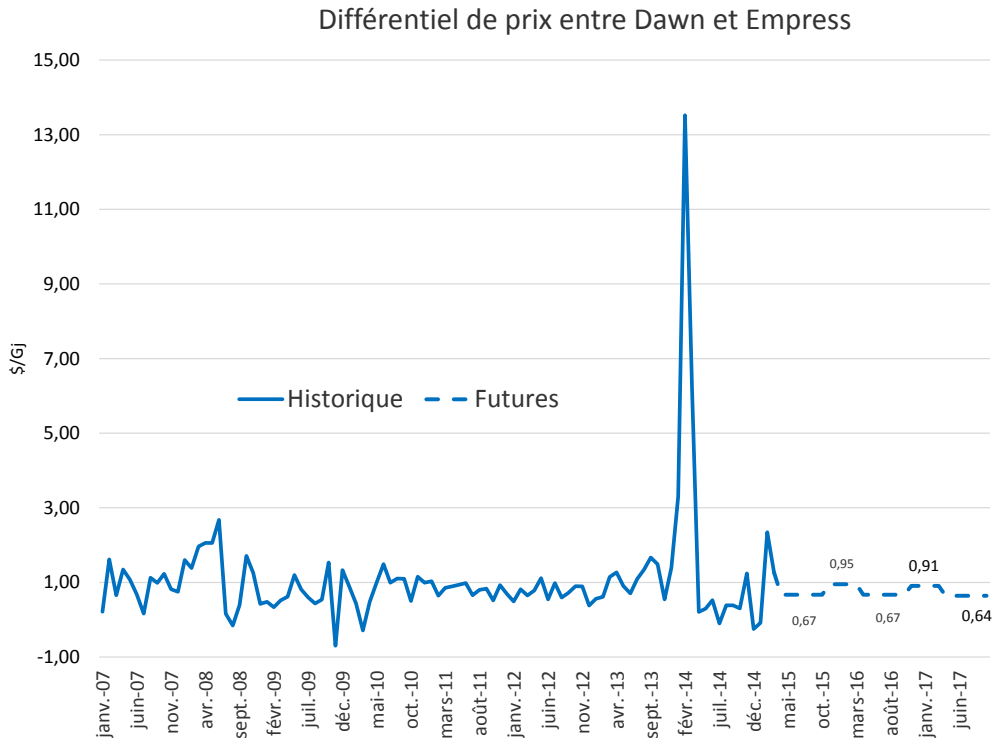
Graphique 18



Graphique 19



## Graphique 20



1 Les prix « Futures » se situent à l'intérieur de la fourchette des niveaux historiques observés  
 2 depuis 2009. Les tendances de fond du marché gazier sont toujours présentes :

- 3 • les coûts de production de gaz naturel sur une base unitaire continuent de baisser,  
 4 principalement en raison des gains d'efficacité reliés aux techniques de forage;
- 5 • l'offre continentale de gaz naturel continue de croître malgré la faiblesse des prix du  
 6 gaz naturel et la baisse continue des forages;
- 7 • des gains de production importants sont attendus dans les bassins de Marcellus et  
 8 d'Utica en raison notamment du développement des infrastructures de transport prévu  
 9 à court et moyen termes.

10 Les prix « Futures » restent bas malgré la baisse de la valeur des liquides, tels que le  
 11 pentane, le butane, le propane et l'éthane. Il est probable que les producteurs  
 12 réorienteront leurs activités vers le développement de réserves de gaz de shale « sec ».

13 Par ailleurs, la croissance de la production gazière associée à la production pétrolière

1            pourrait potentiellement décroître avec la baisse de la croissance de la production de  
2            pétrole. Ces éléments ne semblent pas être reflétés dans les prix « Futures » et pourraient  
3            provoquer une hausse du prix d'équilibre à terme.

4            L'annexe 1 présente l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu  
5            par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange de gaz naturel.

#### **1.6. En résumé**

6            La chute des prix du pétrole est l'évènement le plus marquant du contexte énergétique récent.  
7            Jusqu'à maintenant, la production nord-américaine de pétrole se maintient et elle devrait  
8            continuer de croître au cours des deux prochaines années. La baisse des prix du pétrole, si  
9            elle persiste, pourrait influencer la production de gaz naturel, notamment en ce qui concerne  
10           la production de gaz associé et la valeur des liquides de gaz naturel.

11           Entre temps, la production gazière continentale est toujours en croissance malgré la faiblesse  
12           des prix. Le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada qui était en déclin depuis plusieurs  
13           années a connu une légère croissance en 2014. Le défi des producteurs de gaz au Canada  
14           est de développer de nouveaux marchés qui offriraient un contexte de prix plus intéressant.  
15           C'est le cas notamment des marchés d'outre-mer pour le GNL. Les projets d'usine de  
16           liquéfaction du Canada sont cependant fragilisés et même suspendus pour certains en raison  
17           de la baisse des prix du pétrole.

18           Les bassins de Marcellus et d'Utica continuent de se développer à très grande vitesse, au  
19           rythme du développement des infrastructures de transport pour acheminer le gaz vers les  
20           marchés de consommation. D'ici 2019, Gaz Métro s'attend à ce qu'une capacité de  
21           2,5 Bcf/jour s'ajoute à la capacité actuelle entre Marcellus/Utica et l'est du Canada  
22           augmentant d'autant la liquidité de Dawn.

23           En matière de transport, la construction prochaine du projet King's North rapproche Gaz Métro  
24           de la concrétisation du déplacement de sa structure d'approvisionnements vers Dawn prévu  
25           au plus tard pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

26           Gaz Métro participera comme intervenante aux audiences sur le projet Énergie Est afin d'y  
27           défendre les positions déjà exprimées à la Régie l'automne dernier.

## 2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

### 2.1. Hypothèses économiques

1 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan  
2 d'approvisionnement.

Tableau 3

Hypothèses économiques				
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Croissance du PIB québécois	1,9 %	1,7 %	1,5 %	1,6 %
Taux d'inflation québécoise	2,0 %	2,2 %	2,0 %	2,1 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,83	0,83	0,84	0,84

#### Sources des prévisions

3	<i>PIB Québec 2015-2016</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
4		<i>Desjardins (jan. 15)</i>
5		<i>Banque Royale du Canada (déc. 14)</i>
6		<i>Conference Board du Canada (nov. 14)</i>
7		<i>Banque de Montréal (jan. 15)</i>
8		<i>Banque Toronto Dominion (déc. 14)</i>
9		<i>Banque Nationale (hiver 15)</i>
10		<i>CIBC (déc. 14)</i>
11	<i>PIB Québec 2016-2017 à 2018-2019</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
12		<i>Desjardins (jan. 15)</i>
13		<i>Conference Board du Canada (nov. 14)</i>

1	<i>Inflation Québec 2015-2016</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
2		<i>Desjardins (jan.15)</i>
3		<i>Banque Royale du Canada (déc. 14)</i>
4		<i>Banque de Montréal (jan. 15)</i>
5		<i>Conference Board du Canada (nov.14)</i>
6		<i>Banque Toronto Dominion (déc.14)</i>
7		<i>Banque Nationale (hiver 15)</i>
8	<i>Inflation Québec 2016-2017 et 2018-2019</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
9		<i>Desjardins (jan.15)</i>
10		<i>Conference Board du Canada (nov.14)</i>
11	<i>Taux de change 2015-2016 à 2018-2019</i>	<i>TD Securities – valeur des « Futures », moyenne du 5 au</i>
12		<i>15 janvier 2015</i>

## **2.2. Hypothèses énergétiques**

### Gaz naturel

13 Le Tableau 4 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les périodes  
14 couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont  
15 présentées au Tableau 5.

16 Gaz Métro a utilisé les prix des «Futures» sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses  
17 quant au prix du gaz naturel.

18 Pour le plan d’approvisionnement 2016-2019, Gaz Métro a maintenu son calcul du prix de  
19 fourniture à Empress considérant que les tarifs de transport utilisés dans l’évaluation de la  
20 situation concurrentielle reflètent le transport entre Empress et son territoire.

**Tableau 4**

<b>Marché financier - Moyenne du 5 au 15 janvier 2015</b>				
<b>Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj</b>				
	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
AECO	2,92 \$	3,26 \$	3,48 \$	3,66 \$
Empress	3,09 \$	3,38 \$	3,60 \$	3,74 \$
Dawn	3,80 \$	3,99 \$	4,17 \$	4,32 \$
Nymex - Henry Hub	3,76 \$	4,09 \$	4,30 \$	4,45 \$

Source : TD Securities

**Tableau 5**

<b>Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)</b>				
	<b>octobre</b>	<b>nov.- mars</b>	<b>avr.-sept.</b>	<b>année</b>
<b>2015-2016</b>				
Prix à AECO	2,64	3,03	2,87	2,92
Prix à Empress	2,79	3,22	3,04	3,09
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	2,87	2,92	3,16	3,04
<b>2016-2017</b>				
Prix à AECO	2,98	3,40	3,19	3,26
Prix à Empress	3,14	3,54	3,28	3,38
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,24	3,28	3,43	3,35
<b>2017-2018</b>				
Prix à AECO	3,25	3,69	3,34	3,48
Prix à Empress	3,34	3,84	3,43	3,60
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,45	3,52	3,65	3,58
<b>2018-2019</b>				
Prix à AECO	3,40	3,85	3,55	3,66
Prix à Empress	3,49	3,94	3,61	3,74
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,68	3,68	3,82	3,75

\* Après transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture

1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de  
2 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant  
3 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à  
4 Empress en raison de l'écart de coût cumulatif associé au calcul du tarif de fourniture et des  
5 dérivés financier déjà en place au moment d'effectuer le calcul. Il est à noter que les derniers  
6 dérivés financiers viendront à échéance en octobre 2015.

7 **Prix saisonniers servant au calcul du transfert de la portion équilibrage incluse dans**  
8 **le service de fourniture**

9 Selon les hypothèses retenues par Gaz Métro dans l'évaluation du prix du gaz naturel, les  
10 prix saisonniers à Empress pour l'année 2015-2016 sont les suivants :

**Tableau 6**

	\$/GJ	¢/m3
<b>Année 2016</b>		
Été 2016 (octobre 2015 et avril à sept. 2016)	3,00	11,367
Hiver 2016 (nov. 2015 à mars 2016)	3,22	12,201
Écart de prix	0,22	0,834

11 Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service  
12 de fourniture à être versée au compte de frais reportés « Équilibrage » considéré dans les  
13 coûts d'équilibrage de la Cause tarifaire 2016.

14 **Prix du pétrole et produits pétroliers**

15 Le tableau suivant présente les prix « Futures » offerts sur le marché financier pour le pétrole  
16 durant les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

**Tableau 7**

<b>Marché financier - moyenne du 5 au 15 janvier 2015</b>				
<b>Prix du pétrole (\$US/baril)</b>				
	<b>2015-2016</b>	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>
WTI	57,28	62,01	64,54	66,13
Brent	62,50	67,77	70,77	72,85

Source : TD Securities



1 Il est à noter que le prix du mazout vendu au Québec découle du prix du Brent car la province  
2 importe la majorité de son pétrole brut de l'Europe et de l'Afrique du Nord.

3 Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au tableau suivant. La même  
4 méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des « Futures » offerts sur le  
5 marché financier.

**Tableau 8**

<b>Hypothèses retenues</b>	
<b>2015-2016</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	62,50
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	66,35
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,61
<b>2016-2017</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	67,77
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	71,92
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,66
<b>2017-2018</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	70,77
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	74,93
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,69
<b>2018-2019</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	72,85
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	76,92
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,71

Source : TD Securities

#### Tarifs de l'électricité

6 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur  
7 au 1<sup>er</sup> avril 2015 seraient majorés de 2,0 % pour chaque année de 2016 à 2019, applicables  
8 au 1<sup>er</sup> avril.

### 3. SITUATION CONCURRENTIELLE

1 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz  
2 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle  
3 de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements, ainsi  
4 que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle du gaz naturel par  
5 rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du mazout sur le coût annuel  
6 du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation concurrentielle du gaz naturel  
7 par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût annuel de l'électricité sur le coût  
8 annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 indique une situation concurrentielle défavorable  
9 au gaz naturel, alors qu'à l'inverse, un ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle  
10 favorable au gaz naturel.

11 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2016-2019 sont  
12 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. De plus, elles sont  
13 évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Gaz Métro a toutefois exclu le taux actuel  
14 du SPEDE afin de le remplacer par des prévisions annuelles des taux SPEDE établies à partir  
15 des projections de prix des droits d'émissions réalisées par Éco Ressources et présentées à  
16 l'annexe 1 de la pièce Gaz Métro-105, Document 1. La même méthodologie a été utilisée pour  
17 les mazouts lourds et légers. Les deux tableaux suivants montrent les prix utilisés :

**Tableau 9**

#### **Projection des prix des droits d'émissions 2016 à 2019**

	(\$us/T CO <sub>2</sub> )	Taux de change	(\$us/T CO <sub>2</sub> )
2015-2016	13,31	0,83	16,04
2016-2017	14,66	0,83	17,66
2017-2018	19,52	0,84	23,24
2018-2019	20,95	0,84	24,94

**Tableau 10**

**Projection des taux du SPEDE par source d'énergie 2016 à 2019**

	<b>Gaz naturel (¢can/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Mazout n° 2 (¢can/l)</b>	<b>Mazout n° 6 (¢can/l)</b>
2015-2016	3,05	4,39	5,05
2016-2017	3,36	4,83	5,56
2017-2018	4,42	6,36	7,31
2018-2019	4,74	6,82	7,85

1 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de  
2 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Il est à noter que d'autres  
3 modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation  
4 concurrentielle présentée. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente  
5 pour les énergies alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de l'efficacité  
6 énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon le marché considéré. Les  
7 caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées ci-après.

**3.1. Marché grandes entreprises**

8 Les cas types présentés au Tableau 11 pour la grande entreprise sont établis en fonction des  
9 projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1,5 % de soufre  
10 présentées plus haut. Pour le gaz naturel, sont ajoutées aux prix de la fourniture les autres  
11 composantes de la facture (à l'exception du SPEDE) basées sur les taux moyens de la grille  
12 tarifaire en vigueur au 1<sup>er</sup> février 2015 pour chacun des sous paliers tarifaires. Pour le SPEDE,  
13 les taux présentés au tableau 10 ont été utilisés. À la suite d'une étude interne sur les  
14 appareils à gaz naturel et au mazout lourd, la conversion vers le mazout est faite en  
15 considérant une efficacité énergétique de 80 % pour le gaz naturel et de 75 % pour le mazout  
16 lourd. Gaz Métro pose comme hypothèse que le prix du mazout doit être majoré d'environ  
17 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts de transport pour que le mazout soit acheminé au client  
18 puisque dans la composition du prix du gaz naturel, le transport y est inclus. Cette hypothèse  
19 repose sur une moyenne des coûts de transport estimés par municipalité<sup>21</sup>. La position  
20 concurrentielle au palier 4.6 correspond à une consommation annuelle de 5,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et celle  
21 au palier 4.7 se réfère à une consommation annuelle de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Pour les paliers 5.5 et 5.7,

---

<sup>21</sup> <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php>

1 les consommations annuelles sont respectivement de 1,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et 7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Avec de telles  
 2 consommations, seul le cas type au palier 4.7 n'inclut pas le prix du SPEDE étant donné qu'en  
 3 consommant de tels volumes, le client est un émetteur au sens du *Règlement concernant le*  
 4 *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* et par le  
 5 fait même ne serait pas soumis à la composante SPEDE sur sa facture de gaz naturel. Les  
 6 profils mensuels de consommation des cas types sont établis selon les profils mensuels  
 7 moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

**Tableau 11**

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2016 à 2019**

**Marché grandes entreprises**

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 <b>2015-2016</b>				
2 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	177	166	185	200
3 <b>2016-2017</b>				
4 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	183	171	191	206
5 <b>2017-2018</b>				
6 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	189	172	198	212
7 <b>2018-2019</b>				
8 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	191	172	199	213

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation  
 9 concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent  
 10 de demeurer concurrentiel et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de  
 11 cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 66 % à 113 % supérieur à celui du  
 12 gaz naturel.

13 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court  
 14 terme est présenté au Tableau 12. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable  
 15 allant de 7,71 \$/GJ en 2016 à 9,32\$/GJ en 2019.

Tableau 12

ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2016 à 2019  
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
<sup>1</sup> Écart de prix en \$/GJ				
<sup>2</sup> Mazout n° 6 vs gaz naturel	7,71	8,52	9,04	9,32

### 3.2. Marché résidentiel

1 Les cas types présentés au Tableau 13 et au Tableau 14 pour les clients à petit et moyen  
2 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. La facture  
3 totale de gaz naturel est calculée en fonction du prix du service de fourniture de gaz naturel  
4 et du taux de compression prévus pour chacune des années, alors que les autres  
5 composantes de la facture sont calculées selon les tarifs actuellement en vigueur (clients au  
6 tarif D<sub>1</sub> pour les profils chauffage et clients au tarif D<sub>3</sub> pour le cas à profil stable). Gaz Métro a  
7 par contre intégré les prix du SPEDE prévus sur l'horizon du plan pour le gaz naturel et le  
8 mazout n° 2. Tout comme pour le prix du mazout n° 6, un supplément (de 14 ¢/l au marché  
9 résidentiel et entre 8 ¢/l et 3 ¢/l, selon le cas au marché affaires) est ajouté au prix de gros  
10 (rampe de chargement) du mazout n° 2, afin de refléter les prix payés par les utilisateurs  
11 finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les coûts de  
12 transport, ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et affaires.  
13 De surcroît, ces majorations sont basées sur les marges de distribution moyennes analysées  
14 de 2011 à janvier 2015<sup>22</sup>.

15 Pour les cas types résidentiels, la conversion de l'énergie de chauffage du gaz naturel vers  
16 le mazout ou l'électricité se fait en fonction des efficacités énergétiques suivantes : 92 % au  
17 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont neufs, 74 % pour le gaz naturel  
18 et 75 % pour le mazout si les équipements sont existants. L'électricité a, quant à elle, une  
19 efficacité constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

<sup>22</sup> Les marges de distribution ont été analysées à partir des données de la Régie de l'énergie du Québec (prix moyen de détail du mazout léger : <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/mazout/mazout2015.pdf>), ainsi que de celles publiées par MJ Ervin and Associate (<http://www.kentmarketingservices.com/dnn/PetroleumPriceData.aspx>).

Tableau 13

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2016 à 2019**  
**Marché résidentiel (chauffage)**

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements existants
Vol. an. de chauf.	1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
<b>1 2015-2016</b>			
2           Mazout n°2	122	131	123
3           Électricité	119	131	108
<b>4 2016-2017</b>			
5           Mazout n°2	128	138	129
6           Électricité	119	130	107
<b>7 2017-2018</b>			
8           Mazout n°2	132	141	132
9           Électricité	118	129	106
<b>10 2018-2019</b>			
11          Mazout n°2	133	143	134
12          Électricité	118	129	107

1 De 2016 à 2019, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel par  
 2 rapport au mazout n° 2 et à l'électricité pour le chauffage chez les clients résidentiels.

3 Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût par  
 4 rapport au mazout de l'ordre de 22 % à 43 % selon l'année considérée et les cas présentés.  
 5 Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 18 % à 31 %.

6 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même  
 7 moins cher pour se chauffer que s'il possédait un appareil aussi âgé au mazout : le coût évité  
 8 devrait se situer entre 23 % et 34 %. L'avantage du gaz naturel est également suffisant pour  
 9 que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, soit un coût évité entre  
 10 6 % et 8 %.

### 3.3. Marché affaires

**Tableau 14**

#### **SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2016 à 2019** **Marché affaires**

	<b>(Gaz naturel = 100)</b>	<b>Profils chauffage</b>				<b>Profil stable</b>
		14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
<b>1 2015-2016</b>	Volume annuel					
2	Mazout n°2	136	147	156	168	213
3	Électricité	128	139	142	158	200
<b>4 2016-2017</b>						
5	Mazout n°2	143	154	163	176	220
6	Électricité	127	139	140	155	194
<b>7 2017-2018</b>						
8	Mazout n°2	146	157	166	178	220
9	Électricité	125	137	137	151	187
<b>10 2018-2019</b>						
11	Mazout n°2	148	158	167	179	220
12	Électricité	125	137	137	150	185

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires  
2 demeurera favorable de 2016 à 2019. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 36 %  
3 à 120 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage  
4 augmentant avec le niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage demeurera favorable pour la facture de gaz naturel. Cet  
6 avantage sera de 25 % à 100 % selon le cas et l'année considérés.

7 Pour le marché affaires, l'efficacité est de 70 % au gaz naturel pour tous les cas types. Dans  
8 le cas du mazout, l'efficacité est équivalente à celle du gaz naturel et elle est constante à  
9 97 % pour l'électricité.

#### **4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2015)**

10 Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2015 avaient été évaluées  
11 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des  
12 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à  
13 la lumière des mois réels déjà vécus, une révision des prévisions de demande pour l'année 2015

1 a été réalisée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause  
2 tarifaire 2015 et la plus récente révision budgétaire de l'année en cours, soit la révision 5/7 2015.

#### **4.1. Livraisons 2014-2015 pour le marché grandes entreprises**

3 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment  
4 de la Cause tarifaire 2015 et la révision budgétaire 5/7 2015. Les volumes associés aux  
5 différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année  
6 précédente. Afin d'assurer une base comparative avec les années suivantes du plan, les  
7 volumes sont détaillés afin de tenir compte de l'impact des interruptions. La ligne 2 présente  
8 les volumes d'interruptions nettes observées pour l'année 2014. La ligne 30 du tableau fait  
9 référence aux livraisons avant interruptions pour l'année courante. Finalement, la ligne 31  
10 pour la colonne Prévision Cause 2015 est d'abord associée à la projection des interruptions  
11 établie à la suite de la décision de la Régie (D-2014-201). La ligne 31 pour la colonne Révision  
12 5/7 2015 représente les interruptions pour la portion des cinq mois réels. La résultante de  
13 chacun des exercices est présentée à la ligne 34.



**Tableau 15**

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES**  
**Cause tarifaire 2015 vs Révision budgétaire 5/7 2015**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2015	Révision 5/7 2015
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1 Livraisons au 30 septembre 2014 (après interruptions)</b>	<b>2 914,9 *</b>	<b>2 971,6 **</b>
<b>2 Interruptions nettes 2014</b>	<b>74,2</b>	<b>74,2</b>
3 Continu D <sub>4</sub>	-	-
4 Interruptible D <sub>5</sub>	74,2	74,2
<b>5 Livraisons au 30 septembre 2014 (avant interruptions)</b>	<b>2 989,1</b>	<b>3 045,8</b>
<b>6 Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	<b>(27,8)</b>	<b>(24,0)</b>
7 Continu D <sub>4</sub>	(23,3)	(20,7)
8 Interruptible D <sub>5</sub>	(4,5)	(3,3)
<b>9 Gains (pertes) face à la concurrence</b>	<b>24,8</b>	<b>3,5</b>
10 Continu D <sub>4</sub>	26,1	1,5
11 Interruptible D <sub>5</sub>	(1,3)	2,0
<b>12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>34,4</b>	<b>(14,9)</b>
13 Continu D <sub>4</sub>	35,3	(18,5)
14 Interruptible D <sub>5</sub>	(1,0)	3,6
<b>15 Fluctuations de production</b>	<b>(33,7)</b>	<b>(5,7)</b>
16 Continu D <sub>4</sub>	(0,4)	(0,3)
17 Interruptible D <sub>5</sub>	(33,3)	(5,5)
<b>18 Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>M</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub></b>	<b>21,1</b>	<b>(15,8)</b>
19 Continu D <sub>4</sub>	224,5	258,3
20 Interruptible D <sub>5</sub>	(203,4)	(274,0)
<b>21 Nouvelles ventes</b>	<b>30,6</b>	<b>31,5</b>
22 Continu D <sub>4</sub>	21,6	23,5
23 Interruptible D <sub>5</sub>	9,0	8,0
<b>24 Gaz d'appoint concurrence</b>	<b>(17,6)</b>	<b>(20,9)</b>
25 Continu D <sub>4</sub>	-	-
26 Interruptible D <sub>5</sub>	(17,6)	(20,9)
<b>27 Gaz naturel liquéfié</b>	<b>18,6</b>	<b>12,5</b>
28 Continu D <sub>4</sub>	-	-
29 Interruptible D <sub>5</sub>	18,6	12,5
<b>30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015 (avant interruptions)</b>	<b>3 039,5</b>	<b>3 012,1</b>
<b>31 Interruptions nettes 2015</b>	<b>(19,2)</b>	<b>(25,7)</b>
32 Continu D <sub>4</sub>	-	-
33 Interruptible D <sub>5</sub>	(19,2)	(25,7)
<b>34 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015 (après interruptions)</b>	<b>3 020,3</b>	<b>2 986,3</b>

1 Les livraisons prévues lors de la révision budgétaire 5/7 2015 sont inférieures de 27,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
2 aux livraisons avant interruptions établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2015  
3 (3 012,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 3 039,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La révision à la baisse des volumes des clientèles grandes  
4 entreprises (GE) s'explique d'abord par la conjoncture économique moins favorable qui se

1 traduit par la fermeture imprévue d'un client œuvrant dans le secteur des pâtes et papier.  
2 Cette fermeture est venue réduire la demande de 24,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service continu.

3 De plus, un nouveau client du secteur de la chimie/pétrochimie, qui devait convertir sa  
4 consommation de propane vers le gaz naturel lors de l'établissement des prévisions de la  
5 Cause 2015, a plutôt cessé complètement ses opérations. La fermeture de ce client explique  
6 le niveau moins élevé de la catégorie *Gains (pertes) face à la concurrence* (ligne 5 du  
7 Tableau 15) au budget 5/7.

8 Les fluctuations de production au tarif continu sont très peu élevées pour l'ensemble des  
9 clients. Bien qu'un client du secteur de la chimie/pétrochimie ait procédé à l'entretien de ses  
10 unités et que deux entreprises des pâtes et papier aient réduit leur production, contribuant à  
11 une baisse significative des volumes de 15 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, l'effet net est pratiquement nul puisqu'un  
12 client du secteur de la métallurgie et un autre du secteur de l'aluminium ont plutôt connu des  
13 hausses de production importantes, amenant un gain de 17,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De plus, plusieurs clients  
14 ont connu de petites baisses de production, expliquant la variation totale. Pour le tarif  
15 interruptible, la hausse des volumes est causée principalement par des variations de  
16 production d'un client du secteur des pâtes et papiers (+ 6,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et d'un client du secteur  
17 de l'aluminium (+ 1,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). Quelques clients ont aussi connu de petites variations de  
18 production, contribuant également à la hausse observée.

19 Les prix du gaz naturel qui demeurent faibles ont aussi favorisé les transferts de livraison  
20 entre les tarifs D<sub>5</sub> et D<sub>4</sub> (lignes 19 et 20 du Tableau 15). Plusieurs clients ont choisi de  
21 s'engager davantage au service continu, plutôt que de risquer d'être interrompus en période  
22 de pointe sous le service interruptible et de devoir utiliser une autre source d'énergie plus  
23 dispendieuse. Depuis 2012, les livraisons au tarif interruptible D<sub>5</sub> connaissent d'importantes  
24 baisses et cette tendance continue à s'observer en 2015. Dans les faits, le nombre de clients  
25 qui ont délaissé le tarif interruptible a été plus élevé que ce qui avait été prévu lors de la  
26 rédaction de la Cause 2015. Ainsi, sept clients additionnels ont migré, contribuant à une  
27 diminution supplémentaire de 41,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> des volumes au service interruptible. La migration  
28 de ces sept clients a un impact à la hausse sur les volumes du tarif D<sub>4</sub> de 63,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ce gain  
29 important de volume en migration, qui surpasse le transfert de l'interruptible au continu,  
30 s'explique principalement par le démarrage d'une chaudière de cogénération chez l'un des  
31 sept clients. L'utilisation de cet équipement a causé une hausse supplémentaire des volumes  
32 continus de 28,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

1 À noter que lorsque la ligne 19 du Tableau est analysée, l'écart en gain de volume au tarif  
2 continu est seulement de 33,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (258,3 - 224,5) plutôt que de 63,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> comme attendu.  
3 Cette différence est attribuable à l'écart de consommation à la hausse des clients identifiés  
4 en migration entre le budget 5/7 2014 et les volumes réels de 2014. Par exemple, un client  
5 du secteur de la chimie/pétrochimie avait au budget 5/7 2014 une consommation estimée de  
6 41,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au tarif continu, auquel des volumes de migration supplémentaires de 35,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
7 en 2015 avaient été estimés, pour une consommation totale de 77,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de volume au D<sub>4</sub>.  
8 Par contre, *a posteriori*, ce client a connu une hausse de ses activités lors de l'année 2014 et  
9 a consommé au continu 57,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> plutôt que les 41,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> attendus au 5/7 2014. De  
10 surcroît, le volume estimé au budget 5/7 2015 au service continu est passé de 77,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à  
11 75,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Le volume en migration devient alors seulement de 17,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (75,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>-57,8  
12 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>), plutôt que les 35,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> initialement prévus.

13 La légère croissance des volumes au niveau des nouvelles ventes (ligne 21) s'explique  
14 essentiellement par une maturation plus importante que prévue. En effet, deux clients du  
15 secteur des pâtes et papier et de celui des aliments qui ont débuté leur consommation au  
16 courant de l'année 2014, ont maintenant 12 mois de pleine consommation au tarif D<sub>4</sub>. De plus,  
17 les volumes au budget 5/7 sont plus élevés que ceux établis à la Cause tarifaire 2015.

18 Les faibles volumes en gaz d'appoint concurrence (GAC) (ligne 24) observés cette année  
19 sont en lien avec ceux prévus lors de la présentation de la Cause tarifaire 2015. En effet, les  
20 faibles prix actuels des énergies concurrentes au gaz naturel (charbon et coke de pétrole) et  
21 l'absence d'aides financières externes ne permettent pas à Gaz Métro de concurrencer à  
22 court terme l'utilisation du charbon et du coke de pétrole, principales sources d'énergie  
23 utilisées par les cimenteries. Présentement, même si certains clients possèdent les  
24 installations pour consommer du gaz naturel, ils continuent d'utiliser majoritairement du  
25 charbon et d'autres sources d'énergie alternatives encore moins coûteuses que le gaz naturel.  
26 L'écart observé par rapport à l'année dernière s'explique par une consommation réelle plus  
27 importante en 2014 que celle prévue au budget 5/7 2014. De plus, bien qu'une croissance  
28 des volumes du client dans le secteur du GNL est prévue cette année et dans les prochaines  
29 années du plan, celle-ci est moins élevée qu'attendue à la Cause 2015.

30 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est  
31 présenté à l'annexe 11, page 1.

#### 4.2. Livraisons 2014-2015 pour le marché des petit et moyen débits

1 Le Tableau 16 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment  
2 de la Cause tarifaire 2015 (2 718,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire la plus récente de l'année  
3 en cours, soit la révision 5/7 2015 (2 739,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La résultante de chacun des exercices est  
4 présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une  
5 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

**Tableau 16**

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS**  
**Cause tarifaire 2015 vs Révision budgétaire 5/7 2015**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2015	Révision 5/7 2015
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2014</b>	<b>2 680,5 *</b>	<b>2 735,9 **</b>
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(21,3)	(14,8)
3 Économies d'énergie hors programmes	(24,3)	(24,3)
4 Énergies nouvelles	(4,7)	(4,3)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économiques	(31,2)	(71,4)
6 Normale climatique	(2,8)	(2,8)
7 Impact du 29 février	-	-
8 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	41,3	43,3
9 Maturation des nouvelles ventes	80,4	77,9
10 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2015</b>	<b>2 718,0</b>	<b>2 739,6</b>

\* Livraisons anticipées 2014, Révision budgétaire 5/7 2014 (R-3879-2014, Gaz Métro-7, document 1, p.49)

\*\* Livraisons réelles 2014 (R-3916-2014, Gaz Métro-9, document 1)

6 Pour l'année 2015, une hausse de 21,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 718,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 739,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) de la  
7 demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause  
8 tarifaire 2015. Parmi les facteurs ayant influencé les livraisons tels qu'énumérés aux  
9 lignes deux à neuf du Tableau 16, l'impact le plus significatif est causé par les « Pertes et  
10 variations liées à la conjoncture et à la structure économiques ». Plusieurs grands clients,  
11 principalement au tarif D<sub>1</sub>, ont enregistré une baisse de leurs volumes de consommation. Le  
12 deuxième facteur qui influence à la baisse les volumes est une légère diminution des volumes  
13 associés à la maturation des nouvelles ventes (ligne 9 du Tableau 16).

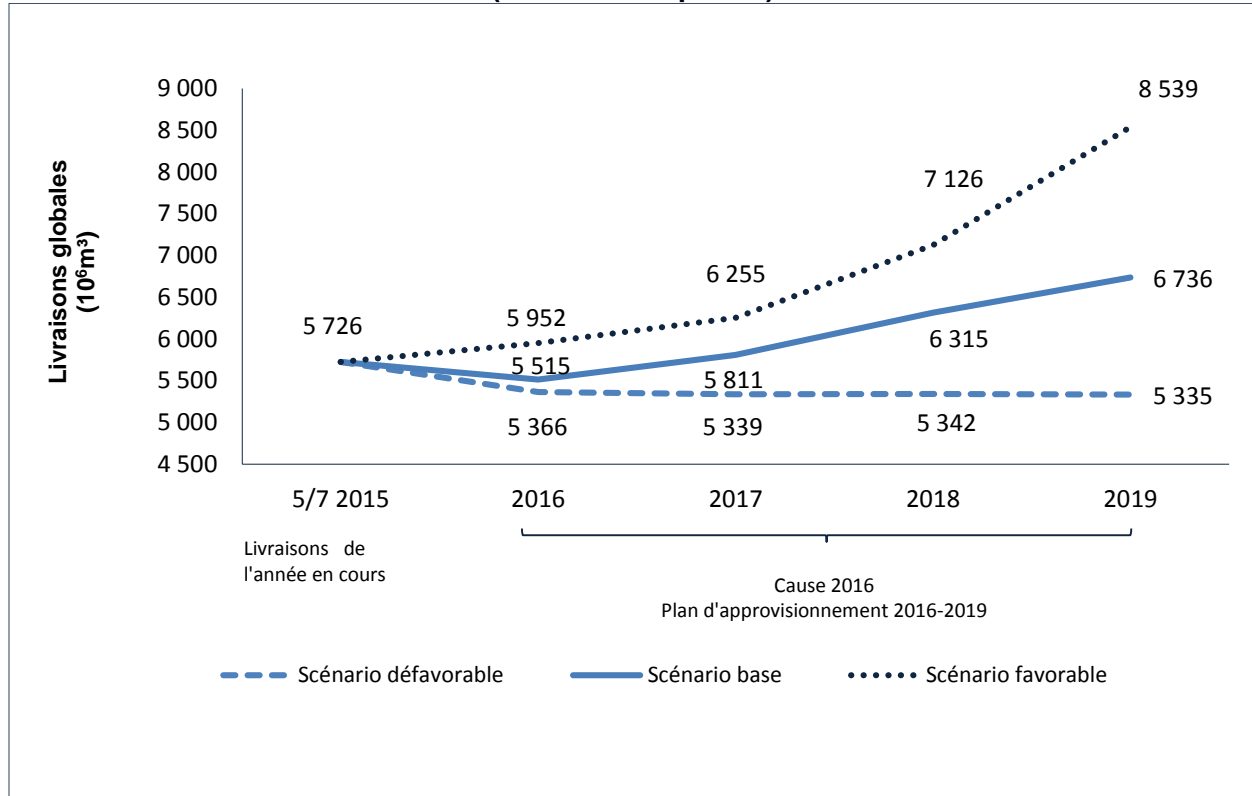
1 Les baisses des livraisons liées à ces facteurs sont toutefois compensées en partie par des  
2 volumes liés au plan global d'efficacité énergétique qui sont plus faibles que ceux estimés  
3 pour la Cause tarifaire 2015. Ces économies d'énergie sont évaluées à partir des économies  
4 brutes associées aux différents programmes et excluent les économies d'énergie attribuables  
5 à des mesures d'efficacité énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces  
6 dernières étant intégrées directement à la maturation des nouvelles ventes. Le deuxième  
7 facteur qui influence à la hausse les volumes est une légère hausse des volumes en transfert  
8 du tarif D<sub>4</sub> et du tarif D<sub>5</sub> vers le tarif D<sub>1</sub> par rapport aux volumes en migration prévus à la Cause  
9 tarifaire 2015.

#### **5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2016-2019**

10 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan  
11 d'approvisionnement 2016-2019, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La  
12 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 21

**Scénarios de base, favorable et défavorable  
Livraisons globales 2016-2019  
(avant interruptions)**



### 5.1. Scénario de base 2016-2019

#### 5.1.1. Livraisons 2016-2019 pour le marché grandes entreprises

1 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont environ 415 clients, 2 consommant un peu plus de 50 %<sup>23</sup> des volumes globaux qui ont été contactés par les 3 représentants de Gaz Métro afin de produire des prévisions de livraisons propres à la 4 réalité de chacun. Gaz Métro discute avec chacun de ses clients dans le but d'établir des 5 prévisions sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs 6 économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que 7 ce soit par le contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production 8

<sup>23</sup> Les volumes des clients GE représenteront 54,08 % des volumes totaux en 2016

1 anticipées, des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité énergétique  
2 ou autres, les représentants de Gaz Métro s'informent sur les différents paramètres  
3 pouvant modifier les habitudes de consommation de ses clients.

4 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à  
5 leur client des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes  
6 d'interruptions. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de  
7 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils de consommations futures avec son  
8 client et le questionne afin d'en justifier les écarts. Il est aussi à noter que les clients aux  
9 tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> peuvent modifier leur volume souscrit, qui détermine le prix payé en fonction  
10 de leur profil de consommation; si ce profil change, le volume souscrit est susceptible de  
11 changer également. Les règles décrites aux *Conditions de service et Tarif* sont alors  
12 applicables.

13 Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en  
14 grandes catégories. Le Tableau 17 présente la prévision de la demande de gaz naturel  
15 pour le marché des grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan  
16 d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une  
17 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

18 Par exemple, la ligne 4 du Tableau 17, « Pertes liées à l'efficacité énergétique »,  
19 correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité  
20 énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport  
21 à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les  
22 prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

23 Étant donné que les prévisions de la Cause 2016 sont réalisées avant interruptions et que  
24 les volumes au 30 septembre 2015 intègrent des volumes interrompus, la ligne 2 présente  
25 un écart d'interruption de 25,7 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> qui doit se renverser.

Tableau 17

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2016-2019  
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES**

	DESCRIPTION	Continu	Interruptible	Total
		D <sub>4</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	D <sub>5</sub> 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
1	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2015 (après interruptions)</b>	<b>2 556,3</b>	<b>430,0</b>	<b>2 986,3</b>
2	Interruptions nettes	-	25,7	25,7
3	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2015 (avant interruptions)</b>	<b>2 556,3</b>	<b>455,7</b>	<b>3 012,1</b>
4	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,9)	(3,3)	(22,2)
5	Gains (pertes) face à la concurrence	2,0	(10,5)	(8,5)
6	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économiques	(5,2)	(4,1)	(9,3)
7	Fluctuations de production	(241,7)	(6,9)	(248,6)
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	20,8	(25,8)	(5,1)
9	Nouvelles ventes	23,9	4,5	28,4
10	Gaz d'appoint concurrence	-	6,2	6,2
11	Gaz naturel liquéfié	-	(4,8)	(4,8)
12	Impact du 29 février	7,3	1,5	8,9
13	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2016 (avant interruptions)</b>	<b>2 344,6</b>	<b>412,5</b>	<b>2 757,0</b>
14	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(15,4)	(2,7)	(18,1)
15	Gains (pertes) face à la concurrence	96,3	-	96,3
16	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économiques	(5,9)	(0,2)	(6,0)
17	Fluctuations de production	120,3	2,7	123,1
18	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,5	(0,0)	0,4
19	Nouvelles ventes	42,0	6,8	48,8
20	Gaz d'appoint concurrence	-	5,9	5,9
21	Interruptions	-	-	-
22	Gaz naturel liquéfié	75,1	(33,5)	41,6
23	Impact du 29 février	(7,3)	(1,5)	(8,9)
24	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (avant interruptions)</b>	<b>2 650,3</b>	<b>390,0</b>	<b>3 040,2</b>
25	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(12,5)	(3,9)	(16,5)
26	Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
27	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économiques	-	-	-
28	Fluctuations de production	14,6	1,3	15,9
29	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-	0,7	0,7
30	Nouvelles ventes	462,6	-	462,6
31	Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
32	Gaz naturel liquéfié	26,0	-	26,0
33	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)</b>	<b>3 141,0</b>	<b>388,1</b>	<b>3 529,1</b>
34	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(14,0)	(2,5)	(16,5)
35	Gains (pertes) face à la concurrence	-	2,0	2,0
36	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économiques	-	-	-
37	Fluctuations de production	13,9	0,5	14,3
38	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-	0,2	0,2
39	Nouvelles ventes	376,6	-	376,6
40	Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
41	Gaz naturel liquéfié	23,3	-	23,3
42	<b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)</b>	<b>3 540,7</b>	<b>388,3</b>	<b>3 929,1</b>



1 Les livraisons totales pour le marché grandes entreprises augmenteront sur la durée du plan  
2 d'approvisionnement, passant de 2 986,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2015 à 3 929,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2019. Gaz Métro  
3 prévoit par contre une baisse des livraisons en 2016 au marché grandes entreprises de 229,3  
4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

5 La baisse de volume au tarif D<sub>4</sub> de 211,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est essentiellement attribuable à la  
6 fermeture appréhendée d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de  
7 la métallurgie. Cette baisse de production explique à elle seule une réduction de 272,3  
8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. La baisse des volumes est par contre atténuée par les hausses de production de  
9 deux clients du secteur de la chimie/pétrochimie, correspondant à 14,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De plus,  
10 deux autres clients du secteur des pâtes et papiers devraient augmenter leur  
11 consommation de 5,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la suite des hausses prévues de production. Gaz Métro  
12 prévoit aussi qu'un client du secteur de la métallurgie et que deux du secteur  
13 manufacturier hausseront leur consommation de 4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Plusieurs autres petites  
14 hausses de consommation pour la clientèle grandes entreprises au tarif continu sont  
15 également prévues.

16 La baisse des volumes au tarif interruptible est surtout attribuable au fait que pour 2016,  
17 la prévision de consommation au service continu est constituée de 12 mois complets,  
18 plutôt que 11 mois en 2015 pour les clients en migration. En effet, pour l'année financière  
19 2015, la majorité des migrations ont débuté au 1<sup>er</sup> novembre 2014. Seulement trois clients  
20 représentent des migrations additionnelles, ces derniers réduisent de 3,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> les  
21 volumes du tarif interruptible, dont deux qui ne respectaient plus le seuil volumétrique pour  
22 être éligible au tarif interruptible.

23 La reprise de la croissance des volumes en 2017 provient de la clientèle au service  
24 continu. Le client de la métallurgie ayant réduit sa production en 2016 anticipe une reprise  
25 partielle de ses activités. Cette reprise implique une croissance de volume de 102,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.  
26 Trois autres clients prévoient également des augmentations significatives de production à  
27 la suite d'améliorations de leurs chaînes de production, augmentant leur demande en gaz  
28 naturel de 3,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ces hausses de production sont par contre amoindries par de  
29 légères variations de consommation à la baisse chez quelques clients. De plus, dès 2017,  
30 Gaz Métro prévoit toujours être en mesure de déplacer des énergies polluantes comme  
31 le charbon et le coke de pétrole chez deux cimenteries. Effectivement, Gaz Métro pense  
32 que l'introduction du SPEDE, jumelée à de nouvelles subventions gouvernementales pour

1 substituer les énergies polluantes, lui permettrait de convertir au gaz naturel les  
2 cimenteries qui utilisent du charbon et du coke de pétrole. Cette substitution permettra de  
3 livrer 96,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> supplémentaires au service continu à partir de 2017. Une hausse des  
4 volumes de GAC est aussi attendue. Ces volumes seraient aussi consommés par des  
5 cimenteries qui délaisseraient l'utilisation du charbon.

6 Les nouvelles ventes ont également un impact significatif sur la croissance des volumes  
7 pendant la durée du plan. Dès 2016, une nouvelle vente prévue pour le secteur du gaz  
8 naturel comprimé vient stimuler les volumes au service continu, alors qu'un nouveau projet  
9 visant la production électrique débutera sa consommation au service interruptible.  
10 L'arrivée d'un autre client œuvrant dans le secteur du gaz naturel comprimé, d'un client  
11 du secteur de la métallurgie, ainsi que le début d'implantation d'un client majeur qui  
12 procède à la liquéfaction du gaz naturel sont prévus dès 2017. La maturation de ces  
13 nouveaux clients et de nouvelles ventes supplémentaires dans le secteur minier et celui  
14 de la chimie/pétrochimie viennent accroître significativement la demande au service  
15 continu.

16 Une croissance des volumes livrés au client GM GNL est également anticipée. Ces  
17 volumes ne seront plus consommés au service interruptible à partir de 2017 et passeront  
18 complètement au service continu, engendrant une hausse des volumes au tarif D<sub>4</sub> et une  
19 baisse au tarif D<sub>5</sub>.

#### **5.1.2. Livraisons 2016-2019 pour le marché des petit et moyen débits**

20 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon  
21 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation  
22 et conjoncture économiques, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont  
23 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de  
24 chacun sur les livraisons. Le Tableau 18 présente la prévision de la demande de gaz  
25 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 18

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2016-2019  
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015</b>	<b>2 739,6</b>
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,5)
3 Économies d'énergie hors programmes	(24,3)
4 Énergies nouvelles	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économiques	(22,9)
6 Normale climatique	(2,3)
7 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	10,3
8 Impact du 29 février	3,0
9 Maturation des nouvelles ventes	73,5
<b>10 Livraisons prévues au 30 septembre 2016</b>	<b>2 757,5</b>
11 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,7)
12 Économies d'énergie hors programmes	(24,5)
13 Énergies nouvelles	(3,0)
14 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économiques	(18,5)
15 Impact du 29 février	(3,0)
16 Normale climatique	0,1
17 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
18 Maturation des nouvelles ventes	78,8
<b>19 Livraisons prévues au 30 septembre 2017</b>	<b>2 770,8</b>
20 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,0)
21 Économies d'énergie hors programmes	(24,6)
22 Énergies nouvelles	(3,0)
23 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économiques	(23,8)
24 Impact du 29 février	-
25 Normale climatique	(3,1)
26 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(0,7)
27 Maturation des nouvelles ventes	87,2
<b>28 Livraisons prévues au 30 septembre 2018</b>	<b>2 786,0</b>
29 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,0)
30 Économies d'énergie hors programmes	(24,7)
31 Énergies nouvelles	(3,0)
32 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économiques	(21,2)
33 Normale climatique	(3,1)
34 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	(0,2)
35 Maturation des nouvelles ventes	90,0
<b>36 Livraisons prévues au 30 septembre 2019</b>	<b>2 806,8</b>

1 Les livraisons du marché des petit et moyen débits seront en hausse de 17,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> la  
2 première année du plan d’approvisionnement (passant de 2 739,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à 2 757,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).  
3 L’augmentation des livraisons s’explique principalement par la maturation des nouvelles  
4 ventes au tarif D<sub>1</sub>. Cette augmentation est toutefois compensée en partie par les volumes  
5 économisés par des mesures d’efficacité énergétique. Les volumes de livraisons  
6 augmenteront ensuite de 13,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> à la deuxième année du plan. Enfin, une hausse de  
7 15,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et de 20,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont respectivement prévues pour la troisième et la quatrième  
8 année du plan.

9 Les principales raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

10 **Mesures d’économies d’énergie** : Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ  
11 (16,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2016) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies  
12 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents  
13 programmes et excluent les économies d’énergie attribuables à des mesures d’efficacité  
14 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées  
15 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures  
16 d’efficacité énergétique provenant d’initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors  
17 programme » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons  
18 (24,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2016).

19 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l’impact des projets en  
20 géothermie et en biomasse sur les volumes. Le volume de gaz naturel à risque par rapport  
21 à ces deux formes d’énergie a été évalué à 3,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ces volumes sont évalués en  
22 fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur intention de  
23 transférer leur consommation vers ces énergies alternatives.

24 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le  
25 niveau de pertes et variations de consommation subi par Gaz Métro. Chaque année, les  
26 volumes sont réduits d’une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de  
27 réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations sont  
28 notamment établies à l’aide d’une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes choses  
29 étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les pertes  
30 subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2016 est de 1,9 %, amenant  
31 des pertes estimées à 22,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

1       **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2016 a été mise à jour  
2       à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2014, plus froide que la normale  
3       établie. L'ajout d'une année plus froide dans la moyenne établie influence à la marge les  
4       prévisions de l'année à venir puisque les températures froides de 2014 n'ont que peu  
5       d'impact sur la moyenne climatique d'un historique de 40 ans; la baisse des volumes liés  
6       à la normalisation pour les années 2016, 2017, 2018 et 2019 vient essentiellement du  
7       réchauffement climatique tendanciel prévu. L'effet du réchauffement climatique sur les  
8       volumes en 2016 est de  $2,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$  et vient influencer les volumes (ligne 6 du Tableau 18).

9       **Impact du 29 février** : L'année 2016 étant bissextile, cela aura un effet positif sur les  
10       livraisons estimées à  $3,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ . L'effet sera renversé en 2017, où le mois de février  
11       reviendra à 28 jours.

12       **Migration des clients entre les tarifs  $D_1$ ,  $D_3$  et  $D_4$ ,  $D_5$**  : La migration des clients consiste  
13       en un transfert de volumes entre les tarifs  $D_4$  et  $D_5$  et les tarifs  $D_1$  et  $D_3$ . L'année 2016  
14       présente une augmentation de  $10,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$  qui s'explique principalement par le mois  
15       additionnel de consommation au tarif  $D_1$  et  $D_3$  en 2016 pour les clients en transfert qui ont  
16       eu lieu au 1<sup>er</sup> novembre 2014. Seulement trois migrations supplémentaires sont prévues  
17       à l'année 2016. Deux de ces clients ne respectaient pas le seuil volumétrique pour être  
18       éligible au tarif interruptible.

19       **Maturation des nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de  
20       différents modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont  
21       liées aux prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la  
22       conversion résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle en  
23       fonction de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

24       Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,  
25       l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source  
26       d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires, les ventes sont  
27       liées au nombre de permis de bâtir prévu être émis. Les ventes en ajouts de charge sont  
28       établies à partir d'un modèle de prévision de ventes mettant en relation le nombre de  
29       ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB. Pour les ventes en conversion,  
30       le coût de l'énergie devient l'élément clé.

31       Une fois que les prévisions des nouvelles ventes sont établies, il faut transposer ces

1 ventes en livraisons. Les ventes signées d'une année ne se traduisent pas en un volume  
2 livré équivalent pour l'année suivante. Des analyses portant sur la consommation réelle  
3 des clients suivant la signature de la vente démontrent que les volumes des nouvelles  
4 ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre d'exemple, les volumes  
5 des ventes signées en 2014 atteindront donc leur pleine maturation des volumes en 2016.  
6 L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de répartir les volumes  
7 entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes provenant de la  
8 maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2016, Gaz Métro utilise  
9 d'une part, les volumes réellement signés en 2014 et d'autre part, des volumes  
10 prévisionnels de 2015 et 2016 et affecte le ratio aux volumes annuels.

## 5.2. Livraisons globales (scénario de base)

11 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2016-2019 sont présentées au  
12 Tableau 19.

**Tableau 19**

**SCÉNARIO DE BASE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2016-2019**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2016-2019*			
		2016	2017	2018	2019
<b>Service continu</b>	5 295,9	5 102,1	5 421,1	5 927,0	6 347,5
Grandes entreprises	2 556,3	2 344,6	2 650,3	3 141,0	3 540,7
Petit et moyen débits	2 739,6	2 757,5	2 770,8	2 786,0	2 806,8
<b>Service interruptible</b>	430,0	412,5	390,0	388,1	388,3
Contrat régulier	428,2	404,5	376,0	374,2	374,4
Contrat gaz d'appoint	1,8	8,0	13,9	13,9	13,9
<b>Total</b>	<b>5 725,9</b>	<b>5 514,6</b>	<b>5 811,1</b>	<b>6 315,1</b>	<b>6 735,8</b>
<b>*Volumes après interruptions pour les mois réels.</b>					

13 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2016, une  
14 baisse de 3,7 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 22,2 % est ensuite  
15 constatée sur l'horizon du plan, entre 2016 et 2019.

### **5.3. Scénario favorable**

1 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2016 à 2019 pour  
2 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d’approvisionnement.

3 Les hypothèses économiques retenues pour l’élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 4 • Une croissance économique variant de 2,9 % en 2016 à 2,6 % en 2019, soit 1 % de  
5 plus par année qu’au scénario de base tel que présenté au tableau 3 de la section 2.1;
- 6 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix  
7 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 8 • Une hausse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché  
9 affaires de 10 %.

10 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
11 réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant  
12 influencer positivement leur consommation. Le scénario favorable inclut également les  
13 volumes des projets qui pourraient se réaliser entre 2016 et 2019.

14 Le Tableau 20 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour  
15 l’ensemble des marchés.

Tableau 20

**SCÉNARIO FAVORABLE  
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2016-2019  
(avant interruptions)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2016-2019			
	2016	2017	2018	2019
<b>Service continu</b>	5 531,4	5 866,0	6 792,8	8 208,3
Grandes entreprises	2 693,7	2 968,4	3 815,6	5 158,5
Petit et moyen débits	2 837,7	2 897,7	2 977,2	3 049,8
<b>Service interruptible</b>	420,9	389,2	333,3	330,3
Contrat régulier	402,9	375,3	319,4	316,4
Contrat gaz d'appoint	18,0	13,9	13,9	13,9
<b>Total</b>	<b>5 952,3</b>	<b>6 255,3</b>	<b>7 126,1</b>	<b>8 538,7</b>

1 Le Tableau 21 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 20 et le scénario de  
2 base du Tableau 19.

Tableau 21

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE  
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2016-2019  
(avant interruptions)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2016-2019			
	2016	2017	2018	2019
<b>Service continu</b>	429,3	444,9	865,8	1 860,8
Grandes entreprises	349,2	318,1	674,6	1 617,8
Petit et moyen débits	80,1	126,8	191,2	243,0
<b>Service interruptible</b>	8,5	(0,7)	(54,8)	(58,0)
Contrat régulier	(1,5)	(0,7)	(54,8)	(58,0)
Contrat gaz d'appoint	10,0	-	-	-
<b>Total</b>	<b>437,8</b>	<b>444,2</b>	<b>811,0</b>	<b>1802,8</b>

3 Les livraisons pour le marché grandes entreprises pourraient croître davantage dans un  
4 contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au  
5 maintien du prix du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance  
6 économique encore plus énergique et des conditions de marché avantageuses.



1 Au **service continu**, la hausse des volumes s'explique par plusieurs hausses de production  
2 chez les clients, notamment par une conjoncture économique favorable où certaines usines  
3 opéreraient à pleine charge. Un client du secteur de la métallurgie pourrait opérer à plein  
4 régime causant une hausse des livraisons de près de 300 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De surcroît, le scénario  
5 favorable contient davantage de nouvelles ventes dans les secteurs de la métallurgie et de la  
6 chimie/pétrochimie. De plus, une maturation plus importante est considérée pour les  
7 nouveaux projets inclus au scénario de base. Finalement, le scénario favorable intègre la  
8 migration de clients au service interruptible vers le service continu.

9 Du côté du **service interruptible**, des volumes supplémentaires en GAC pourraient être  
10 envisagés dans un scénario favorable où la position concurrentielle le permettrait. Le scénario  
11 favorable inclut aussi des migrations additionnelles de clients qui seraient intéressés au  
12 service continu, mais qui n'ont pas d'entente en vigueur. Plusieurs clients connaissent aussi  
13 de petites hausses de production dans un scénario favorable.

14 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 80,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
15 en 2016 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des  
16 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario  
17 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une  
18 diminution des pertes de clients et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients  
19 existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en  
20 chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans  
21 un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient  
22 également moins grandes.

#### 23 **5.4. Scénario défavorable**

24 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2016 à 2019 pour  
25 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

26 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 27 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,9 % en 2016 à 0,6 % en 2019,  
28 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base;

- 1 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
- 2 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
- 3 des prix du mazout;
- 4 • Une baisse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
- 5 affaires de 10 %.

6 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont  
7 réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et  
8 pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le  
9 scénario défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se  
10 réaliser entre 2016 et 2019 dont la probabilité de réalisation est en-dessous d'un certain seuil.

11 Le Tableau 22 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour  
12 l'ensemble des marchés.

**Tableau 22**

**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2016-2019**  
**(avant interruptions)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2016-2019			
	2016	2017	2018	2019
<b>Service continu</b>	4 984,8	4 992,7	5 000,1	4 995,6
Grandes entreprises	2 281,0	2 326,1	2 363,7	2 387,3
Petit et moyen débits	2 703,8	2 666,6	2 636,5	2 608,3
<b>Service interruptible</b>	381,1	346,2	341,8	339,4
Contrat régulier	381,1	346,2	341,8	339,4
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5 365,9</b>	<b>5 339,0</b>	<b>5 341,9</b>	<b>5 335,0</b>

13 Le Tableau 23 présente l'écart entre le scénario défavorable du Tableau 22 et le scénario de  
14 base du Tableau 19.

Tableau 23

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE  
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2016-2019  
(avant interruptions)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2016-2019			
	2016	2017	2018	2019
<b>Service continu</b>	(117,3)	(428,4)	(926,8)	(1 351,9)
Grandes entreprises	(63,6)	(324,1)	(777,3)	(1 153,4)
Petit et moyen débits	(53,7)	(104,2)	(149,5)	(198,5)
<b>Service interruptible</b>	(31,4)	(43,7)	(46,3)	(48,9)
Contrat régulier	(23,4)	(29,8)	(32,4)	(35,0)
Contrat gaz d'appoint	(8,0)	(13,9)	(13,9)	(13,9)
<b>Total</b>	<b>(148,7)</b>	<b>(472,1)</b>	<b>(973,2)</b>	<b>(1 400,8)</b>

1 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans  
2 un contexte défavorable.

3 Au **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait maintenir sa  
4 consommation à un volume minimal en raison de l'arrêt de production d'une de ses unités  
5 pour toute la durée du plan. Des difficultés chez des clients du secteur des pâtes et papiers,  
6 ainsi que l'annulation ou le report de certaines nouvelles ventes amèneraient également des  
7 baisses de livraison. Gaz Métro considère aussi dans le scénario défavorable que le  
8 déplacement de charbon et de coke de pétrole ne se réaliserait pas.

9 Les volumes au **service interruptible** sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions  
10 de production chez plusieurs clients. La baisse des volumes à l'interruptible est accentuée  
11 par l'annulation de nouvelles ventes et par le déplacement de charbon et de coke de pétrole  
12 qui ne se matérialiserait pas.

13 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 53,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
14 en 2016 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à  
15 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes,  
16 occasionnerait une augmentation des pertes de clients et amènerait une pression à la baisse  
17 sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz  
18 naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact

1 négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique  
2 aurait également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

### 5.5. Comparaison des plans d'approvisionnement 2016-2019 et 2015-2018

3 Les Tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente  
4 Cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2015. Le Tableau 24 présente une  
5 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 25.  
6 Les volumes de l'année 2015 associés au plan d'approvisionnement 2016-2019  
7 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision budgétaire 5/7 2015.

**Tableau 24**

#### COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ PLAN 2016-2019 vs PLAN 2015-2018<sup>24</sup> (avant interruptions)

	2015	2016	2017	2018	2019	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	
<b>Petits et moyens débits</b>						
1	Plan 2016-2019	2 739,6	2 757,5	2 770,8	2 786,0	2 806,8
2	Plan 2015-2018	2 718,0	2 735,8	2 730,1	2 741,2	s/o
3	Écart	21,6	21,8	40,7	44,8	s/o
<b>Grandes entreprises</b>						
4	Plan 2016-2019	2 986,3	2 757,0	3 040,2	3 529,1	3 929,1
5	Plan 2015-2018	3 039,5	3 221,9	3 346,9	3 952,8	s/o
6	Écart	(53,2)	(464,9)	(306,6)	(423,7)	s/o
<b>Total</b>						
7	Plan 2016-2019	5 725,9	5 514,6	5 811,1	6 315,1	6 735,8
8	Plan 2015-2018	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0	s/o
9	Écart	(31,6)	(443,1)	(265,9)	(379,0)	s/o

<sup>24</sup> R-3879-2014, B-0258, Gaz Métro-7, Document 1

**Tableau 25**

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE**  
**PLAN 2016-2019 vs PLAN 2015-2018**  
**(avant interruptions)**

		2015	2016	2017	2018	2019
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	<b>Service continu</b>					
1	Plan 2016-2019	5 295,9	5 102,1	5 421,1	5 927,0	6 347,5
2	Plan 2015-2018	5 293,0	5 454,3	5 648,2	6 268,3	s/o
3	Écart	2,9	(352,2)	(227,1)	(341,4)	s/o
	<b>Service interruptible</b>					
4	Plan 2016-2019	430,0	412,5	390,0	388,1	388,3
5	Plan 2015-2018	464,6	503,4	428,8	425,7	s/o
6	Écart	(34,6)	(90,9)	(38,8)	(37,6)	s/o
	<b>Total</b>					
7	Plan 2016-2019	5 725,9	5 514,6	5 811,1	6 315,1	6 735,8
8	Plan 2015-2018	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0	s/o
9	Écart	(31,6)	(443,1)	(265,9)	(379,0)	s/o

**6. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU**

**6.1. Méthodologie du calcul des probabilités**

1 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d’approvisionnement sont établis  
2 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait  
3 de ce qui est prévu au scénario de base. Gaz Métro présente ces scénarios théoriques qui  
4 devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions des  
5 livraisons au service continu sur l’horizon 2016-2019.

6 Puisqu’il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents  
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l’analyse de probabilité de réalisation  
8 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme  
9 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts  
10 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2014. L’écart de prévision est calculé comme la  
11 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces

1 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause  
2 tarifaire (prévision un an).

Tableau 26

**VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS**  
**Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)**

Année	Volume réel (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Prévision 1 an (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Écart absolu (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Écart relatif (%)
1 1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2 1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3 1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4 1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5 1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6 1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7 1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8 1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9 1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10 2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11 2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12 2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13 2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14 2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15 2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16 2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17 2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18 2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19 2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20 2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21 2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%
22 2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02%
23 2013	4 673,9	4 653,4	20,5	0,44%
24 2014	5 068,0	4 952,4	115,6	2,33%

3 À partir de cet échantillon de 24 données (Tableau 26), des probabilités de déviation du  
4 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios  
5 extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des  
6 écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991 et non sur l'information et la  
7 connaissance du marché dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des  
8 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

9 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance  
10 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro

1 est en soi peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement  
2 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la  
3 certitude de Gaz Métro de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul  
4 de probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce  
5 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.  
6 Cependant, pour les deuxième et troisième années du plan d'approvisionnement, les  
7 probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts types, comme demandé par la  
8 Régie dans sa décision D-2008-140.

## **6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2016 à 2019**

9 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité  
10 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de  
11 variance égale à 0,18 % (ou d'écart type égal à 4,3 %).

12 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de  
13 base pour 2016 à 2019, telles que présentées au Tableau 27. Les probabilités de réalisation  
14 des scénarios favorables sont plus faibles que les probabilités présentées dans le cadre de  
15 la Cause tarifaire 2015 (R-3879-2014, Gaz Métro-7, Document 1). L'écart provient  
16 principalement des volumes du scénario de base qui sont en baisse en 2016 par rapport à la  
17 Cause tarifaire 2015. En diminuant les volumes du scénario de base, l'écart avec les volumes  
18 au scénario favorable s'agrandit.

19 Selon la méthode définie précédemment, la probabilité que les volumes livrés en 2016 soient  
20 en deçà du scénario défavorable est de 29,59 %. Cette probabilité de réalisation relativement  
21 élevée s'explique par le faible nombre de nouveaux projets et d'ajouts de volume inclus dans  
22 le scénario de base qui ne se réaliseraient pas sous les conditions défavorables. Dans les  
23 années subséquentes, l'écart entre le scénario de base et défavorable croît, ce qui diminue  
24 de manière significative la probabilité que les prévisions des volumes au service continu du  
25 scénario de base soient en deçà de ceux prévus dans le scénario défavorable.

Tableau 27

**PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS**  
**Service continu**

	Réalisation	Probabilité
1	<b>2015-2016</b>	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	2,49 %
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	67,92 %
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	29,59 %
5	<b>2016-2017</b>	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	2,78 %
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	93,95 %
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	3,27 %
9	<b>2017-2018</b>	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,03 %
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,95 %
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,01 %
13	<b>2018-2019</b>	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,00 %
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	100,00 %
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,00 %

1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation des volumes  
2 livrés pour 2016 à 2019, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de  
3 se situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

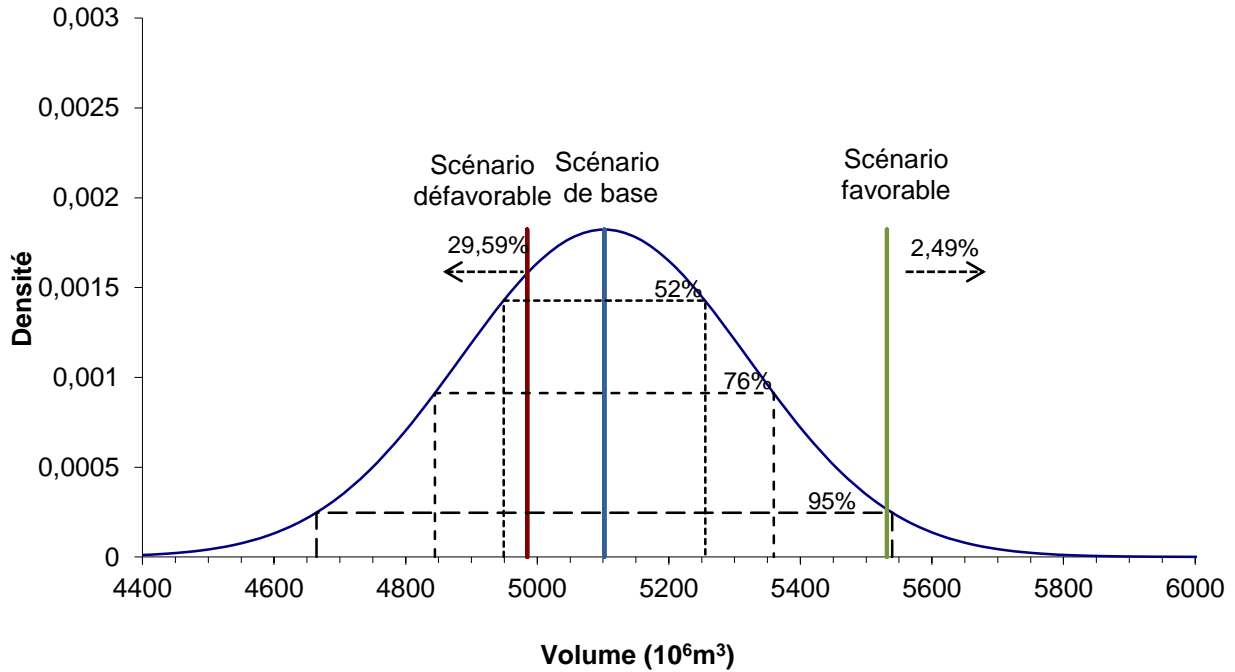
4 Dans un premier temps, les volumes des différents scénarios sont placés sur l'axe horizontal.  
5 Une simulation des volumes est ensuite effectuée en supposant une distribution suivant une  
6 loi normale de probabilité centrée sur les volumes du scénario de base. Les intervalles de  
7 confiance, tracés en caractères pointillés, sont ensuite apposés au graphique sous la courbe  
8 de probabilité en forme de cloche. L'objectif de ces graphiques est de visualiser plus  
9 facilement la probabilité que les volumes prévisionnels du scénario de base soient plus élevés  
10 que ceux du scénario favorable (ou moins élevés que le scénario défavorable) pour chacune  
11 des années prévisionnelles.

12 À titre d'exemple, pour l'année prévisionnelle 2016, il y a une probabilité de 2,49 % que le  
13 volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Les volumes prévisionnels du  
14 scénario favorable pour cette année se retrouvent donc à la limite de l'intervalle de confiance  
15 de 95 % tracé en pointillés sur le graphique.



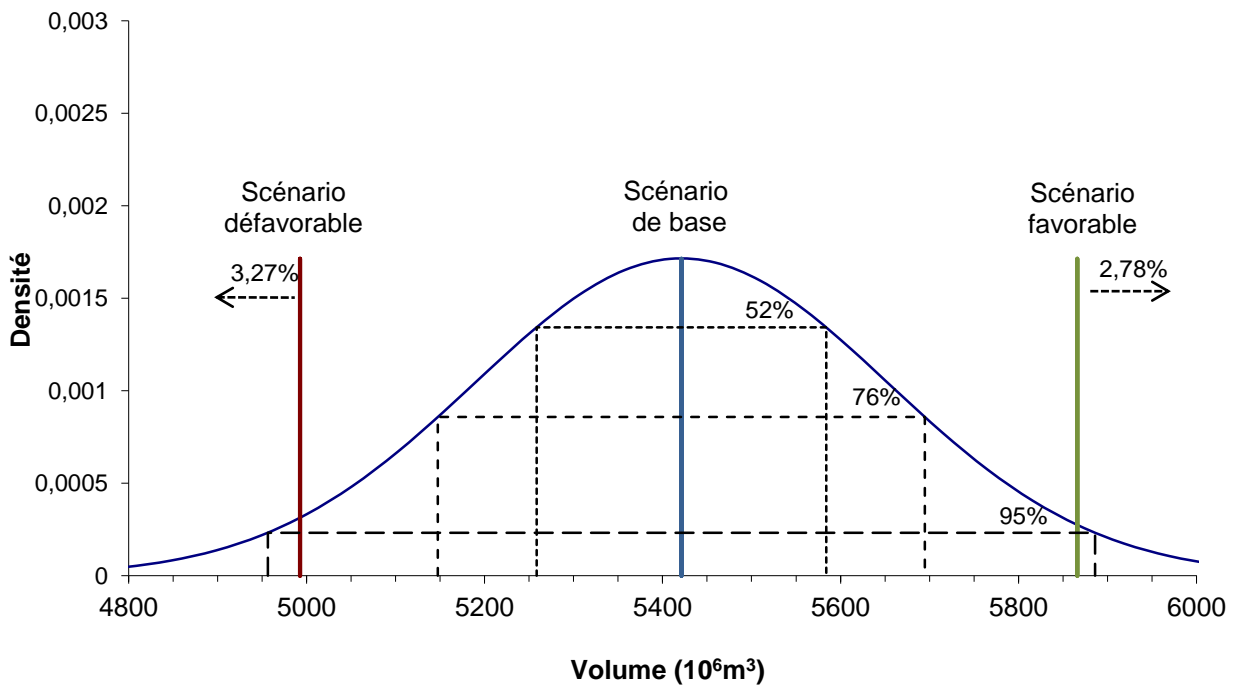
**Graphique 22**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2016 (service continu)**



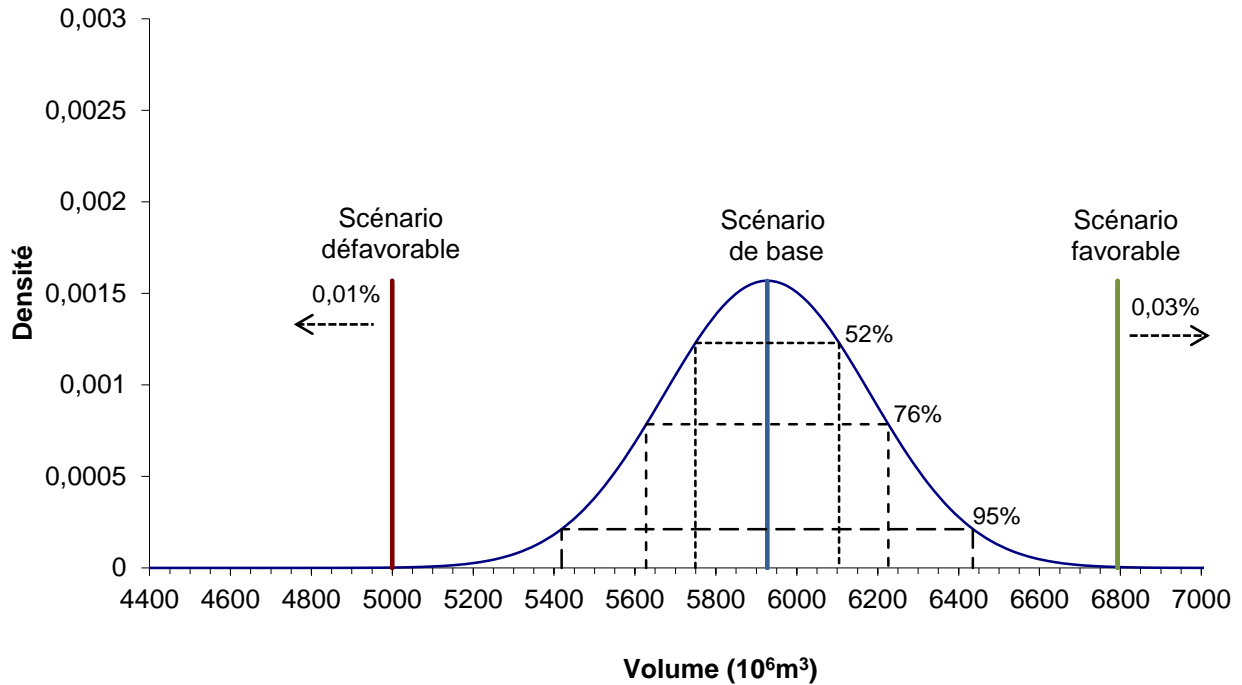
**Graphique 23**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2017 (service continu)**



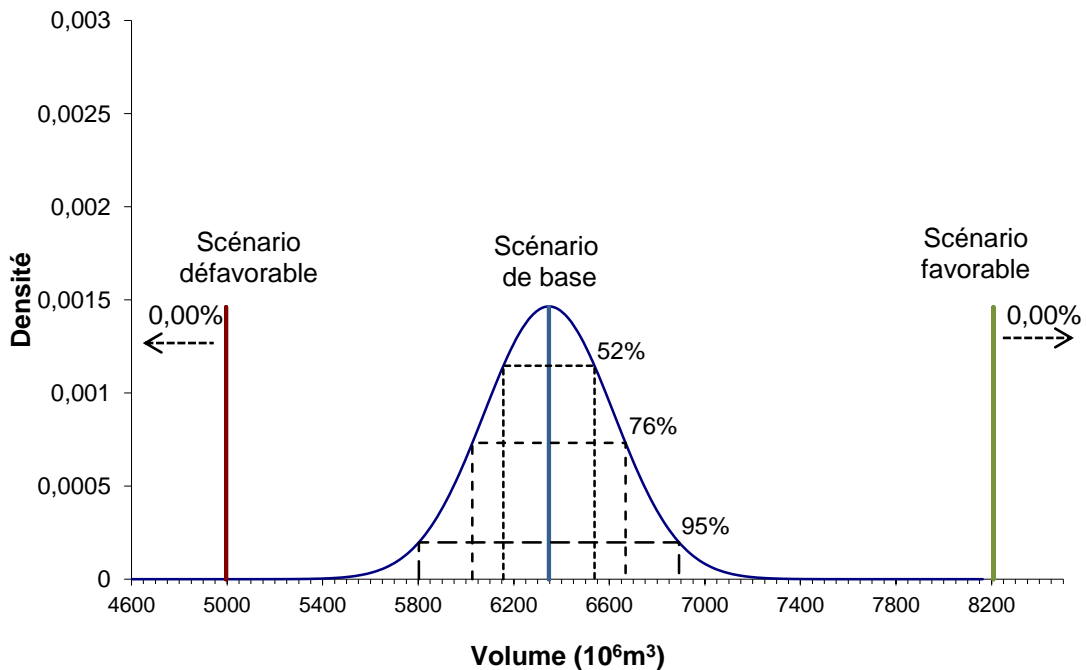
**Graphique 24**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2018 (service continu)**



**Graphique 25**

**Distribution de probabilités basée sur la prévision 2019 (service continu)**

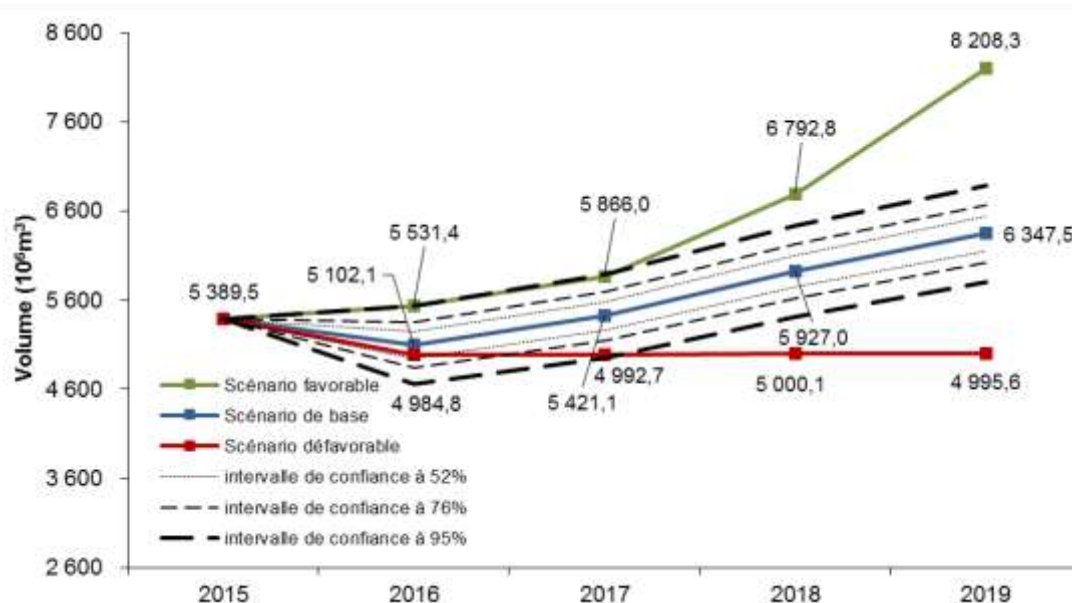


### 6.3. Aperçu sur quatre ans

1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2016 à 2019, il est  
2 possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions, ainsi que les  
3 probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario  
4 de base avec différents niveaux de confiance.

#### Graphique 26

Intervalle de confiance autour des prévisions sur 4 ans



## 7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2016-2019

5 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements  
6 soient suffisants tout en considérant leur impact sur la fixation des tarifs afin que ceux-ci  
7 demeurent justes et raisonnables.

8 Gaz Métro doit disposer des outils nécessaires pour rencontrer la demande continue des clients  
9 en journée de pointe et la demande saisonnière des clients au services continu et interruptible.  
10 Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la  
11 demande dues au climat et à l'économie.

12 Gaz Métro optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils :  
13 des capacités de transport depuis l'Alberta et le sud de l'Ontario, de l'entreposage dans son

1 territoire et hors de son territoire et des livraisons dans son territoire. Par cette combinaison  
2 d'outils, Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés  
3 et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

4 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite le contexte gazier qui lui  
5 est propre, les orientations envisagées et les actions prises.

### **7.1. Retour sur la Cause tarifaire 2015 et contexte général**

6 Gaz Métro juge important de rappeler le contexte présent à la Cause tarifaire 2015. Les  
7 décisions et les actions qui ont été prises constituent les bases de travail pour la stratégie  
8 d'approvisionnement sur l'horizon du plan 2016-2019.

9 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, la méthode d'évaluation de la demande continue en  
10 journée de pointe a été modifiée de façon à intégrer l'effet des conditions climatiques sur la  
11 projection des volumes de la clientèle VGE. À la suite de la décision D-2014-201 de la Régie,  
12 qui fixait la méthodologie de calcul de la journée de pointe, Gaz Métro a déposé un plan  
13 d'approvisionnement 2015-2018<sup>25</sup> révisé. Les besoins d'approvisionnement, définis plus  
14 spécifiquement pour l'année 2018, ont servi de base d'évaluation des capacités de transport  
15 à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas dans le cadre des appels d'offres du 30 janvier  
16 2015, pour l'ajout de capacités effectives au 1<sup>er</sup> novembre 2017.

17 Dans l'évaluation de ses besoins d'approvisionnement, Gaz Métro a considéré les  
18 approvisionnements rendus disponibles à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2016 par les outils alternatifs  
19 soit, l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme outil de pointe et la refonte du  
20 service interruptible. À cet effet, les besoins ont été réduits de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (25 000 GJ/jour).

21 Dans la décision D-2015-003, la Régie a autorisé Gaz Métro à soumissionner 940 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
22 (35 600 GJ/jour) en transport FTSH Parkway-GMIT EDA auprès de TCPL et 950 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
23 (36 000 GJ/jour) en transport M12 auprès d'Union Gas.

24 Le 27 janvier 2015, Gaz Métro recevait une demande écrite d'un regroupement de 15 clients  
25 institutionnels qui demandaient de revenir sur son service de transport à compter du  
26 1<sup>er</sup> novembre 2015. Ce retour représentait une augmentation des besoins de 16 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour

---

<sup>25</sup> R-3879-2014, Année 2015 : B-0283, Gaz Métro-7 Document 6; Années 2016 et 2017 : B-0337, Gaz Métro-7 Document 7; et  
Année 2018 : B-0341, Gaz Métro-7 Document 8

1 (600 GJ/jour). Étant donné que ces demandes respectaient les modalités prévues aux  
2 *Conditions de service et Tarif*, elles ont été acceptées. Les besoins additionnels ont été  
3 ajoutés à l'évaluation présentée à la Régie pour l'année 2018. Ainsi, Gaz Métro a  
4 soumissionné respectivement des capacités de 955 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (36 200 GJ/jour) et de  
5 968 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (36 670 GJ/jour) auprès de TCPL et Union Gas avec une date de prise d'effet  
6 au 1<sup>er</sup> novembre 2017.

7 Les soumissions ont été acceptées par TCPL et Union Gas et les « Precedent Agreement »  
8 ont été signés.

9 À la suite de l'acceptation des demandes de capacités additionnelles au 1<sup>er</sup> novembre 2017,  
10 et conformément aux modalités de l'Entente approuvée par l'ONÉ, TCPL a procédé à une  
11 demande de confirmation de prolonger la durée de tous les contrats fermes (FT) vers GMIT  
12 EDA, auprès de tous les détenteurs de capacités ayant un point de livraison dans l'est  
13 (« Term-up Notice »). Ces modalités exigent un prolongement au moins jusqu'au 31 octobre  
14 2022, soit cinq ans à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Gaz Métro a donc confirmé les  
15 renouvellements de ces capacités en spécifiant toutefois que les capacités de transport FTLH  
16 Empress-GMIT EDA et GMIT NDA seront réduites respectivement à 1 927 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
17 (73 000 GJ/jour) et 317 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (12 000 GJ/jour) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Ceci  
18 aura pour effet de fixer les capacités de FTLH au minimum de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000  
19 GJ/jour) convenu dans l'Entente avec TCPL. L'annexe 3 détaille les différents contrats de  
20 transport et leur date respective d'échéance. Cette modalité de « Term-up Notice » pourrait  
21 entraîner une baisse des capacités détenues par des tiers, considérant les enjeux financiers  
22 reliés à la durée long terme des contrats.

23 Gaz Métro prévoit également effectuer une demande de conversion des capacités de FTLH  
24 entre Empress et son territoire pour du FTSH entre Parkway et son territoire et ce, le plus tôt  
25 après le 31 décembre 2020, date de fin de l'obligation de maintenir les capacités minimales  
26 de FTLH.

27 L'ensemble de ces actions amène un portefeuille de capacités de transport principalement  
28 constitué de contrats de longue durée. Le tableau ci-dessous présente la répartition des  
29 contrats par durée, excluant les contrats d'Union Gas :

Tableau 28

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au		
	2015-11-01	2016-11-01	2017-11-01
2016-10-31	23%		
2017-10-31	2%	2%	1%
2022-10-31	65%	50%	47%
2023-10-31	9%	8%	8%
2030-10-31		26%	26%
2031-10-31		15%	14%
2032-10-31			4%
Total	100%	100%	100%

1 Pour l'année 2015-2016, 23 % des contrats ont une durée d'un an. Il s'agit de contrats sur le  
 2 marché secondaire ou de contrats sur le marché primaire sans modalité de renouvellement.  
 3 À compter de l'année 2016-2017, près de la moitié des contrats aura une durée de 6 ans et  
 4 l'autre moitié plus de 15 ans. Ainsi, la stratégie d'approvisionnement relativement aux  
 5 capacités de transport sera limitée.

6 Une fois le besoin d'approvisionnement établi (égal au maximum entre la demande continue  
 7 en journée de pointe ou les besoins pour répondre à la demande en hiver extrême), l'étape  
 8 suivante consiste à déterminer quels outils d'approvisionnement seront utilisés pour répondre  
 9 à ce besoin, considérant les outils déjà sous contrats et les outils disponibles à court, moyen  
 10 et long termes. Selon la demande propre à chaque année, un manque ou un excédent d'outil  
 11 peut être observé.

12 Dans la présente cause, les besoins pour les années 2016 et 2019 sont en croissance,  
 13 l'année 2018 est en équilibre alors que 2017 est en excédent d'approvisionnement.

14 Une croissance des besoins pourrait être problématique selon la disponibilité de capacités de  
 15 transport sur le marché secondaire, considérant le fait que contracter sur le marché primaire  
 16 pour développer de la nouvelle capacité nécessiterait normalement un délai minimal de  
 17 trois ans.

18 Une décroissance des besoins entraînera des excédents de capacité de transport.

19 Il est à noter que la refonte du service interruptible pourrait également modifier les besoins  
 20 d'approvisionnement, mais l'impact sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant

1 que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Ainsi, Gaz Métro attendra de voir  
2 l'impact de cette refonte avant de définir sa stratégie d'approvisionnement long terme.

## **7.2. Transport**

3 Le contexte gazier dans lequel évolue Gaz Métro a changé au cours des dernières années,  
4 modifiant la vision de Gaz Métro relativement aux capacités de transport disponibles à court,  
5 moyen et long termes pour répondre à ses besoins.

6 Comme mentionné à la section 1.3, l'ONÉ a accepté les principes découlant de l'Entente  
7 permettant de passer aux étapes subséquentes pour concrétiser le déplacement de la  
8 structure d'approvisionnement de Gaz Métro vers Dawn.

9 Les nouvelles capacités de transport de TCPL, qui devaient prendre effet au 1<sup>er</sup> novembre  
10 2015, ont été considérées effectives au 1<sup>er</sup> novembre 2016, en raison du retard pris dans  
11 l'échéance relatif à la mise au service de ces capacités, conjointement avec les nouvelles  
12 capacités prévues à cette même date. À ce jour, TCPL ne donne pas d'indication à l'effet qu'il  
13 ne pourra pas rencontrer ces échéances et a accepté de reporter la date de fin des capacités  
14 contractuelles entre Empress et GMIT EDA qui venaient à échéance le 31 octobre 2015,  
15 incluant les contrats de FTNR, jusqu'à la date de mise au service des nouvelles capacités.

16 D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès  
17 d'Union Gas avec une date de mise au service au 1<sup>er</sup> novembre 2015, soit 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
18 (257 784 GJ/jour), seront mises au service à cette date. Toutefois, ces capacités ne pourront  
19 être utilisées tant que TCPL n'aura pas rendu disponibles les capacités entre Parkway et le  
20 territoire de Gaz Métro afin de compléter le tronçon Dawn-GMIT. Malgré les demandes de  
21 Gaz Métro à ce sujet, Union Gas a refusé de la délier de ses obligations contractuelles  
22 contenues au contrat de transport qui débutera le 1<sup>er</sup> novembre 2015. Les coûts de ces  
23 nouvelles capacités seront donc facturés dès leur mise au service, malgré le fait que TCPL,  
24 de son côté, n'aura pas complété les travaux sur l'autre partie du tronçon. Des modalités  
25 spécifiques à la fonctionnalisation des coûts afférents à ces nouvelles capacités seront  
26 proposées à la section 8.2.4.

27 Comme annoncé précédemment et détaillé à la section 9, Gaz Métro doit contracter des  
28 capacités additionnelles de transport pour répondre à la croissance de la demande sur deux  
29 des quatre années du plan. La stratégie sur l'horizon du plan est la suivante :

1 Année 2016

2 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, considérant le contexte gazier, Gaz Métro avait  
3 demandé à la Régie de lui permettre de contracter les capacités de transport additionnelles  
4 requises à l'année 2016, soit 2 266 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, pour répondre aux besoins de la demande  
5 continue de la journée de pointe. La Régie avait approuvé cette demande dans la décision  
6 D-2015-003. Gaz Métro a donc entamé des discussions avec des tiers ainsi qu'avec TCPL  
7 quant à la disponibilité des capacités et les prix.

8 Au moment de développer le plan d'approvisionnement, aucune capacité de transport n'avait  
9 été contractée, les négociations pour certaines options envisagées requérant plus de temps  
10 d'analyse. Ainsi, aux fins de détermination du plan 2016, Gaz Métro a projeté la combinaison  
11 de capacités de transport entre Empress et GMIT EDA la plus économique, contractées sur  
12 le marché secondaire, pour l'hiver et pour l'année.

13 D'autre part, la demande projetée pour l'année 2015-2016 requiert un ajout  
14 d'approvisionnement à un niveau inférieur à celui établi en fonction des données de la Cause  
15 tarifaire 2015 en raison de modifications à la prévision de la demande. Ainsi, les capacités à  
16 contracter pour la prochaine année financière sont révisées à la baisse.

17 Gaz Métro a l'intention de contracter les capacités requises pour assurer la sécurité  
18 d'approvisionnement de sa clientèle dès que les négociations afférentes aux diverses options  
19 envisagées auront été complétées. Conformément à la décision D-2015-003 (paragr. 25)  
20 Gaz Métro déposera un document détaillant les capacités contractées et les prix payés pour  
21 celles-ci.

22 Année 2017

23 Pour l'année 2017, des approvisionnements excédentaires sont observés. Si ces excédents  
24 demeurent lors de la cause tarifaire 2017, des ventes sur le marché secondaire seront alors  
25 envisagées.

26 Année 2018

27 En fonction de la demande projetée pour l'année 2018, Gaz Métro détient déjà les  
28 approvisionnements requis, aucune action spécifique n'est à envisager.

29 Année 2019

30 Pour l'année 2019, des capacités additionnelles d'approvisionnement sont requises.



1 En théorie, considérant le délai minimal de trois ans requis par TCPL pour la construction de  
2 nouvelle capacité, Gaz Métro devrait déjà signifier à TCPL et à Union Gas les nouveaux  
3 besoins pour assurer la sécurité d'approvisionnement et poursuivre sa stratégie de  
4 rapprocher sa structure d'approvisionnement de son territoire. Toutefois, la refonte du service  
5 interruptible pourrait modifier les besoins d'approvisionnement si un impact différent de celui  
6 projeté (260 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour - 10 000 GJ/jour) en résultait.

7 Avant de demander l'ajout de nouvelles capacités de transport et considérant le fait que les  
8 besoins ne sont pas très élevés, Gaz Métro juge préférable d'attendre que le projet de refonte  
9 du service interruptible soit entamé et que les impacts préliminaires sur le plan  
10 d'approvisionnement soient identifiés.

### **7.3. Fourniture de gaz naturel**

11 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2016-2019 a été  
12 adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

13 Pour l'année 2016, Gaz Métro procèdera par appel d'offres pour les achats contractés  
14 d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères  
15 suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro s'assure  
16 également de maintenir une diversité de fournisseurs.

17 Pour effectuer, le cas échéant, les transactions d'achats en bloc à Dawn ou à Empress en  
18 cours d'année, Gaz Métro procèdera par invitation. Les mêmes critères de sélection seront  
19 appliqués pour choisir un fournisseur. Des achats sur la base « spot » seront également  
20 effectués.

21 Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont  
22 elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins à Dawn.  
23 Considérant le contexte gazier actuel quant au déplacement de sa structure  
24 d'approvisionnement vers Dawn et au point d'achat de fourniture du distributeur, Gaz Métro  
25 n'envisage pas contracter d'achat de gaz naturel pluriannuel pour l'instant.

26 La section 8.1 décrit plus amplement les contrats existants ainsi que les volumes d'achats de  
27 gaz naturel que Gaz Métro prévoit contracter d'avance pour l'année 2016.

28 En ce qui concerne les livraisons des clients en achat direct, le déplacement vers Dawn  
29 demeure au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

#### **7.4. Autres sources d'approvisionnement**

1 Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro a  
2 eu l'opportunité de contracter, pour la période du 1<sup>er</sup> juin 2013 au 31 octobre 2015 une  
3 capacité de 11 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz, directement dans  
4 son territoire. Ce gaz est injecté dans le réseau de TQM (TCPL). Ce contrat vient à échéance  
5 cette année et, à ce jour, le fournisseur n'a pas entamé de discussion pour renouveler cette  
6 entente, visant, entre autres, l'utilisation de ce gaz naturel pour ses propres besoins.

7 De plus, Gaz Métro continue de suivre de près le développement de l'industrie du gaz naturel  
8 renouvelable au Québec. D'ailleurs, un projet d'investissement pour le raccordement de la  
9 Ville de Sainte-Hyacinthe aux fins d'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de  
10 Gaz Métro a été déposé à la Régie et est actuellement à l'étude<sup>26</sup>. Considérant le statut de  
11 ce dossier au moment de préparer le plan d'approvisionnement, la date de mise au service et  
12 les quantités visées, Gaz Métro n'a pas considéré ce projet dans sa planification.

13 Si de nouvelles sources d'approvisionnement deviennent disponibles dans l'horizon du plan,  
14 Gaz Métro verra, le cas échéant, à réorganiser sa structure d'approvisionnement pour les  
15 intégrer.

#### **7.5. Équilibrage**

16 Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés dans le  
17 territoire de Gaz Métro. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites  
18 d'entreposage souterrains d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

19 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est donc utilisée comme dernier  
20 outil d'approvisionnement.

21 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait  
22 spécifique défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est  
23 prévue sur la période de l'hiver. Les dates de début et de fin des retraits, ainsi que la période  
24 d'interruption pour la période des Fêtes, peuvent être légèrement modifiées par Gaz Métro  
25 en fonction des besoins découlant principalement des prévisions de température.

---

<sup>26</sup> R-3909-2014

1 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des  
2 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière  
3 fenêtre de nominations trois heures avant la fin de la journée gazière. De plus, ce site peut  
4 être cyclé en présence d'excédents de capacité de transport. C'est-à-dire que le gaz peut être  
5 retiré et réinjecté par la suite, permettant de maintenir un débit élevé de retrait et offrant un  
6 volume total de gaz sur la période de l'hiver supérieur à la capacité physique du site. Il est le  
7 dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en totalité, de la clientèle interruptible. Il  
8 est donc partiellement utilisé pour répondre à la demande de pointe.

9 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain  
10 d'Union Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible  
11 en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation aisée du débit de gaz en cours  
12 de journée gazière par ses diverses fenêtres de nomination. Ainsi, les capacités de retrait ou  
13 d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle  
14 tout au long de l'année.

15 Finalement, Gaz Métro couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel  
16 effectués directement à Dawn, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de  
17 transport FTSH et/ou STS de TCPL, combiné, selon le cas, à des capacités de transport M12  
18 d'Union Gas.

19 Gaz Métro a établi son plan d'approvisionnement 2016-2019 en supposant le maintien de  
20 l'ensemble de ses capacités d'entreposage.

## **7.6. Conclusion**

21 Sur l'horizon du plan 2016-2019, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
22 d'approvisionnement vers Dawn pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016. À cette date, les capacités de  
23 transport FTLH entre Empress et le territoire de Gaz Métro seront réduites à 2 974 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
24 et au niveau minimum de 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (85 000 GJ/jour) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017,  
25 si les nouvelles capacités de transport entre Parkway et GMIT sont disponibles.

26 Gaz Métro a également intégré, à compter de l'année 2017, les approvisionnements  
27 découlant des options alternatives, soit : l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL  
28 comme outil de pointe et la refonte du service interruptible.

1 Dans le présent plan d'approvisionnement, les besoins pour l'année 2016 et 2019 sont en  
2 croissance, l'année 2018 est en équilibre alors que 2017 est en excédent  
3 d'approvisionnement.

4 Pour l'année 2016, une croissance des capacités de transport en provenance d'Empress sera  
5 envisagée, étant donné la croissance des besoins et la non-disponibilité de transport entre  
6 Dawn et le territoire de Gaz Métro. À cet effet, Gaz Métro est en discussion avec TCPL et des  
7 tiers afin de contracter les approvisionnements additionnels requis. Dans la décision  
8 D-2015-003, la Régie autorisait Gaz Métro à contracter jusqu'à 2 266 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacité  
9 de transport pour répondre aux besoins identifiés dans le cadre de la Cause tarifaire 2015.  
10 Au moment de produire le plan, Gaz Métro n'avait pas encore contracté de capacités. Elle a  
11 donc projeté au plan l'ajout de la combinaison de capacités sur l'hiver et sur l'année la plus  
12 économique.

13 Pour la dernière année du plan (2019), une croissance des besoins nécessiterait de  
14 demander à TCPL et Union Gas un ajout de capacité. Toutefois, Gaz Métro attendra que les  
15 impacts du projet de refonte sur le service interruptible sur le plan d'approvisionnement soit  
16 identifiés, même sommairement, avant de prendre des mesures pour l'année 2019.

17 Les sections 8 et 9 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
18 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2016-2019.

19 Étant donné que Gaz Métro a dû confirmer le renouvellement de ses capacités de transport  
20 FT au point de réception EDA jusqu'au 31 octobre 2022, la majorité de ses contrats ont  
21 maintenant une durée de plus de 7 ans. Considérant le contexte actuel, à savoir :

- 22 • le fait que tous les détenteurs actuels de capacités ont dû également renouveler leur  
23 capacité jusqu'au 31 octobre 2022 afin de les conserver; et
- 24 • que l'intention de TCPL est de convertir les capacités non utilisées en pipeline pour  
25 le transport du pétrole dans le cadre du projet Énergie Est,

26 les stratégies futures d'approvisionnement seront plus limitées.

27 Ainsi, afin de répondre à une croissance des besoins d'approvisionnement, Gaz Métro devra  
28 prévoir un délai minimal de trois ans pour une demande d'ajout de capacités auprès de TCPL.  
29 À court terme, elle devra se retourner vers le marché secondaire qui, de l'avis de Gaz Métro,  
30 sera davantage restreint comparativement à celui actuellement disponible, À l'inverse, si une

1        baisse de la demande devait se concrétiser, Gaz Métro aurait comme unique option de  
2        vendre le transport sur le marché secondaire, ne pouvant retourner les capacités auprès de  
3        TCPL.

## **8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

4        Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés  
5        par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de  
6        gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

### **8.1. Fourniture de gaz naturel**

#### **8.1.1. Clients au service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro**

7        Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du  
8        distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.  
9        De plus, à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015, Gaz Métro doit acheter et fournir le gaz de  
10        compression nécessaire au transport du gaz naturel et ce, pour l'ensemble de la clientèle,  
11        incluant les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété et les  
12        clients ayant convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique (clients  
13        en achat direct). En effet, à la Cause tarifaire 2015, Gaz Métro a demandé à la Régie de  
14        maintenir l'abolition du service de compression au 1<sup>er</sup> novembre 2015, malgré le report du  
15        déplacement des livraisons des clients en achat direct au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Dans sa  
16        décision D-2014-122 (parag. 44), la Régie a approuvé le maintien de l'abolition du service  
17        de compression.

18        Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel de Gaz Métro  
19        est présenté à l'annexe 2. La date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat  
20        ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan  
21        d'approvisionnement 2016-2019 sont spécifiés. Le tableau présente également les totaux  
22        visés au plan d'approvisionnement 2016 et le ratio qui est contracté à ce jour par rapport  
23        à ces totaux. Comme présenté à l'annexe 2, à ce jour, il n'y a qu'un contrat de fourniture  
24        existant et celui-ci prendra fin le 31 octobre 2015. Gaz Métro projette de sécuriser près de  
25        50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année  
26        financière. Elle devrait procéder à des appels d'offres au courant de l'été 2015.

1 La page 2 de l'annexe 2 présente la répartition mensuelle des achats projetés de  
2 fourniture de gaz naturel par point d'achat ainsi que les quantités quotidiennes que  
3 Gaz Métro prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière 2016.

4 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel contractés par Gaz Métro  
5 (56,6 %) est effectuée à Empress. L'autre portion du gaz naturel est contractée au point  
6 Dawn (43,4 %). Finalement, un achat de gaz naturel est effectué dans le territoire de  
7 Gaz Métro (0,01 %); cette transaction a débuté en juin 2013 et se terminera au 31 octobre  
8 2015.

9 La stratégie d'achats à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage  
10 d'Union Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois d'octobre  
11 et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site d'Union Gas. Il  
12 s'agit de mois d'épaulement au cours desquels la température peut influencer de façon  
13 importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois, Gaz Métro est  
14 interruptible en injection au site d'entreposage d'Union Gas, elle doit donc être prudente  
15 pour ne pas se retrouver avec des excédents de gaz naturel. Toutefois, considérant les  
16 quantités quotidiennes importantes d'achat de gaz naturel pour le mois de novembre,  
17 Gaz Métro contractera d'avance une partie de ces achats. Les autres achats pour ces  
18 deux mois seront effectués sur une base « spot » afin d'adapter les quantités aux besoins  
19 spécifiques de la demande.

20 Pour la période d'hiver, certains achats projetés à Dawn et Empress ne seront pas  
21 concrétisés d'avance afin de conserver la flexibilité dans l'éventualité d'un hiver plus  
22 chaud que la normale.

23 Considérant la quantité importante d'achats à Dawn pour le mois d'avril et le fait que les  
24 retraits sont interruptibles au site d'entreposage d'Union Gas, Gaz Métro contractera  
25 d'avance une partie des achats projetés pour ce mois.

26 Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2016 avant de contracter des achats en bloc à Empress  
27 pour les mois de mai à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler les achats  
28 en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après l'hiver, elle  
29 jugera à chaque mois si des achats en bloc doivent être réalisés. De plus, selon les  
30 quantités requises, une partie des achats des mois d'août et septembre seront réalisés  
31 sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection au

1 site d'entreposage d'Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez Union Gas est  
2 réduite pour cette période et le niveau d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne  
3 une gestion plus précise des injections à planifier sur cette période et par le fait même,  
4 sur les achats de gaz naturel.

5 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau  
6 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée  
7 durant la période d'hiver.

8 Il est à noter que les achats à Dawn sont presque nuls sur la période de mai à septembre  
9 considérant les capacités de transport détenues à partir d'Empress sur cette période qui  
10 se reflètent en achats de fourniture à Empress.

#### 11 Volume de fourniture requis pour l'année 2015-2016

12 Pour l'année 2015-2016, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par  
13 Gaz Métro est estimé à 2 275 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De cette quantité, 2 016 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont attribués  
14 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence  
15 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la  
16 variation nette des retraits et injections d'inventaires ainsi que le gaz de compression<sup>27</sup>  
17 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de Gaz Métro.

18 Un volume de fourniture de 328 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> est déjà contracté. Gaz Métro projette de sécuriser  
19 près de 50 % des achats totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de  
20 l'année financière, comme présenté à la page 2 de l'annexe 2.

21 Il est à noter qu'au volume total, mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté  
22 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe  
23 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2015-2016, le volume annuel  
24 est estimé à 352 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. La majorité de ce volume (80 %) sera livrée à Dawn à compter  
25 du 1<sup>er</sup> novembre 2015 avec une croissance au cours de l'année au fur et à mesure des  
26 renouvellements de ces contrats. En effet, dans la décision D-2014-122, la Régie  
27 approuvait pour cette clientèle, le maintien du déplacement des livraisons à Dawn. Les  
28 clients livrant toujours à Empress après le 31 octobre 2015, seront progressivement

---

<sup>27</sup> Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 3, page 3.

1 transférés vers Dawn lors du renouvellement de leur contrat. Le transfert devrait être  
2 complété en septembre 2018.

3 Prix du service de fourniture

4 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2015-2016 est  
5 de 11,519 ¢/m<sup>3</sup> (3,04 \$/GJ). Ce prix est basé sur les prévisions de prix de la fourniture de  
6 gaz naturel pour la période étudiée. Il inclut l'effet des dérivés financiers, les derniers  
7 prenant fin le 31 octobre 2015, ainsi que les coûts à transférer du service de fourniture au  
8 service d'équilibrage correspondant à l'interfinancement relié au profil d'achat de la  
9 fourniture. La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent document présente le  
10 détail de l'évaluation du prix.

11 Prix projetés pour les achats à Dawn

12 Conformément à la Décision D-2014-064, les achats à Dawn contractés d'avance seront  
13 transigés en fonction de l'indice NYMEX ou NGX-Dawn auquel s'ajoute une prime, en  
14 fonction des transactions cotées par les fournisseurs. Les achats quotidiens « spot » sont  
15 transigés à prix fixe.

16 Pour la projection des coûts d'achats à Dawn à la Cause tarifaire 2016, Gaz Métro a utilisé  
17 les prix mensuels des contrats d'échange sur le marché financier obtenu auprès de TD  
18 Securities sur la période du 5 au 15 janvier 2015. Ces prix mensuels sont donc établis  
19 selon la même base que celle utilisée pour développer les hypothèses financières  
20 présentées au Tableau 4.

21 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2016-2019, la projection des prix des achats  
22 de gaz naturel à Dawn est la suivante :

**Tableau 29**

Année	Prix d'achat à Dawn	
	\$/GJ	¢/m <sup>3</sup>
2015-2016	3,970	15,044
2016-2017	4,114	15,588
2017-2018	4,332	16,414
2018-2019	4,482	16,982



1 Les coûts des achats à Dawn sont par la suite fonctionnalisés entre les services de  
 2 fourniture, compression, transport et équilibrage. La méthode de fonctionnalisation du prix  
 3 global d'achat, approuvée par la Régie dans la décision D-2014-064, est appliquée.

4 Ainsi, pour la Cause tarifaire 2016, le prix global est scindé entre les services comme suit :

- 5 • Fourniture : prix du gaz naturel à Empress établi sur la base des « Futures » obtenus  
 6 sur le marché financier pour l'année financière (réf. : Tableau 4);
- 7 • Compression : prix moyen de compression établi selon les ratios mensuels moyens  
 8 historiques des 3 dernières années de TCPL entre Empress et Dawn;
- 9 • Transport : prix de transport annuel du marché entre Empress et Dawn; et
- 10 • Équilibrage : solde du différentiel de lieu.

11 Le Tableau 30 présente la répartition du prix moyen d'achats à Dawn pour l'année 2016  
 12 pour un volume projeté d'achats à Dawn de 986 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

**Tableau 30**

Prix global	Fonctionnalisation par service			
	Fourniture	Compression *	Transport annuel	Équilibrage
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1)-(2)-(3)-(4)
\$/GJ 3,970	3,200	0,127	0,611	0,033
¢/m <sup>3</sup> 15,044	12,124	0,481	2,315	0,124
(000 \$) 148 368	119 568	4 743	22 832	1 224

- 13 • Coûts considérés au service de transport

14 La valeur du transport annuel (colonne 4 du Tableau 30) est égale à la moyenne des  
 15 « Futures » publiés durant le mois de février 2015 par la source de référence :

- 16 ○ TD Energy Trading Inc. – Energy Daily

17 Le Tableau 31 présente l'évaluation de ce prix de transport annuel.

**Tableau 31**

Période d'achat début	Période d'achat fin	"Future" Empress \$/GJ	"Future" Dawn \$/GJ	Différentiel Empress-Dawn \$/GJ	Ratio de compression	Compression Empress-Dawn \$/GJ	Transport annuel \$/GJ
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4)-(3)	(6)	(7) = (3)×(6)	(8) = (5)-(7)
2015-10-01	2016-09-30	3,150	3,885	0,734	3,92%	0,123	0,611

1 Il est à noter que BP Canada Energy Company, deuxième source de référence utilisée  
2 les années passées, a modifié sa publication quotidienne et l'information requise pour  
3 établir la valeur du transport annuel n'est plus disponible. Les données pour établir le prix  
4 annuel moyen de transport entre Empress et Dawn sont donc obtenues d'une seule  
5 source.

6 Le ratio de compression (colonne 6 du Tableau 31) n'étant pas inclus dans la publication  
7 utilisée en référence, Gaz Métro a utilisé la moyenne des ratios de compression entre  
8 Empress et Dawn établis par TCPL pour les 12 derniers mois connus, soit mars 2014 à  
9 février 2015.

#### 10 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

11 Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout  
12 temps. Comme le gaz naturel est une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en  
13 fonction de l'offre et de la demande. Gaz Métro n'est pas préoccupée quant à la  
14 disponibilité de la fourniture à ces deux points.

#### 15 Historique des achats réels de fourniture à Dawn

16 La comparaison, pour chacune des cinq dernières années disponibles, des prix mensuels  
17 à Dawn et des prix mensuels des achats de Gaz Métro effectués à Dawn est présentée à  
18 l'annexe 12.

#### **8.1.2. Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété**

19 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients  
20 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de  
21 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,  
22 s'approvisionne directement dans le territoire de Gaz Métro.

23 Pour l'année 2015-2016, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 102 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
24 dont 8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz  
25 d'appoint concurrence.

26 Il est à noter que certains clients (près de 1 % des livraisons totales) livreront leur gaz  
27 naturel à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. Ces clients avaient déjà convenu  
28 d'ententes avec leur fournisseur pour une livraison à Dawn avant le 18 juillet 2014, date

1 de la décision D-2014-122 qui officialisait le report du déplacement des livraisons à Dawn  
2 de cette clientèle au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

## **8.2. Transport**

3 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans  
4 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont  
5 présentées à l'annexe 3, page 1. Ce document détaille les débits au 1<sup>er</sup> octobre 2015 et au  
6 1<sup>er</sup> novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les  
7 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement sont  
8 également indiquées.

9 La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de  
10 transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro  
11 peut être décomposé en douze parties selon les segments parcourus, incluant les contrats  
12 de transport par échange.

### **8.2.1. Services de transport du distributeur**

13 Les capacités additionnelles contractées auprès de TCPL mais qui ne sont pas encore au  
14 service, sont confirmées par des « Precedent Agreement ». Ces capacités sont intégrées  
15 à l'annexe 3 avec la date visée de leur mise au service respective présentée en note. Il  
16 en est de même pour les nouvelles capacités contractées auprès d'Union Gas.

17 Considérant les demandes de nouvelles capacités sur le tronçon Parkway-GMIT-EDA,  
18 TCPL a procédé à une demande de confirmation de prolongement des termes de tous les  
19 contrats fermes vers GMIT EDA (« Term-up Notice ») au moins jusqu'au 31 octobre 2022,  
20 soit cinq ans de prolongement à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017, afin de conserver les  
21 droits de renouvellement des capacités. Cette demande est conforme aux dispositions de  
22 l'Entente. Les contrats FTLH, FTSH et STS avec un point de livraison à GMIT EDA sont  
23 assujettis à cette clause. Toutefois, les contrats FTLH entre Empress et GMIT NDA  
24 demeurent assujettis aux droits de renouvellement annuel avec un délai d'avis de 2 ans.

25 Il est à noter que les réductions de capacité de transport FTLH effectives au 31 octobre  
26 2015 n'auront pas lieu tant et aussi longtemps que les capacités de transport devant entrer  
27 au service le 1<sup>er</sup> novembre 2015 sur le tronçon Parkway- GMIT-EDA ne le seront pas.

1 Également, les capacités de transport FTNR demeureront au service jusqu'à la mise au  
2 service de ces nouvelles capacités.

3 D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès  
4 d'Union Gas avec une date de mise au service au 1<sup>er</sup> novembre 2015, soit  
5 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (257 784 GJ/jour), seront rendues disponibles à cette date. Toutefois,  
6 ces capacités ne pourront être utilisées étant donné que TCPL ne sera pas en mesure de  
7 rendre disponible les capacités entre Parkway et GMT-EDA. Malgré les demandes de  
8 Gaz Métro à ce sujet, Union Gas a refusé de délier Gaz Métro de ses obligations  
9 contractuelles contenues au contrat de transport débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2015. La Régie  
10 notera également qu'au moment de la signature des « Precedent Agreement » avec Union  
11 Gas, Gaz Métro a tenté de faire inclure une clause qui aurait fait en sorte que tout délai  
12 dans la mise au service des capacités de TCPL aurait eu pour effet de retarder l'entrée  
13 en vigueur du contrat de transport avec Union Gas. Toutefois, Union Gas a refusé d'inclure  
14 une telle clause. Ces capacités seront donc facturées dès leur mise au service, malgré le  
15 fait que TCPL, de son côté, n'aura pas complété les travaux sur l'autre partie du tronçon.

### **8.2.2. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client**

16 Pour l'année 2015-2016, 40 clients fournissant leur propre service de transport, incluant  
17 le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 360 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en  
18 octobre 2015. Ce nombre passe à 13 clients à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015. La capacité  
19 journalière moyenne de novembre 2015 à septembre 2016 passe à 329 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le  
20 volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport s'élève à 124 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

21 L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan  
22 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*  
23 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font  
24 en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

25 Il est à noter que les clients, qui ont avisé Gaz Métro de leur retour au service de transport  
26 du distributeur à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015, ont respecté les *Conditions de service et*  
27 *Tarif* en donnant un avis à Gaz Métro avant le 1<sup>er</sup> mars 2015.

28 Le retour de clients au service de transport de Gaz Métro représente globalement une  
29 baisse de 34 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre la Cause 2015 et la Cause 2016; l'apport des livraisons des

1 clients ayant leur propre service de transport aux outils d'approvisionnement passe de  
2 397 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2015 à 363 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2016.

3 Tous les clients qui utilisent leur propre service de transport ont opté pour le service  
4 d'équilibrage de Gaz Métro. Seul le client en biogaz n'est pas assujetti à ce service; étant  
5 sur un réseau dédié, Gaz Métro ne peut lui offrir le service d'équilibrage.

### **8.2.3. Gaz d'appoint**

6 Une demande de 8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à la Cause  
7 tarifaire 2016. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette  
8 clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est  
9 contractée à cet effet. Gaz Métro concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque  
10 les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

### **8.2.4. Coûts de transport**

11 Les différents tarifs payés à TCPL et Union Gas pour l'utilisation du transport contracté  
12 sur leur réseau sont présentés à l'annexe 3, page 3.

13 Comme mentionné à la section 8.2.1, les capacités additionnelles de M12 rendues  
14 disponibles entre Dawn et Parkway dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015 par Union Gas ne pourront  
15 être utilisées. Les coûts additionnels rattachés à ces nouvelles capacités s'élèvent à plus  
16 de 7 M\$. Les coûts de M12 sont normalement rattachés au service FTSH-Parkway et STS  
17 au prorata des volumes et fonctionnalisés au service de transport ou équilibrage selon la  
18 fonctionnalisation du FTSH-Parkway et du STS. La nouvelle capacité M12 n'a pas de  
19 correspondance en transport FTSH-Parkway étant donné le retard dans la mise au service  
20 des nouvelles capacités de TCPL. Or, puisque ces capacités ont été contractées pour le  
21 remplacement des capacités actuellement fonctionnalisées au service de transport, les  
22 coûts échoués de 7 M\$ devraient être fonctionnalisés en totalité au service de transport  
23 plutôt que d'en attribuer une partie au service d'équilibrage, soit la portion qui serait  
24 rattachée au service STS. À cet effet, Gaz Métro a traité distinctement les coûts reliés à  
25 ces nouvelles capacités de M12 en les fonctionnalisant au service de transport. Une ligne  
26 spécifique a été ajoutée à la pièce Gaz Métro-109, Document 9 pour identifier ces coûts  
27 additionnels.

1           Gaz d'appoint concurrence

2           Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un prix  
3           unitaire moyen de 10,420 ¢/m<sup>3</sup>, correspondant à un prix d'achat projeté par une tierce  
4           partie pour ce type de contrat.

**8.3. Équilibrage**

5           Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de quatre sites : les deux  
6           sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'Union Gas et une usine de  
7           liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est propriétaire. La Carte 1 présentée à la page 7 du  
8           présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

9           Le tableau de l'annexe 4, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Gaz Métro  
10          avec chacune des parties. La pièce indique, pour chaque contrat, les volumes totaux  
11          d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun  
12          des contrats y est également spécifiée.

13          Au 1<sup>er</sup> avril 2015, Gaz Métro a renouvelé les capacités d'entreposage qui venaient à  
14          échéance, conformément à la décision D-2015-012 de la Régie. Ainsi, les contrats LST 080  
15          et LST 081, convenus avec Union Gas sont présentés à l'annexe 14. Le contrat administratif  
16          ASN 001, qui venait à échéance au 31 mars 2015 a été remplacé par le contrat ASN 003,  
17          également déposé à l'annexe 14.

**8.3.1. Coûts d'entreposage**

18          Les tarifs d'Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien,  
19          sont présentés à l'annexe 4, page 2.

**9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS**

20          Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les  
21          quatre années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise  
22          pour la première année du plan d'approvisionnement. Les autres sections présentent les  
23          structures requises sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base,  
24          favorable et défavorable.

25          Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents

1 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL. Le détail de ce traitement est abordé  
2 spécifiquement à la pièce Gaz Métro-103, Document 2.

### **9.1. Planification pour l'année 2015-2016**

#### **9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier**

3 L'annexe 5 présente la planification annuelle pour l'année 2016.

4 La demande totale s'élève à 3 347 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période d'hiver. L'approvisionnement  
5 disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 33710<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
6 incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 10 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis  
7 pour répondre à la demande d'hiver.

8 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 2 887 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les besoins  
9 d'injection aux sites d'entreposage.

10 L'approvisionnement défini pour répondre à la demande considère les différentes  
11 capacités de transport disponibles, les volumes d'achat de gaz naturel à Dawn (gaz de  
12 réseau et achat direct), les achats à Empress pour la compression, ainsi que les retraits  
13 des sites d'entreposage.

14 Il est à noter qu'aucune capacité de transport FTLH non utilisée n'est prévue.

15 Les livraisons des clients en achat direct à Dawn (ligne 27 de l'annexe 5) correspondent  
16 aux livraisons des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur  
17 spécifique pour lesquels le déplacement des livraisons à Dawn est prévu au 1<sup>er</sup> novembre  
18 2015 ainsi que quelques clients réguliers qui avaient déjà convenu d'entente de livraisons  
19 à Dawn avant le report officiel du déplacement.

#### **9.1.2. Établissement de la journée de pointe**

20 Le plan d'approvisionnement 2016-2019 a été établi en considérant la méthode  
21 d'évaluation de la demande continue en journée de pointe approuvée par la Régie dans  
22 la décision D-2014-201.

23 L'évaluation de la demande continue en journée de pointe consiste à établir initialement,  
24 pour chacun des mois d'hiver :

- 1           • la demande de la journée de pointe pour les clients continus, excluant les clients  
2           en combinaison tarifaire, les clients aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en  
3           combinaison tarifaire et le client biogaz en réseau dédié (clients visés par la  
4           régression), en fonction d'une régression linéaire; et
- 5           • la demande en journée de pointe des clients exclus de la régression.

6           Par la suite, pour chacun des mois d'hiver, les demandes de pointe de chaque catégorie  
7           identifiées ci-dessus sont additionnées. La demande totale maximale définit la demande  
8           en journée de pointe de l'ensemble de la clientèle continue.

9           **Demande de la journée de pointe pour l'année 2015-2016 des clients au service**  
10          **continu visés par la régression**

11          Les étapes sont les suivantes :

- 12          1. Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire est  
13          appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de l'hiver de la  
14          dernière année financière disponible (du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 31 mars 2014), pour  
15          les clients au service continu excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients  
16          aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire ;
- 17          2. Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières années :  
18          les paramètres  $DJ_t$ ,  $DJ_{t-1}$  et  $DJ_t \times V_t$  de la régression linéaire, établie au point 1, sont  
19          appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées pour  
20          chaque journée des 30 dernières années. La combinaison  $DJ_t$ ,  $DJ_{t-1}$  et  $DJ_t \times V_t$ ,  
21          générant le volume maximal sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que  
22          les paramètres d'évaluation de cette journée ;
- 23          3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la  
24          régression : le produit des paramètres de la régression linéaire, établis au point 1, aux  
25          paramètres de la journée de pointe, établis au point 2, augmenté du facteur de base  
26          « Constante, Jour de semaine et Mois » résultant de la régression pour chacun des  
27          mois d'hiver ;
- 28          4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2015-2016, pour les  
29          clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué



1            au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2016. Cet ajustement  
2            est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause à la  
3            demande découlant de l'application de la régression linéaire aux variables climatique  
4            normales de la cause.

5            **Demande de la journée de pointe pour les clients au service continu exclus de la**  
6            **régression**

7            5. la somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée.  
8            Pour la cause tarifaire, les volumes souscrits sont majorés de 2 %. Cet ajustement  
9            correspond à la marge de manœuvre rendue disponible à cette clientèle lors des jours  
10           d'interruptions sous les *Conditions de service et Tarif* actuels. Comme expliqué à la  
11           pièce Gaz Métro-112, Document 2, Gaz Métro propose que la révision de la marge  
12           de manœuvre de 2 % pour les clients en combinaison tarifaire soit intégrée à la  
13           nouvelle offre interruptible qui sera proposée dans les prochains mois. Dans l'attente  
14           d'une décision de la Régie à ce sujet, Gaz Métro maintiendra la majoration de 2 % du  
15           volume souscrit des clients en combinaison tarifaire pour le calcul de la demande en  
16           journée de pointe de ces clients.

17           6. la somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et  
18           4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la  
19           projection à l'année témoin, est utilisée.

20           7. le volume mensuel moyen des mois d'hiver du client biogaz en réseau dédié est  
21           considéré.

22           Le tableau ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq  
23           journées historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la  
24           journée de pointe. La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe  
25           historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 32 851 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

**Tableau 32**

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		2004-01-15	1994-01-15	2014-01-02	2004-01-14	1995-02-06
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 832,99					
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	349,97	36,75	39,75	37,18	39,62	36,88
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,09	39,62	26,26	36,34	35,16	33,33
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	2,29	1 253,26	1 103,28	851,53	481,93	967,08
<b>Volume projeté</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		32 851	32 113	31 725	31 606	31 560

1 L'annexe 10 présente le détail de la projection de la demande continue en journée de  
 2 pointe pour la Cause tarifaire 2016, ainsi que l'explication des écarts entre la projection  
 3 de la demande continue en journée de pointe de la Cause tarifaire 2015 et celle de cette  
 4 année.

5 L'historique comparatif de la journée de pointe entre les prévisions et le réel observé est  
 6 présenté à l'annexe 11, pages 2 et 3.

### 9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température

7 À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée  
 8 comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base  
 9 des paramètres de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

**Tableau 33**

Élément	Paramètres de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 832,99		12 833
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	349,97	39	13 649
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	108,09	37	3 999
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,29	585	1 342
<b>Volume projeté (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			<b>31 823</b>

#### 9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

1 En plus de la demande en journée de pointe, il est nécessaire de déterminer les besoins  
2 en approvisionnement advenant qu'un hiver extrême se produise. Contrairement à la  
3 journée de pointe qui est un événement qui se produit une journée donnée, l'hiver extrême  
4 est un phénomène qui s'étend sur toute la période de l'hiver.

5 Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la  
6 demande à approvisionner, telles que :

- 7 • la variabilité de la demande continue et interruptible;
- 8 • l'incertitude des prévisions météorologiques; et
- 9 • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales de  
10 Gaz Métro, incluant le respect de la garantie de service au volet B.

11 De plus, l'effritement des approvisionnements découlant de l'utilisation des sites  
12 d'entreposage dans le territoire de Gaz Métro, influencera le niveau des outils disponibles  
13 pour répondre à la demande de la clientèle sur la période de l'hiver. Par exemple,  
14 l'utilisation des sites d'Intragaz entraîne une baisse des inventaires disponibles qui se  
15 répercute également par une baisse des capacités de retraits. Cette situation entraînera  
16 une utilisation plus importante à l'usine LSR durant un hiver extrême et donc un effritement  
17 de ce site. Ainsi, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver extrême, des  
18 outils d'approvisionnement, telles que des capacités de transport fermes, sont  
19 nécessaires sur tout l'hiver pour ralentir l'effritement excessif de ces sites d'entreposage.

1 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des outils  
2 requis pour couvrir l'hiver extrême. Gaz Métro s'assure toutefois de sécuriser les outils  
3 d'approvisionnement nécessaires pour être en mesure de faire face à ces situations, c'est-  
4 à-dire de détenir les outils pour répondre à l'hiver extrême. Pour ce faire, elle évalue un  
5 plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de la clientèle considérant les  
6 conditions climatiques d'un hiver extrême.

7 La méthode d'évaluation de l'hiver extrême est la suivante :

8 **Identification de l'hiver extrême**

9 L'hiver historique le plus froid des 30 dernières années est identifié en appliquant :

- 10 • les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression  
11 linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande  
12 continue<sup>28</sup>;
- 13 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30  
14 dernières années, évalués en base 13°C.

15 Le Tableau 34 présente les volumes projetés de la clientèle continue visée par la  
16 régression pour les cinq hivers historiquement les plus froids, en fonction du calcul décrit  
17 ci-dessus, soit uniquement les conditions climatiques. L'hiver 2013-2014 présente le  
18 volume projeté le plus élevé et constitue alors l'hiver extrême des 30 dernières années.

**Tableau 34**

<b>Année</b>	<b>Volumes projetés 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
2013-2014	1 436 377
1993-1994	1 398 909
2002-2003	1 367 464
1995-1996	1 354 337
1991-1992	1 323 444

---

<sup>28</sup> Le facteur de base ainsi que le facteur d'ajustement pour refléter la demande de la cause tarifaire ne sont pas considérés dans ce calcul. Étant des constantes, ces facteurs modifieraient les volumes projetés de chaque année d'une même valeur mais ne changeraient pas l'identification de l'hiver extrême.

1            **Établissement de la demande pour l'hiver extrême**

2            La demande saisonnière de l'hiver extrême des clients au service continu et interruptible  
3            dont les consommations sont influencées par la température est établie comme suit :

4            Clientèle continue :

- 5            • l'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan  
6            d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne -  
7            considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le facteur croisé de la température  
8            et du vent ( $DJ_t \times V_t$ ) - aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent »  
9            réchauffées de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2013-2014;
- 10           • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en  
11           combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire,  
12           ces clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle,  
13           pour chacun des mois, est utilisé.

14           Clientèle interruptible :

- 15           • l'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande  
16           mensuelle projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement  
17           pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne - considérant les facteurs  
18           calorifiques ( $DJ_t$ ) - aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit  
19           l'hiver 2013-2014.<sup>29</sup>

20           Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2013-2014, la demande saisonnière de  
21           l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint  
22           concurrence, s'élève à  $3\,392\,10^6\text{m}^3$ .

23           **Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême**

24           Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à  
25           répondre à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver extrême,  
26           en considérant les outils contractés par Gaz Métro, l'effritement des outils dans son

---

<sup>29</sup> Pour la clientèle interruptible une régression sur les données réelles observées ne peut être effectuée dû aux journées d'interruption et aux volumes consommés en gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption (GAI) qui sont présents dans la base de données, biaisant les résultats de la régression.

1 territoire (Saint-Flavien, PdL et LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu  
2 aux *Conditions de service et Tarif*.

3 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la  
4 capacité réservée par le client GM GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à  
5 l'usine LSR est considérée.

6 Pour la Cause tarifaire 2016, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en  
7 hiver extrême est de 30 679 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

8 L'annexe 10 présente certains éléments justifiant la variation des besoins en hiver  
9 extrême entre la cause tarifaire projetée et ceux de l'année précédente.

#### **9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2016**

10 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils  
11 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur  
12 maximale entre :

13 \* la journée de pointe de la demande continue, soit 32 851 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> évaluée à la section  
14 9.1.2; et

15 \* les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à la demande  
16 saisonnière de l'hiver extrême, soit 30 679 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> évalués à la section 9.1.4.

17 Gaz Métro doit donc détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 32 851 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour  
18 l'année 2015-2016.

19 Le Tableau 35 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit  
20 journalier respectif ainsi que la capacité de transport qui doit être contractée pour répondre  
21 à la demande en journée de pointe.

**Tableau 35**

Sources	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	9 545
Transport par échange (EMP-GMIT)	1 085
Achats dans le territoire	0
Transport fourni par les clients	363
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 164
FTSH (Parkway-GMIT EDA)	1 715
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac <sup>30</sup>	1 203
Saint-Flavien <sup>31</sup>	1 524
Usine LSR (Vaporisation) <sup>32</sup>	5 764
Sous-total approvisionnements	31 972
Achat / (Vente) de transport	881
<b>Total approvisionnements après achat / (vente) de transport</b>	<b>32 853</b>

1        Outils de transport requis

2        Le total des approvisionnements requis pour l'année 2016 s'élève à 32 851 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
3        dont 881 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en capacités additionnelles.

4        Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2015 au 31 octobre 2016, Gaz Métro prévoit  
5        contracter des capacités de transport de :

<sup>30</sup> Un pouvoir calorifique de 37,89 pour convertir les GJ en m<sup>3</sup> a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99

<sup>31</sup> Id.

<sup>32</sup> Id.

- 1           ➤ 406 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA de décembre 2015 à mars 2016 en  
2           transport par échange sur le marché secondaire; et
- 3           ➤ 475 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA de novembre 2015 à octobre 2016 en  
4           transport par échange sur le marché secondaire.

5           L'analyse de rentabilité de cette stratégie d'approvisionnement est présentée à la  
6           section 9.1.6.

7           La provision additionnelle à la journée de pointe est établie comme suit :

**Tableau 36**

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Total approvisionnements avant achat	31 972
Achat de transport	+ 881
Total approvisionnements après achat	----- 32 853
Journée de pointe 2015	32 851
<b>Provision additionnelle</b>	<b>----- 2</b>
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,01 %</b>

#### **9.1.6. Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité**

8           La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la structure  
9           d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.

10          L'annexe 13 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la  
11          première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2016 et un  
12          scénario alternatif :

- 13          1. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de  
14             406 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> décembre 2015 au 31 mars 2016 et de 475 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du  
15             1<sup>er</sup> novembre 2015 au 31 octobre 2016 (structure retenue au plan  
16             d'approvisionnement 2016);
- 17          2. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de  
18             881 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> décembre 2015 au 31 mars 2016.



1 Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun  
2 des scénarios, accompagnée d'une comparaison des coûts de fourniture, compression,  
3 transport et équilibrage de ces plans d'approvisionnement.

4 Impact sur le plan d'approvisionnement

5 La première partie de l'annexe 13 (lignes 1 à 26) reprend les grandes lignes de  
6 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils  
7 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

8 Impact sur les coûts d'approvisionnement

9 La seconde partie de l'annexe 13 (lignes 27 à 39) présente une estimation des coûts de  
10 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont  
11 été utilisées :

- 12 • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document, ainsi  
13 que les prix mensuels pour les achats à Dawn utilisés pour la projection des coûts  
14 d'achats à Dawn, afin de quantifier la modulation différente des achats de fourniture  
15 sur l'année;
- 16 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à  
17 la section 8; et
- 18 • une évaluation auprès d'une tierce partie, des prix d'achat de capacités de transport  
19 additionnelles.

20 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au  
21 coût de service de la Cause tarifaire 2016 qui inclut des éléments additionnels, tels que  
22 l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie et  
23 les impôts, à ceux considérés dans la cadre de la préparation de l'annexe 13. L'analyse  
24 fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre les différents services de  
25 fourniture de Gaz Métro et du client. Cette simplification n'a pas d'impact sur le résultat de  
26 l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût global qui est pertinent.

27 La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de  
28 0,4 M\$.

1 La structure d’approvisionnement qui a été retenue (une combinaison d’achat de transport  
2 par échange sur l’hiver et à l’année) amène des coûts totaux inférieurs par rapport à un  
3 scénario où Gaz Métro aurait acheté du transport par échange uniquement sur l’hiver.

**9.1.7. Coefficient d’utilisation FTLH**

4 Le coefficient d’utilisation du transport FTLH anticipé pour l’année 2015-2016 est  
5 de 100 %.

**9.1.8. Nombre maximum de jours d’interruption**

6 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d’interruption pour  
7 l’année 2015-2016 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de  
8 distribution D<sub>5</sub>; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

9 Considérant qu’un dossier « Projets d’investissement visant l’amélioration et le  
10 renforcement des réseaux de transmission de l’Estrie et du Saguenay » (R-3919-2015)  
11 est présentement en cours et que la décision de la Régie à cet égard n’est pas connue au  
12 moment de rédiger le présent plan d’approvisionnement, Gaz Métro estime prudent de  
13 reconduire le nombre maximum de jours d’interruption pour des raisons opérationnelles,  
14 approuvé par la décision D-2013-192.

**Tableau 37**

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d’interruption		Nombre maximum de jours d’interruption (incluant les enjeux opérationnels)	
Palier D <sub>5</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	29	20	54	20
5.6	10 000	30 000	31	20	67	20
5.7	30 000	100 000	33	30	77	30
5.8	100 000	300 000	46	30	78	30
5.9	300 000	et plus	53	30	84	30

**9.2. Plan d’approvisionnement 2016-2019 – scénarios de base, favorable et défavorable**

**9.2.1. Fourniture de gaz naturel**

15 Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn des volumes de gaz naturel qui sont moins  
16 importants en 2016 qu’en 2017, 2018 et 2019. Cela résulte principalement des capacités

1 de transport projetées à partir d'Empress plus importantes en 2016 que pour les autres  
2 années amenant ainsi plus d'achats du distributeur à Empress et moins d'achats à Dawn.

3 Les années 2017, 2018 et 2019 se différencient de 2016 par le fait que les clients en achat  
4 direct devront livrer leur fourniture à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

5 Aux fins de planification des approvisionnements gaziers, la totalité des volumes pour  
6 cette clientèle a été considérée livrée à Dawn. Étant donné que Gaz Métro détient tout de  
7 même des contrats d'Empress à son territoire, l'hypothèse qu'elle effectuera des achats  
8 à Empress pour combler ces capacités a été utilisée. Dans les faits, pour une période  
9 transitoire, une certaine quantité de gaz naturel devrait continuer à être livrée à Empress  
10 par les clients en achat direct ayant des contrats de fourniture au-delà du 1<sup>er</sup> novembre  
11 2016, dont les clients ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur  
12 spécifique. À terme, tous les clients en achat direct livreront leur gaz naturel à Dawn. Les  
13 capacités de transport détenues entre Empress et le territoire de Gaz Métro seront alors  
14 comblées par des achats de fourniture de gaz naturel du distributeur.

### **9.2.2. Transport**

15 Les outils déjà contractés ne permettent pas de répondre à la demande globale de gaz  
16 naturel des scénarios de base des années 2016, 2018 et 2019, alors que pour 2017, des  
17 capacités excédentaires sont observées.

18 Aux lignes 33 à 53 de l'annexe 6, les débits quotidiens envisagés pour les segments de  
19 transport qui composent le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période  
20 concernée sont détaillés.

21 Pour les années 2017 à 2019, Gaz Métro a intégré comme outil d'approvisionnement en  
22 pointe, la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL (ligne 44 de l'annexe).  
23 La valeur de cet outil de pointe correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu  
24 pour chacune des années.

25 Considérant le fait que la demande projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ne  
26 pouvait prendre en compte la refonte du service interruptible puisque celle-ci n'a pas été  
27 déposée à ce jour, l'impact sur les approvisionnements pour les années 2017 à 2019 a  
28 été considéré à la marge (ligne 46 de l'annexe 6). À la Cause tarifaire 2015, lors de  
29 l'établissement des capacités à soumissionner auprès de TCPL pour une mise au service

1 au 1<sup>er</sup> novembre 2017, Gaz Métro avait estimé que la refonte du service interruptible  
2 représenterait un remplacement d’approvisionnement de 264 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (10 000 GJ/jour).  
3 Cette estimation a d’ailleurs été approuvée par la Régie dans la décision D-2015-003.  
4 Pour la présente cause, Gaz Métro a donc utilisé cette valeur comme approvisionnement.  
5 Les capacités additionnelles (excédentaires) de transport requises sont indiquées à la  
6 ligne 50. Pour fins de présentation du plan d’approvisionnement, Gaz Métro a projeté les  
7 actions suivantes pour les années 2017 à 2019 :

- 8 • 2017 : ventes de transport FTLH de 628 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période du 1<sup>er</sup> novembre  
9 2016 au 31 octobre 2017;
- 10 • 2018 : achat de transport par échange de 24 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA  
11 pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2017 au 31 mars 2018;
- 12 • 2019 : achat de transport par échange de 470 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA  
13 pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2018 au 31 mars 2019.

### **9.2.3. Équilibrage**

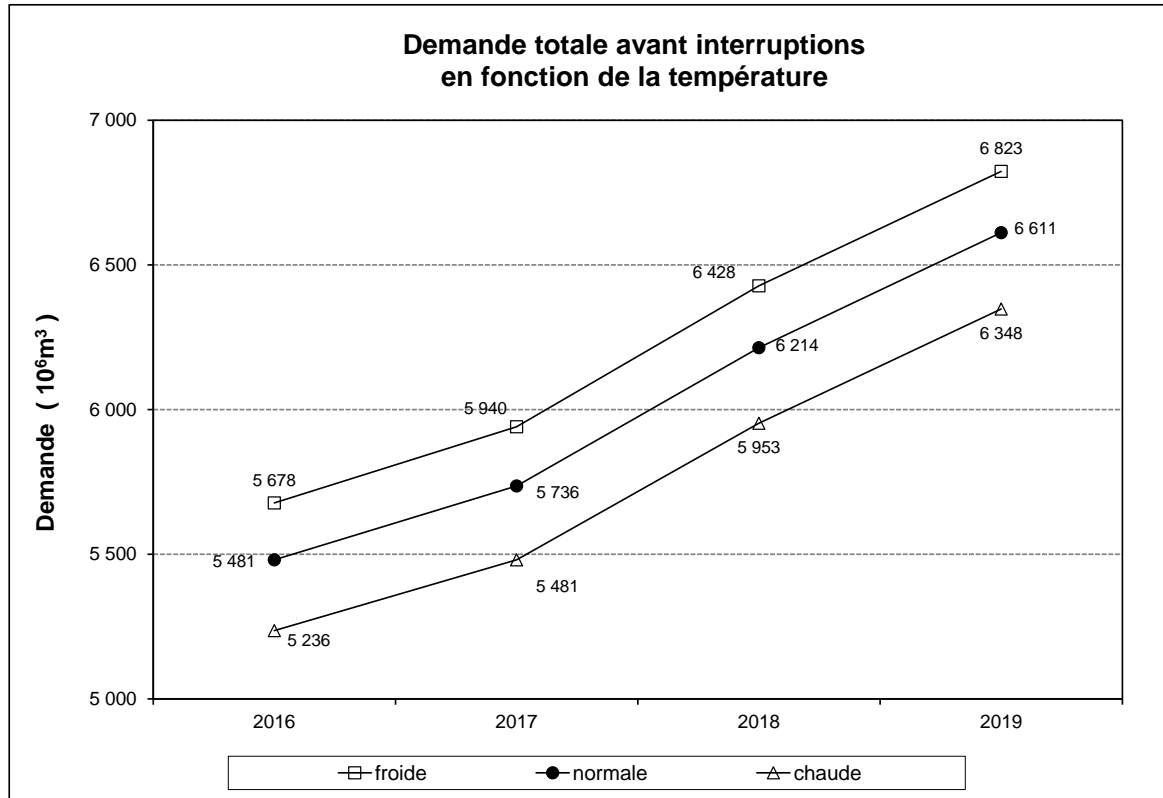
14 Gaz Métro prévoit maintenir les capacités d’entreposage sur l’horizon du plan  
15 d’approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro  
16 pour les périodes concernées se retrouve à l’annexe 6, lignes 25 à 29.

17 Le volume utile de l’usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la  
18 ligne 25.

### **9.2.4. Impact de la température**

19 Afin d’évaluer l’impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l’écart annuel total  
20 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les  
21 degrés-jours normaux pour l’année tarifaire 2016, évalués en base 13. Ces écarts sont  
22 de -15,0 % pour une année chaude et +12,1 % pour une année froide. Les variations  
23 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au  
24 graphique suivant :

Graphique 27



1 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de  
 2 base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 7. La majorité des  
 3 variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des  
 4 interruptions et des achats à Dawn résultant de la modulation de la demande.

#### 9.2.5. Scénario favorable

5 L'annexe 8 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le  
 6 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario  
 7 favorable présenté à la section 5.3.

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, des achats de capacité de transport  
 9 seraient requis (ligne 50 de l'annexe 8). Pour le plan d'approvisionnement, ces ajouts de  
 10 capacité ont été projetés sur le marché secondaire pour la période de décembre à mars  
 11 à partir d'Empress et ce, pour les années 2016 à 2018. Pour l'année 2019, Gaz Métro a  
 12 considéré l'ajout de capacité sur le marché primaire entre Parkway et GMIT EDA, combiné

1 à de la capacité M12 entre Parkway et Dawn auprès d'Union Gas, à partir du 1<sup>er</sup> novembre  
2 2018.

#### **9.2.6. Scénario défavorable**

3 L'annexe 9 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales  
4 de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.4.

5 Pour les années 2016 du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable  
6 se mesure par une réduction des capacités additionnelles de transport entre Empress et  
7 GMIT EDA comparativement au scénario de base. Pour les années 2017, 2018 et 2019,  
8 des ventes de capacités de transport seraient requises (ligne 50 de l'annexe 9). À des fins  
9 d'illustration, des ventes de capacités FTLH sur la période d'octobre à septembre ont été  
10 considérées pour les années 2017 et 2018. Pour l'année 2019, en plus des ventes de  
11 FTLH, des ventes de capacités FTSH ont également été considérées.

#### **9.3. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

12 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,  
13 Gaz Métro devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs  
14 dans le marché. Ce gaz de remplacement pourrait cependant devoir être acheté à un prix  
15 supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient toutefois  
16 que le fournisseur fautif doit indemniser Gaz Métro pour les coûts additionnels encourus pour  
17 l'acquisition de gaz de remplacement.

18 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz de  
19 remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut  
20 cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment de  
21 l'achat.

22 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier  
23 à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

24 Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière des  
25 fournisseurs, et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

## **10. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS**

1 Il y a deux types de revenus d'optimisation, ceux résultant de transactions opérationnelles  
2 prévues au plan d'approvisionnement et ceux résultant de transactions financières potentielles.  
3 Les deux types de transactions sont présentés distinctement dans cette section.

### **10.1. Transactions opérationnelles**

4 Dans l'établissement de la cause tarifaire, Gaz Métro peut se retrouver avec des capacités  
5 excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles  
6 requises au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

7 Vente a priori : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de  
8 ne pas détenir de capacité de transport excédentaire à la demande continue  
9 en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à  
10 la demande saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent être reliées  
11 au transport FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement réalisées avant  
12 le début de l'année financière ou au plus tard avant le début de l'hiver.

13 Vente FTLH non utilisé : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant  
14 d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins  
15 d'injection aux sites d'entreposage rencontrés. De façon générale,  
16 Gaz Métro attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le  
17 transport excédentaire.

18 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la  
19 Cause tarifaire 2016 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

#### **10.1.1. Vente de transport a priori**

20 Aucune capacité de transport n'est à vendre sous cette catégorie.

#### **10.1.2. Vente de transport FTLH non utilisé**

21 Aucune capacité de transport n'est à vendre sous cette catégorie.

## **10.2. Transactions financières**

1 Chaque année, des opportunités de marché se présentent en fonction des divers contrats de  
2 transport dont dispose Gaz Métro et des tronçons sur lesquels ces contrats portent. Lorsque  
3 possible, Gaz Métro saisit ces opportunités dans la mesure où elle est tenue  
4 opérationnellement indemne.

5 Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et  
6 dont les revenus générés sont fixes sont intégrés à la Cause tarifaire. Au moment du dépôt  
7 de la Cause tarifaire 2016 aucune transaction d'optimisation n'était réalisée pour l'année  
8 financière 2015-2016.

### **10.2.1. Transactions de prêt d'espace**

9 La présente section vise à faire le point sur les transactions de prêt d'espace.  
10

11 L'activité de prêt d'espace consiste à prêter temporairement à une tierce partie, contre  
12 rémunération, une portion de l'espace d'entreposage non utilisé et non nécessaire pour  
13 les opérations quotidiennes. Cet espace libéré résulte de retraits effectués préalablement  
14 par Gaz Métro pour répondre à la demande de sa clientèle.

15 En plus de générer des revenus d'optimisation, cette activité permet, dans certains cas,  
16 par l'échange de gaz avec cette même partie, d'éviter des coûts de gaz de compression  
17 qui, autrement, auraient été nécessaires afin de retirer ou d'injecter le gaz du site  
18 d'entreposage d'Union Gas. Par exemple, le retrait de Gaz Métro requis pour répondre à  
19 la demande est réduit par la quantité que la tierce partie demande d'injecter; l'effet net est  
20 un retrait moindre au site d'entreposage et, en conséquence une réduction des coûts de  
21 compression.

22 Le remboursement du gaz naturel en inventaire à la tierce partie est discrétionnaire à  
23 Gaz Métro afin de s'assurer que les opérations ne soient pas affectées.

24 Gaz Métro n'encourt aucun risque avec ces transactions puisqu'elle détient le gaz des  
25 tiers en tout temps. Donc, si le tiers fait défaut de paiement, Gaz Métro pourrait se faire  
26 compensation en conservant le gaz équivalent puisqu'elle détient le gaz en inventaire.  
27 Cette entente est signée sur une base annuelle, mais ne garantit pas son utilisation si les  
28 économiques de marché ne sont pas présentes. Les revenus générés par ces ententes  
29 sont peu prévisibles et sont sujets aux conditions de marché.



1 Dans la décision D-2014-077, la Régie mentionnait ce qui suit :

« [483] Les transactions de prêt d'espace ont soulevé plusieurs questions : justification, impact sur les opérations du Distributeur, etc.

[484] La Régie constate que Gaz Métro est prête à s'abstenir de faire d'autres transactions de prêt d'espace tant que la Régie n'aura pas approuvé une nouvelle approche découlant d'une éventuelle proposition du Distributeur sur la question.

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

2 Ainsi, Gaz Métro n'a pas effectué de transaction de prêt d'espace durant l'année 2015.

3 Selon l'interprétation de Gaz Métro, l'éventuelle proposition du Distributeur dont il est fait  
4 mention au paragraphe 484 découle du suivi relatif à la gestion des inventaires chez Union  
5 Gas<sup>33</sup>, déposé à la Cause tarifaire 2014 et qui a mené à la décision D-2014-077, ainsi que  
6 celui sur l'analyse des capacités détenues chez Union Gas, déposé à la Cause tarifaire  
7 2015.

8 Considérant le fait que la Régie a rendu la décision D-2015-012 relative aux capacités  
9 d'entreposage, qui avait pour effet de clore les suivis sur l'entreposage d'Union Gas, et  
10 que le *statu quo* est maintenu, Gaz Métro demande à la Régie de l'autoriser à effectuer à  
11 nouveau des transactions de prêt d'espace avec les tierces parties, pour 2016 et les  
12 années subséquentes. Ces transactions permettraient ainsi de générer des revenus qui  
13 viendraient réduire les coûts d'équilibrage de l'ensemble de la clientèle. Ces revenus  
14 seraient assujettis aux modalités de l'incitatif à la performance sur les transactions  
15 financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnements pour l'exercice 2016,  
16 comme toutes autres transactions financières<sup>34</sup>.

---

<sup>33</sup> R-3837-2014 – phase 3, A-0136, Notes sténographiques, Volume 2, page 60 et 61, Audience du 19 mars 2014 relative au suivi de la gestion des inventaires chez Union Gas.

<sup>34</sup> CT2016, R-3879-2014, Gaz Métro-103, document 5

## **CONCLUSION**

1 Gaz Métro a présenté son plan d’approvisionnement, couvrant les années 2016 à 2019  
2 conformément au *Règlement* et aux décisions suivantes :

- 3 • D-2014-201 : méthodologie d’évaluation de la demande continue en journée de pointe;
- 4 • D-2015-003 : considération des options alternatives – interruption de la liquéfaction du  
5 client GM GNL comme outil de pointe et refonte du service interruptible; et
- 6 • D-2015-012 : renouvellement des capacités d’entreposage chez Union Gas.

7 Gaz Métro a établi sa structure d’approvisionnement pour répondre à la demande prévue sur  
8 l’horizon du plan et assurer la sécurité d’approvisionnement, tout en veillant à ce que le tarif qui  
9 en découle soit juste et raisonnable.

10 Sur l’horizon du plan 2016-2019, Gaz Métro maintient le rapprochement de la structure  
11 d’approvisionnement de son territoire pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016. Ainsi, les livraisons des clients  
12 en achat direct devront être effectuées à Dawn à compter de cette date.

13 Dans le présent plan d’approvisionnement, les besoins pour l’année 2016 et 2019 sont en  
14 croissance, l’année 2018 est en équilibre alors que 2017 est en excédent d’approvisionnement.  
15 Pour l’année 2016, Gaz Métro est en discussion avec TCPL et des tiers afin de sécuriser ces  
16 approvisionnements le plus tôt possible. Quant à l’année 2019, Gaz Métro attendra que les  
17 impacts du projet de refonte sur le service interruptible sur le plan d’approvisionnement soient  
18 identifiés, même sommairement, avant de prendre des mesures spécifiques pour répondre aux  
19 besoins.

20 **Gaz Métro demande à la Régie d’approuver son plan d’approvisionnement pour les**  
21 **années 2016-2019.**

22 **Gaz Métro demande également l’autorisation d’effectuer des transactions financières de**  
23 **type « prêt d’espace » à compter de l’exercice 2016.**

## **ANNEXES**

- Annexe 1 : Prix régionaux
- Annexe 2 : Contrats d'approvisionnement existants - Fourniture de gaz naturel  
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2015-2016
- Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport  
Tarifs de transport : TCPL et Union Gas  
Ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 4 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage  
Tarifs de transport : Union Gas et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 5 : Demande et sources d'approvisionnement - Année 2015-2016
- Annexe 6 : Plan d'approvisionnement 2016-2019
- Annexe 7 : Plan d'approvisionnement 2016-2019 – Impact potentiel de température
- Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2016-2019 – Scénario favorable
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2016-2019 – Scénario défavorable
- Annexe 10 : Évolution de la demande projetée en journée de pointe de la Cause tarifaire 2015  
à la Cause tarifaire 2016  
Évolution des besoins de l'hiver extrême de la Cause tarifaire 2015 à la Cause  
tarifaire 2016
- Annexe 11 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles  
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- Annexe 12 : Historique des achats réels de Gaz Métro à Dawn
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2016-2019 – Stratégie alternative et analyse de  
rentabilité – Année 2016
- Annexe 14 : Contrats d'entreposage LST 080, LST 081 et ASN 003 convenus auprès  
d'Union Gas

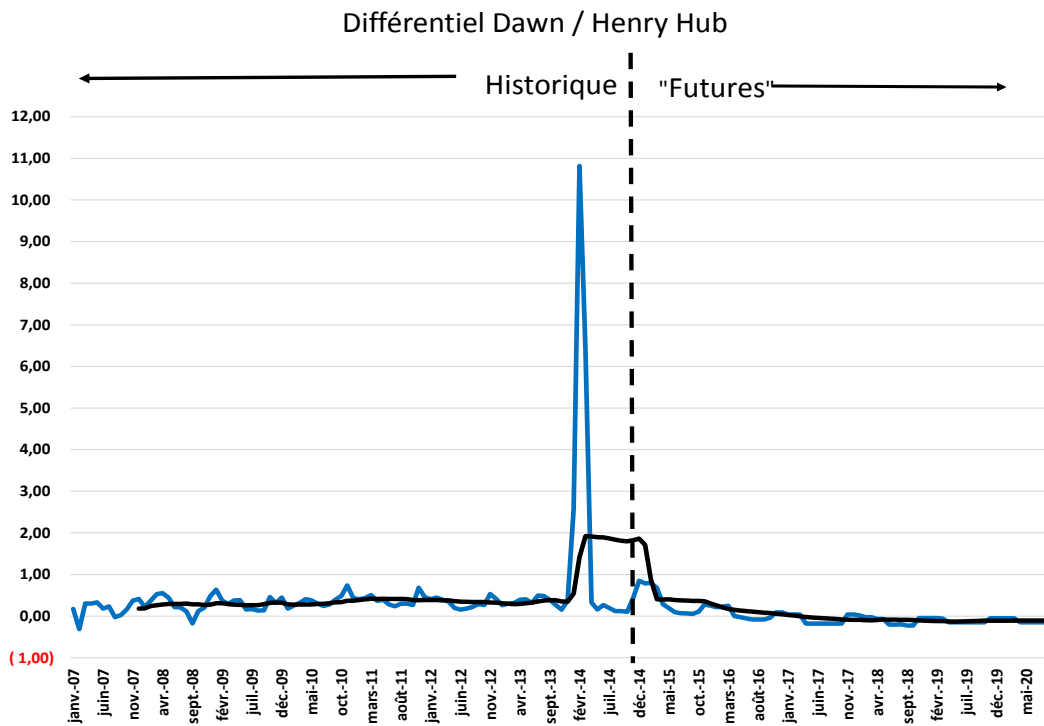
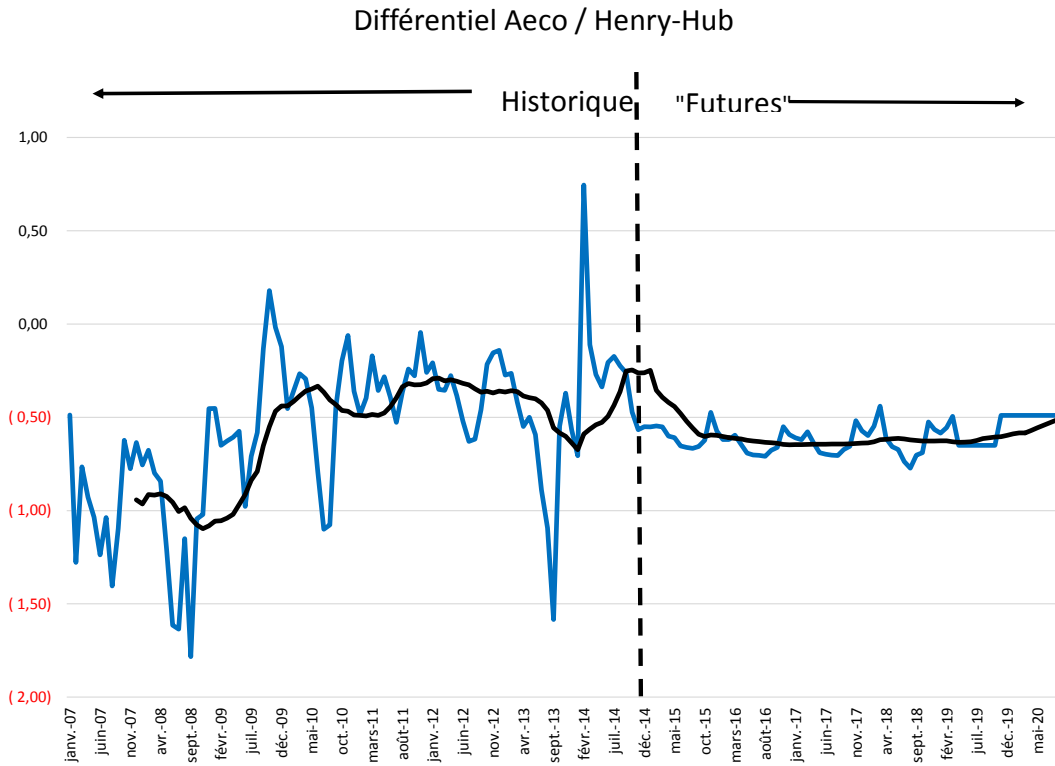


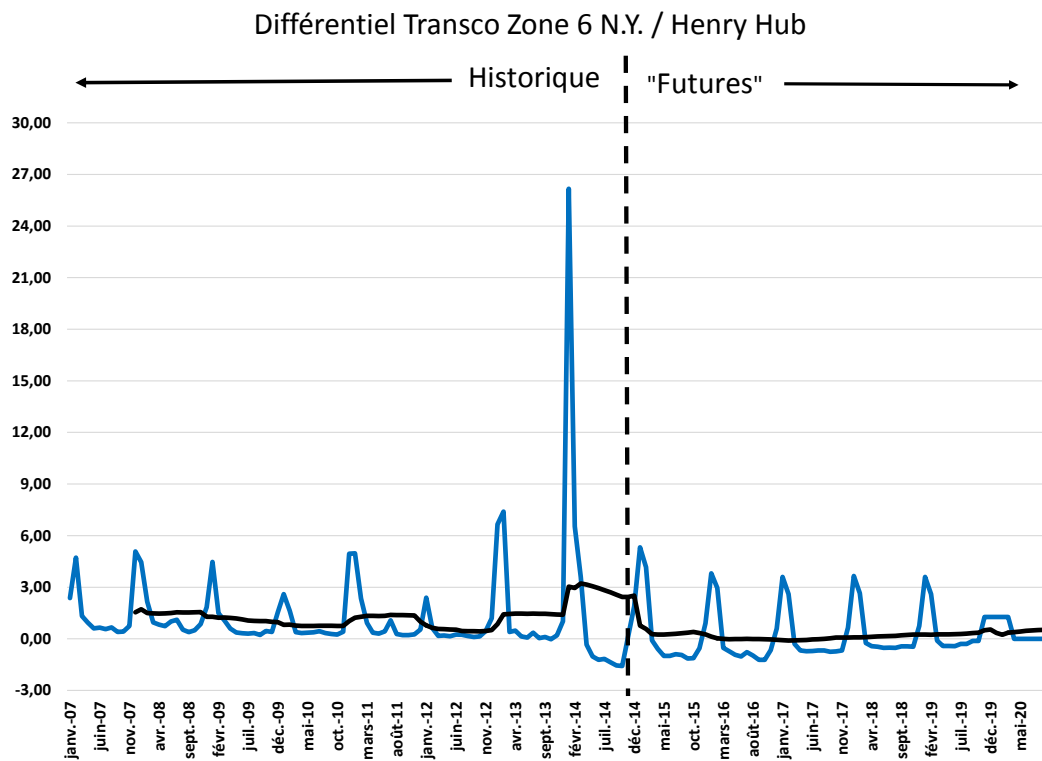
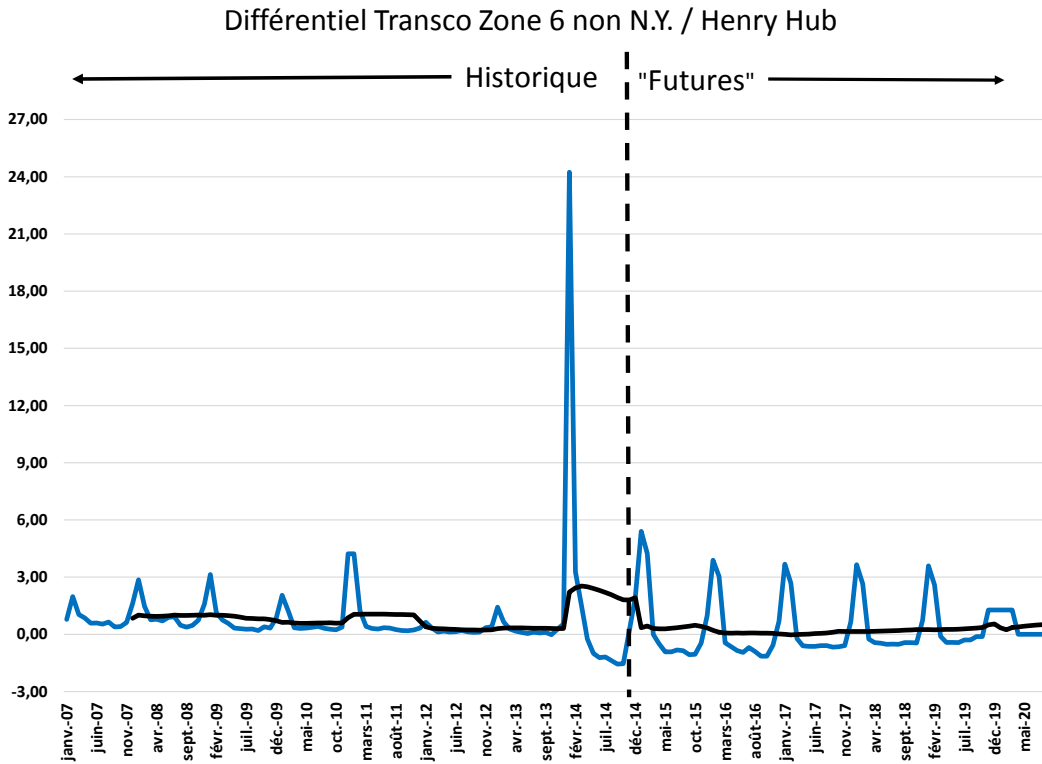
## PRIX RÉGIONAUX

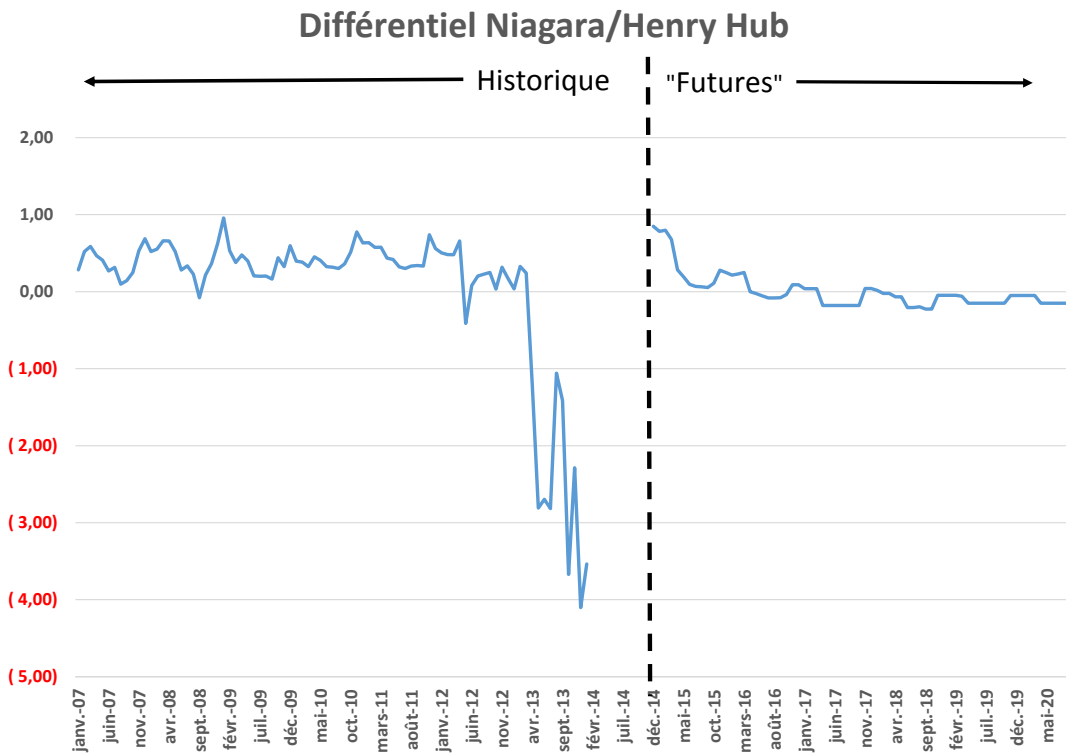
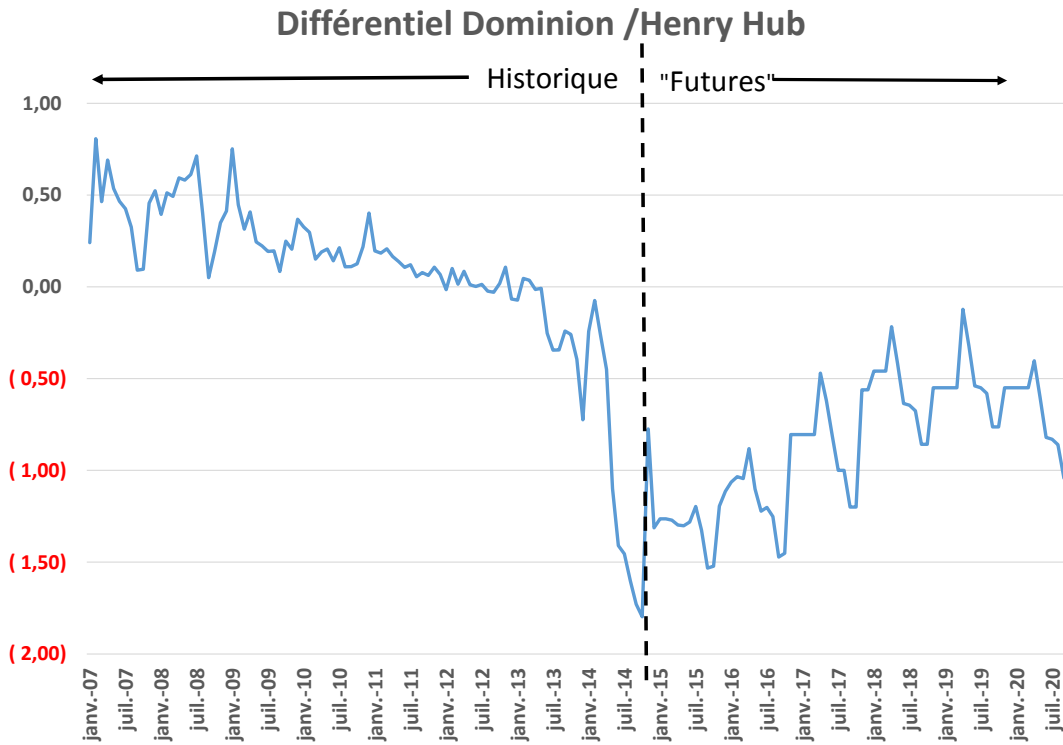
1 Cette annexe présente, sous forme graphique, l'évolution historique et la valeur des « Futures »  
2 des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel  
3 dans le nord-est du continent. L'historique de prix porte sur la période janvier 2007 à novembre  
4 2014 alors que la valeur des « Futures » porte sur la période décembre 2014 à septembre 2020.  
5 Henry Hub est un carrefour d'échange situé en Louisiane où s'établit le prix des « Futures » sur  
6 le New York Mercantile Exchange (NYMEX).

7 Les différentiels ont été calculés aux points identifiés sur la carte ci-dessous ainsi qu'à AECO. La  
8 base de données a été fournie par une tierce partie. Il est à noter que, par faute de liquidité, les  
9 prix à Niagara pour la période de février 2014 à novembre 2014 n'ont pu être obtenus.

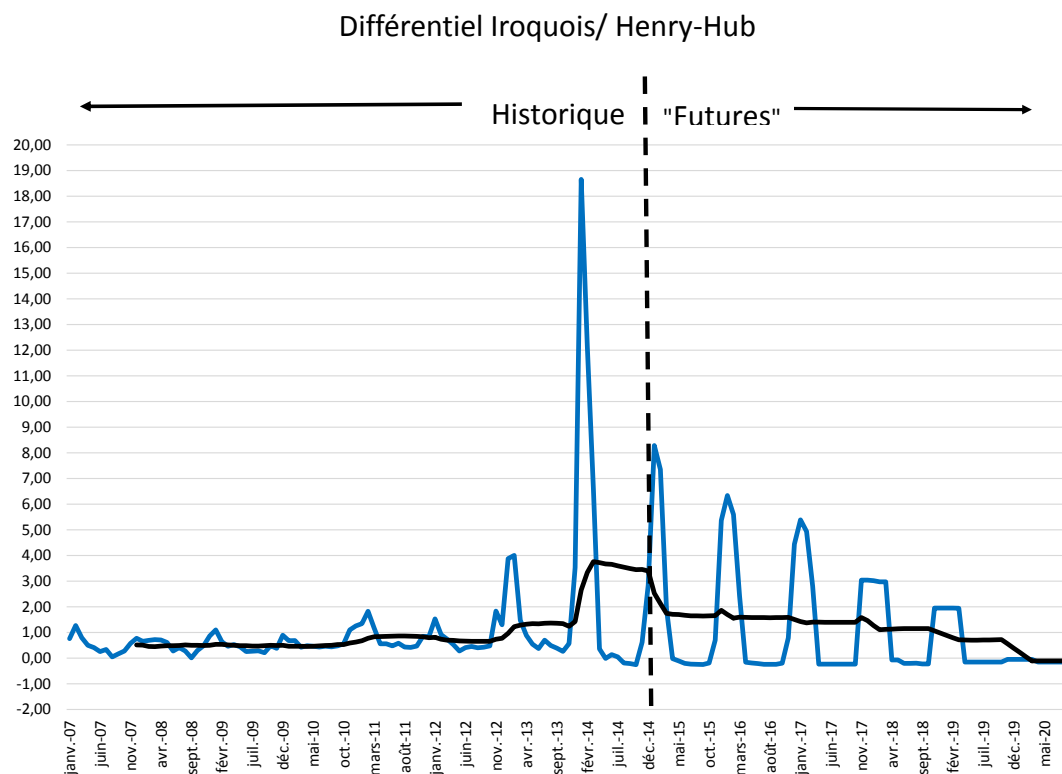
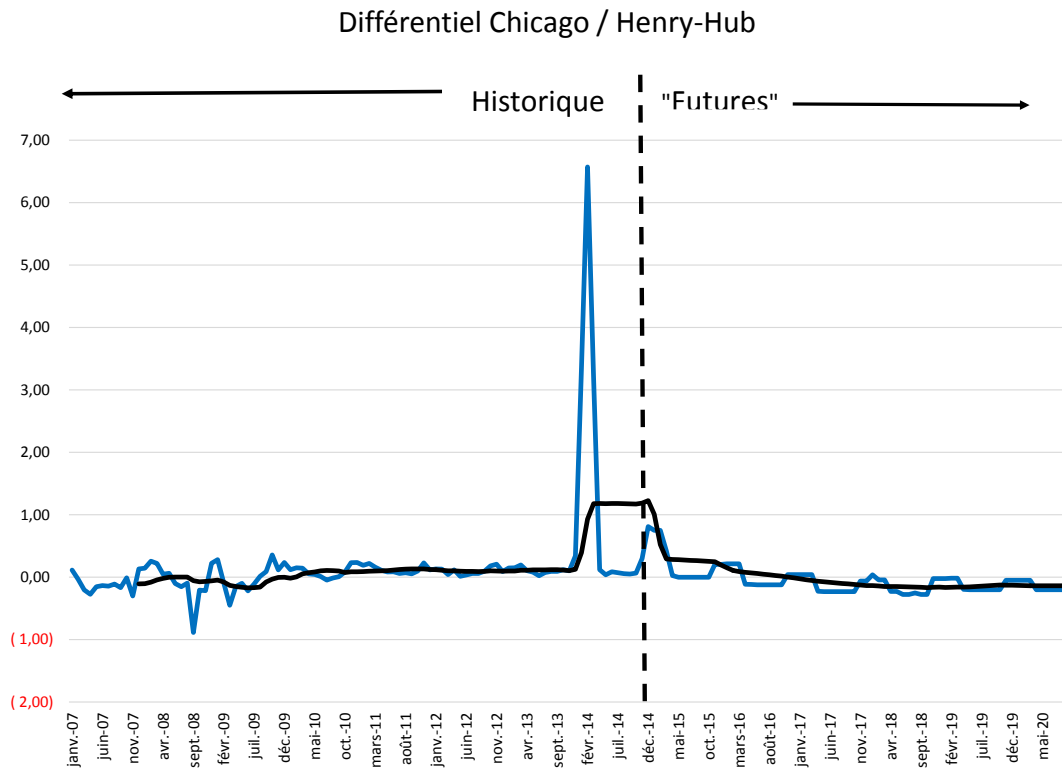


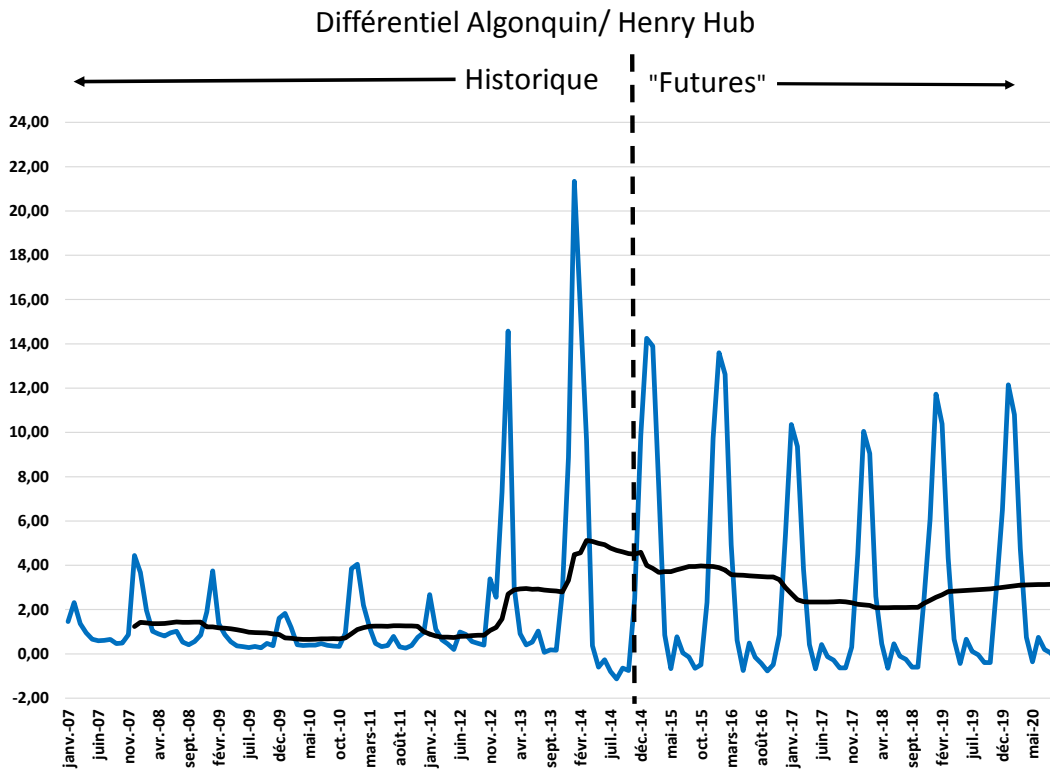












**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien ( 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour )	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel ( 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total contracté Qté / % du visé ( 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Total visé Année 2016 ( 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
	(1)			(2)	Début				
1 2	<b>Empress</b>						0	0 0,0%	1 288
3 4	<b>Dawn</b>						0	0 0,0%	986
5 6	<b>Territoire de Gaz Métro</b>	2015-10-31	11	01-oct	31-oct	Empress	0,3	0,3 100,0%	0,3
7 8	<b>Volume total annuel ( 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> ) :</b>							<b>0,3</b> <b>0,01%</b>	<b>2 275</b>

**ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2015-2016**

	Dawn			Empress			Territoire de Gaz Métro			Achats totaux			% à contracter d'avance
	À contracter d'avance 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	En attente 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	À contracter d'avance 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	En attente 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	À contracter d'avance 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	En attente 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	À contracter d'avance 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	En attente 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	
oct-15	0	0	0	0	111	111	0,3	0,0	0,3	0	111	112	0,3%
nov-15	119	30	149	0	101	101	0,0	0,0	0,0	119	131	250	47,6%
déc-15	102	53	155	82	43	125	0,0	0,0	0,0	184	96	280	65,8%
janv-16	143	51	194	82	46	128	0,0	0,0	0,0	225	97	322	70,0%
févr-16	142	49	191	77	48	124	0,0	0,0	0,0	218	97	315	69,2%
mars-16	164	29	193	82	40	122	0,0	0,0	0,0	245	69	315	78,0%
avr-16	79	16	95	0	100	100	0,0	0,0	0,0	79	116	195	40,6%
mai-16	0	2	2	0	100	100	0,0	0,0	0,0	0	102	102	0,0%
juin-16	0	0	0	0	97	97	0,0	0,0	0,0	0	97	97	0,0%
juil-16	0	0	0	0	93	93	0,0	0,0	0,0	0	93	93	0,0%
août-16	0	0	0	0	92	92	0,0	0,0	0,0	0	92	92	0,0%
sept-16	0	8	8	0	95	95	0,0	0,0	0,0	0	104	104	0,0%
<b>Total</b>	<b>749</b>	<b>238</b>	<b>986</b>	<b>322</b>	<b>966</b>	<b>1 288</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,3</b>	<b>1 071</b>	<b>1 204</b>	<b>2 275</b>	
Prorata du total			43,4%			56,6%			0,01%	47,1%	52,9%		

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS  
TRANSPORT

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux Année 2016 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (3)	Échéance (4)	Débit quotidien					Modalité de renouvellement (10)	Notes (11)
				2015-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2015-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2017-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2018-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (9)		
1	TCPL (FTLH)	3 298	2022-10-31	4 751	4 751	2 581	1 927	1 927	1	A
2			2016-10-31	3 431	3 431				2	B
3			2016-10-31	825	825				2	
4			2015-10-31	40					2	
5			<i>Sous-total</i>			9 046	9 006	2 581	1 927	1 927
6	Tierce partie	429	2015-10-31	1 584					2	
7			2016-10-31	528	528				2	
8			2016-10-31	0	557				2	
9			<i>Sous-total</i>			2 111	1 085			
10	TCPL (FTLH)	199	2017-10-31	327	327	264	264	264	1	C
11			2015-10-31	77					2	
12			2017-10-31	129	129	129	53	53	1	D
13			2016-10-31	82	82				2	
14			<i>Sous-total</i>			616	538	393	317	317
15	TCPL (FTSH)	1 063	2022-10-31	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
16			2022-10-31	528	528	528	528	528	1	
17			2022-10-31	1 056	1 056	1 056	1 056	1 056	1	
18			<i>Sous-total</i>			2 903	2 903	2 903	2 903	2 903
19	TCPL (STS)	2 088	2022-10-31	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
20			2022-10-31	676	676	676	676	676	1	
21			2022-10-31	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
22			2022-10-31	528	528	528	528	528	1	
23			<i>Sous-total</i>			5 705	5 705	5 705	5 705	5 705
24	TCPL (FTSH)	628	2022-10-31	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
25			2030-10-31	n/a	n/a	6 312	6 312	6 312	1	E
26			2031-10-31	n/a	n/a	1 029	1 029	1 029	1	F
27			2031-10-31	n/a	n/a	515	515	515	1	G
28			2031-10-31	n/a	n/a	2 243	2 243	2 243	1	H
29			2032-10-31	n/a	n/a	n/a	955	955	1	I
30			<i>Sous-total</i>			1 715	1 715	11 814	12 770	12 770
31	TCPL (FTSH)	0	2030-10-31	n/a	n/a	405	405	405	1	J

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**TRANSPORT**

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux Année 2016 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (3)	Échéance (4)	Débit quotidien					Modalité de renouvellement (10)	Notes (11)		
				2015-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2015-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2017-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2018-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (9)				
32	Dawn-Parkway	5 032	2017-03-31	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	3			
33			2017-03-31	605	605	605	605	605	3			
34			2017-03-31	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342	3			
35			2017-03-31	924	924	924	924	924	3			
36			2027-10-31	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	3			
37			2017-10-31	555	555	555	555	555	3			
38			2030-10-31	n/a	6 803	6 803	6 803	6 803	3	K		
39			2031-10-31	n/a	n/a	1 043	1 043	1 043	3	L		
40			2031-10-31	n/a	n/a	521	521	521	3	M		
41			2031-10-31	n/a	n/a	2 261	2 261	2 261	3	N		
42	2032-10-31	n/a	n/a	n/a	968	968	968	3	O			
43			<i>Sous-total</i>	7 522	14 325	18 151	19 118	19 118				
44	Parkway-Dawn	Union (C1)	966	2017-03-31	2 639	2 639	2 639	2 639	2 639	3		
45	Transport par échange Dawn-GMIT EDA/Parkway	Tierce partie	792	2023-10-31	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	2		
46	Transport par échange Empress-GMIT EDA/Dawn	Tierce partie	31	2015-10-31	660					2		
47				2015-10-31	344						2	
48				<i>Sous-total</i>	1 004							
49	Transport par échange Empress-GMIT NDA/Dawn	Tierce partie	1	2015-10-31	26					2		

**MODALITÉ DE RENOUVELLEMENT**

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans
2. Pas de modalité de renouvellement
3. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an

**NOTE**

- A. Capacité de 2 169 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, considérée prolongée si les capacités additionnelles prévues au 2015/11/01 ne sont pas disponibles  
Capacité de 655 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour décontractée au 2017/11/01; avec possibilité de prolongement si les capacités additionnelles prévues au 2017/11/01 ne sont pas disponibles
- B. Capacité considérée prolongée si les capacités additionnelles prévues au 2015/11/01 ne sont pas disponibles
- C. Capacité de 63 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour décontractée au 2015/11/01, considérée prolongée si les capacités additionnelles prévues au 2015/11/01 ne sont pas disponibles
- D. Capacité de 77 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour décontractée au 2017/11/01; avec possibilité de prolongement si les capacités additionnelles prévues au 2017/11/01 ne sont pas disponibles
- E. "Precedent agreement" avec TCPL, 6 312 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2015/11/01; considéré reporté au 2016/11/01
- F. "Precedent agreement" avec TCPL, 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- G. "Precedent agreement" avec TCPL, 515 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- H. "Precedent agreement" avec TCPL, 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- I. "Precedent agreement" avec TCPL, 955 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2017/11/01
- J. "Precedent agreement" avec TCPL, 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2015/11/01; considéré reporté au 2016/11/01
- K. "Precedent agreement" avec Union Gas, 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2015/11/01
- L. "Precedent agreement" avec Union Gas, 1 043 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- M. "Precedent agreement" avec Union Gas, 521 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- N. "Precedent agreement" avec Union Gas, 2 261 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2016/11/01
- O. "Precedent agreement" avec Union Gas, 968 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effectif au 2017/11/01

---

**TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS**

**TCPL**

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015		
				\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
1	<b>FTLH Empress - GMIT EDA</b>	Prime fixe	67,14019	2,207	8,364	Taux à CU 100%
2	<b>FTLH Empress - GMIT NDA</b>	Prime fixe	49,53189	1,628	6,170	Taux à CU 100%
3	<b>FTSH Dawn - GMIT EDA</b>	Prime fixe	25,82858	0,849	3,217	
4		<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>	0,18079	0,006	0,023	
5		Total	26,00937	0,855	3,240	Taux à CU 100%
6	<b>FTSH Parkway - GMIT EDA</b>	Prime fixe	20,10357	0,661	2,504	Taux à CU 100%
7	<b>FTSH Parkway - GMIT NDA</b>	Prime fixe	16,62970	0,547	2,072	Taux à CU 100%
8	<b>STS Parkway - GMIT EDA/NDA</b>	Prime fixe	20,10357	0,661	2,504	Taux à CU 100%

**UNION GAS**

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2015		
				\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
9	<b>M12 Dawn à Parkway</b>	Prime fixe	2,604	0,086	0,324	Taux à CU 100%
10		Prime variable pour excédent		0,086	0,326	
11	<b>C1 Parkway à Dawn</b>	Prime fixe	0,640	0,021	0,080	Taux à CU 100%
12		Prime variable pour excédent		0,086	0,326	

RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

		Projection 2016
1	FTLH Empress-GMIT EDA	3,49%
2	FTLH Empress-GMIT NDA	2,60%
3	FTLH Empress-Dawn	2,86%
4	FTSH Dawn-GMIT EDA	1,03%
5	FTSH Parkway-GMIT EDA	0,87%
6	STS Parway-GMIT EDA	0,87%

Union Gas

		Tarif M12 Dawn à Parkway	Tarif C1 Parkway à Dawn
7	Octobre	0,729%	0,289%
8	Novembre	0,870%	0,155%
9	Décembre	0,981%	0,155%
10	Janvier	1,131%	0,155%
11	Février	1,074%	0,155%
12	Mars	1,003%	0,155%
13	Avril	0,850%	0,289%
14	Mai	0,603%	0,289%
15	Juin	0,501%	0,289%
16	Juillet	0,487%	0,289%
17	Août	0,388%	0,289%
18	Septembre	0,383%	0,289%



**Contrats d'approvisionnement existants**  
**Entreposage**

Fournisseur		Contrat	Échéance		Capacité	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Retrait	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Injection	
(1)		(2)	(3)		(10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	(5)	( 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour ) (6)	(7)	( 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour ) (8)	
1	Union	LST 065	31/03/2017	Note 1	116 126		1 394 929		871 581	
2										
3		LST 080	31/03/2017	Note 1	116 126		1 394 929		871 581	
4										
5		LST 081	31/03/2018	Note 1	116 785		1 401 934		876 584	
6										
7		LST 068	31/03/2019	Note 1	0		1 394 929		871 581	
8										
9		ASN 003	n/a	Note 2	0					
10			Total			349 037	> 87 258 < 87 258	5 582 3 721	> 261 777 < 261 777	3 489 2 326
11										
12		n/d	31/03/2019	Note 3	116 126	> 29 031 < 29 031	1 394 929	> 87 094 < 87 094	871 581	
13										
14	Intragaz PdL *		30/04/2023		22 700	> 15 500 < 15 500	1 200 variable	> 10 000 < 10 000	2 400 variable	
15										
16	Intragaz St-Flavien *		30/04/2023		120 000	Décembre Janvier Février Mars	1 200 1 520 1 200 / 800 635 / 0	Volume maximal	920	
17										
18										
19										
20	LSR *		Capacité totale	58 591			5 749 en vaporisation	Liquéfaction brute	353	
21			Capacité utile	56 600				Liquéfaction nette	300	
22			Activité réglementée	54 946						
23			Client GNL	1 654						

\* Pouvoir calorifique de 37,99 MJ/m<sup>3</sup>

**NOTE**

- Étant donné l'ajout d'un contrat de capacité de retrait et injection uniquement, le niveau d'inventaire est évalué en fonction de la capacité totale d'entreposage détenue
- Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregates Storage Nomination Agreement - ASN"
- Contrat effectif le 1<sup>er</sup> avril 2017, décision D-2013-035 de la Régie de l'énergie, non finalisé

**TARIFS D'ENTREPOSAGE : UNION GAS ET INTRAGAZ  
ET RATIOS DE COMPRESSION**

		<u>Au 1<sup>er</sup> avril 2015</u>	
<u>UNION GAS</u>		000 \$	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Prime fixe sur la capacité contractuelle</b>			
1	LST 065		31,828
2	LST 080		21,976
3	LST 081		22,734
4	LST 068	792	
5	ASN 003	0	
6	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>		0,227
7	<b>Prime variable (retrait et injection excédentaire)</b>		1,553
<b>Ratio de gaz de compression</b>			
8	Retrait et injection		0,6%
9	Retrait et injection excédentaire		1,03%

		<u>Au 1<sup>er</sup> septembre 2013</u>	
<u>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC</u>		\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /mois	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
10	<b>Prime de réservation</b>	11,951	143,408
11	<b>Prime de souscription</b>	82,683	992,191
		<b>\$/année</b>	
12	<b>Cavalier tarifaire</b>	-43 000	
13	<b>Gaz de compression maximum</b>		4,0%
<b>Ratios projetés de gaz de compression</b>			
14	Retrait		3,5%
15	Injection		0,2%

		<u>Au 1<sup>er</sup> septembre 2013</u>	
<u>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN</u>		\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /mois	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
16	<b>Prime de réservation</b>	8,624	103,484
17	<b>Prime variable - injection</b>		1,685
18	<b>Prime variable - retrait</b>		0,281
		<b>\$/année</b>	
19	<b>Cavalier tarifaire</b>	-255 800	
<b>Ratios projetés de gaz de compression</b>			
20	Retrait		0,8%
21	Injection		1,6%

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**ANNÉE 2015-2016**

	Hiver (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	Été (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	
<b><u>DEMANDE</u></b>				
1	Continue *	2 930	2 145	5 075
2	Interruptible	203	167	371
3	Client biogaz en réseau dédié	12	15	27
4	Gaz d'appoint concurrence	1	7	8
5	<i>Sous-Total Demande</i>	3 147	2 334	5 481
6	Gaz perdu, usage de la compagnie et autres **	136	79	215
7	Ventes GNL	12	22	34
8	<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>3 295</b>	<b>2 435</b>	<b>5 729</b>
<b><u>INVENTAIRES INJECTIONS</u></b>				
9	Union Gas	19	300	319
10	LSR ***	21	33	54
11	Pointe-du-Lac ***	9	2	11
12	Saint-Flavien ***	3	117	120
13	Échanges de gaz	0	0	0
14	<b>SOUS-TOTAL INJECTIONS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>52</b>	<b>453</b>	<b>505</b>
15	<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>3 347</b>	<b>2 887</b>	<b>6 234</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT</u></b>				
16	FTLH Empress - GMIT	1 451	2 046	3 497
17	Cessions d'optimisation	0	0	0
18	Transport par échange (EMP - GMIT)	287	383	670
19	Transport fourni par les clients	42	55	97
20	Gaz d'appoint	1	7	8
21	<i>Sous-Total Transports</i>	1 780	2 491	4 272
22	FTLH non utilisé	0	0	0
23	Cessions / ventes de transport FTLH	0	0	0
24	Achats dans le territoire	0,0	0,3	0,3
25	Achats à Empress pour compression	83	47	130
26	Achats à Dawn (GR)	881	105	986
27	Achats à Dawn (AD)	136	175	311
28	Biogaz	12	15	27
29	Autres réceptions	0	0	0
30	<b>SOUS-TOTAL TRANSPORT</b>	<b>2 893</b>	<b>2 833</b>	<b>5 726</b>
<b><u>INVENTAIRES RETRAITS</u></b>				
31	Union Gas	295	24	319
32	LSR ***	18	30	47
33	Pointe-du-Lac ***	11	0	11
34	Saint-Flavien ***	120	0	120
35	Échanges de gaz	0	0	0
36	<b>SOUS-TOTAL RETRAITS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>444</b>	<b>54</b>	<b>498</b>
37	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 337</b>	<b>2 887</b>	<b>6 225</b>
38	<b><u>INTERRUPTIONS BRUTES</u></b>	<b>-10</b>	<b>0</b>	<b>-10</b>

\* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

\*\* Incluant le gaz de compression nécessaire au transport du gaz naturel pour l'ensemble de la clientèle (130 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)

\*\*\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99 MJ/m<sup>3</sup>

**DÉFINITION DES RUBRIQUES DE LA PAGE 1**

**2 Demande**

3 L.1 *Continue* : Demande projetée pour la clientèle au service continu, présentée au  
4 tableau 19 de la pièce Gaz Métro-104, Document 1, excluant la demande du client  
5 desservi en biogaz par un réseau dédié.

6 L.2 *Interruptible* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous contrat  
7 régulier, présentée au tableau 19 de la pièce Gaz Métro-104, Document 1, excluant  
8 la demande du client-GNL.

9 L.3 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande projetée pour le client approvisionné en  
10 biogaz par un réseau dédié.

11 L.4 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande projetée pour la clientèle au service  
12 interruptible sous contrat de gaz d'appoint, présentée au tableau 19 de la pièce  
13 Gaz Métro-104, Document 1.

14 L.6 *Gaz perdu, usage de la compagnie et autres* : Somme des volumes de gaz naturel  
15 projetés en gaz perdu, du gaz naturel utilisé par la compagnie dans ses installations,  
16 du gaz requis aux fins d'injection dans les sites d'entreposage et du gaz de  
17 compression requis pour transporter le gaz sur les différents pipelines.

18 Au rapport annuel, les éléments suivants s'ajoutent à cette rubrique : l'augmentation  
19 du « linepack » du réseau de distribution, les écarts positifs entre les nominations  
20 envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le territoire de Gaz Métro ainsi  
21 que les écarts constatés en fonction du « Limited Balancing Agreement - LBA ».

22 L.7 *Ventes GNL* : volumes de gaz naturel liquéfié retirés de l'usine LSR pour le  
23 client-GNL.

24 L.9 à 12 *Inventaires injections* : volumes de gaz naturel injectés dans les sites d'entreposage.

25 L.13 *Échanges de gaz* : quantités de gaz naturel livrées par Gaz Métro pour les  
26 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et  
27 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi  
28 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.

1 **Approvisionnement**

- 2 L.16 *FTLH Empress - GMIT* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro auprès  
3 de TCPL entre Empress et son territoire (GMIT EDA et GMIT NDA).
- 4 L.17 *Cessions d'optimisation* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro  
5 auprès de TCPL entre Empress et son territoire et cédées à des tierces parties, de  
6 façon permanente ou temporaire, à des fins purement financières. Ces cessions  
7 comportent une clause spécifique où la tierce partie s'engage à remettre dans le  
8 territoire de Gaz Métro les quantités livrées par elle à Empress.
- 9 L.18 *Transport par échange (EMP - GMIT)* : Capacités de transport entre Empress et le  
10 territoire de Gaz Métro (ou Dawn en été) requises pour répondre aux besoins  
11 opérationnels et contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange  
12 géographique.
- 13 L.19 *Transport fourni par les clients* : Projection des capacités de transport fournies au  
14 cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport  
15 de Gaz Métro.
- 16 L.20 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport déjà contractées ou projetées pour répondre  
17 à la demande de gaz d'appoint concurrence.
- 18 L.22 *FTLH non utilisé* : Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours  
19 de l'année financière.
- 20 L.23 *Cessions / ventes de transport FTLH* : Excédents de capacité de transport FTLH  
21 effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année  
22 financière.
- 23 L.24 *Achats dans le territoire* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro  
24 directement dans son territoire.
- 25 L.25 *Achats à Empress pour compression* : Achats de fourniture de gaz naturel par  
26 Gaz Métro à Empress pour le gaz de compression à remettre au transporteur.
- 27 L.26 *Achats à Dawn (GR)* : Achats de fourniture de gaz naturel effectués par Gaz Métro à  
28 Dawn.

- 1 L.27 *Achats à Dawn (AD)* : Achats de fourniture de gaz naturel à Dawn effectués par les  
2 clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou par les clients  
3 ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur.
- 4 L.28 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié  
5 relié directement au client.
- 6 L.29 *Autres réceptions* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année  
7 financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs  
8 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le  
9 territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited  
10 Balancing Agreement - LBA ».
- 11 L.31 à 34 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 12 L.35 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Gaz Métro pour les  
13 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et  
14 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi  
15 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.
- 16 L.38 *Interruptions brutes* : Volumes des interruptions prévues pour l'année financière.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**

	<b>Hiver</b>	<b>2016</b>	<b>Total</b>	<b>Hiver</b>	<b>2017</b>	<b>Total</b>	<b>Hiver</b>	<b>2018</b>	<b>Total</b>	<b>Hiver</b>	<b>2019</b>	<b>Total</b>	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>													
1	Continue	2 930	2 145	5 075	3 070	2 249	5 319	3 226	2 573	5 799	3 460	2 736	6 196
2	Interruptible	203	167	371	205	171	376	203	171	374	203	171	374
3	Gaz d'appoint	1	7	8	6	8	14	6	8	14	6	8	14
4	Client biogaz en réseau dédié	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 147</i>	<i>2 334</i>	<i>5 481</i>	<i>3 293</i>	<i>2 443</i>	<i>5 736</i>	<i>3 447</i>	<i>2 767</i>	<i>6 214</i>	<i>3 682</i>	<i>2 930</i>	<i>6 611</i>
6	Interruptions	-10	0	-10	-16	0	-16	-13	0	-13	-12	0	-12
7	Autres	136	79	215	103	67	170	106	66	172	108	67	175
8	Ventes GNL	12	22	34	33	42	75	45	56	101	55	70	124
9	<b>TOTAL</b>	<b>3 285</b>	<b>2 435</b>	<b>5 719</b>	<b>3 414</b>	<b>2 552</b>	<b>5 966</b>	<b>3 584</b>	<b>2 889</b>	<b>6 473</b>	<b>3 832</b>	<b>3 067</b>	<b>6 899</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>													
10	Transport												
11	FTLH (primaire & secondaire)	1 451	2 046	3 497	354	725	1 080	339	483	822	339	480	819
12	Transport par échange de Empress	287	383	670	0	48	48	3	0	3	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	42	55	97	42	66	107	137	312	449	339	461	800
14	Transport gaz d'appoint	1	7	8	6	8	14	6	8	14	6	8	14
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	<i>1 780</i>	<i>2 491</i>	<i>4 272</i>	<i>402</i>	<i>848</i>	<i>1 249</i>	<i>484</i>	<i>804</i>	<i>1 288</i>	<i>684</i>	<i>949</i>	<i>1 633</i>
17	Achats dans le territoire	0,0	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achat à Empress pour compression	83	47	130	17	20	37	16	12	28	16	11	28
19	Achats à Dawn (GR)	881	105	986	1 141	258	1 399	1 178	290	1 469	1 214	305	1 519
20	Achats à Dawn (AD)	136	175	311	1 439	1 812	3 251	1 496	2 170	3 665	1 508	2 185	3 693
21	Biogaz	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
22	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Retraits - injections	392	-399	-7	404	-401	3	398	-401	-3	398	-399	-1
24	<b>TOTAL</b>	<b>3 285</b>	<b>2 435</b>	<b>5 719</b>	<b>3 414</b>	<b>2 552</b>	<b>5 966</b>	<b>3 584</b>	<b>2 889</b>	<b>6 473</b>	<b>3 832</b>	<b>3 067</b>	<b>6 899</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**

		2016		2017		2018		2019	
		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
<b>ENTREPOSAGE (Capacité)</b>									
25	LSR (daQ)	2,1	54,9	1,9	48,9	1,8	47,4	1,7	45,6
26	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
27	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
28	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
29	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>546,7</b>	<b>20,5</b>	<b>540,7</b>	<b>20,4</b>	<b>539,1</b>	<b>20,4</b>	<b>537,4</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>									
		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
30	Journée de pointe - continue	1 245	32 851	1 323	34 905	1 382	36 476	1 450	38 276
31	Besoins hiver extrême	1 162	30 679	1 259	33 233	1 311	34 598	1 373	36 231
32	Maximum	1 245	32 851	1 323	34 905	1 382	36 476	1 450	38 276
<b>Approvisionnements</b>									
33	FTLH (primaire & secondaire)	362	9 545	113	2 974	85	2 243	85	2 243
34	Transport par échange (EMP - GMTI)	41	1 085	0	0	0	0	0	0
35	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Transport clients & biogaz	14	363	14	363	40	1 058	89	2 351
37	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
38	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
39	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	463	12 219	499	13 174	499	13 174
40	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
41	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
42	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
43	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
44	Outil de pointe GM GNL	0	0	17	450	17	450	19	510
45	Sous-total approvisionnements	1 211	31 972	1 336	35 270	1 371	36 190	1 422	37 542
46	<b>Impact de la refonte du service interruptible</b>	0	0	10	264	10	264	10	264
47	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 211</b>	<b>31 972</b>	<b>1 346</b>	<b>35 534</b>	<b>1 381</b>	<b>36 454</b>	<b>1 432</b>	<b>37 806</b>
48	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>-33</b>	<b>-879</b>	<b>24</b>	<b>629</b>	<b>-1</b>	<b>-22</b>	<b>-18</b>	<b>-469</b>
49	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.48/ I.45)	-2,7%	-2,7%	1,8%	1,8%	-0,1%	-0,1%	-1,3%	-1,3%
50	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>33</b>	<b>881</b>	<b>-24</b>	<b>-628</b>	<b>1</b>	<b>24</b>	<b>18</b>	<b>470</b>
51	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 245</b>	<b>32 853</b>	<b>1 323</b>	<b>34 906</b>	<b>1 382</b>	<b>36 477</b>	<b>1 450</b>	<b>38 276</b>
52	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
53	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.52/ I.51)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE**

	<b>2016</b> (1)	<b>2017</b> (2)	<b>2018</b> (3)	<b>2019</b> (4)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1 Continue	[ 4 847 ; 5 258 ]	[ 5 081 ; 5 510 ]	[ 5 554 ; 5 999 ]	[ 5 949 ; 6 395 ]
2 Interruptible	[ 354 ; 384 ]	[ 359 ; 389 ]	[ 358 ; 388 ]	[ 358 ; 388 ]
3 Gaz d'appoint	8	14	14	14
4 Client biogaz en réseau dédié	27	27	27	27
5 <i>Sous-total</i>	----- [ 5 236 ; 5 678 ]	----- [ 5 481 ; 5 940 ]	----- [ 5 953 ; 6 428 ]	----- [ 6 348 ; 6 823 ]
6 Interruptions	[ 0 ; -36 ]	[ 0 ; -43 ]	[ 0 ; -43 ]	[ 0 ; -37 ]
7 Autres	[ 210 ; 218 ]	[ 165 ; 174 ]	[ 167 ; 175 ]	[ 170 ; 179 ]
8 Ventes GNL	34	75	101	124
9 <b>TOTAL</b>	<b>[ 5 480 ; 5 893 ]</b>	<b>[ 5 722 ; 6 146 ]</b>	<b>[ 6 221 ; 6 661 ]</b>	<b>[ 6 643 ; 7 090 ]</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
10 Transport				
11 FTLH (primaire & secondaire)	3 497	1 080	822	819
12 Transport par échange de Empress	670	48	3	0
13 Transport fourni par les clients	97	107	449	800
14 Transport gaz d'appoint	8	14	14	14
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	----- 4 272	----- 1 249	----- 1 288	----- 1 633
17 Achats dans le territoire	0	0	0	0
18 Achat à Empress pour compression	130	37	28	28
19 Achats à Dawn (GR)	[ 749 ; 1 160 ]	[ 1 184 ; 1 558 ]	[ 1 263 ; 1 624 ]	[ 1 308 ; 1 677 ]
20 Achats à Dawn (AD)	311	[ 3 223 ; 3 261 ]	[ 3 621 ; 3 686 ]	[ 3 650 ; 3 716 ]
21 Biogaz	27	27	27	27
22 Autres	0	0	0	0
23 Retraits - injections	----- [ -9 ; -7 ]	----- [ 1 ; 14 ]	----- [ -5 ; 8 ]	----- [ -3 ; 10 ]
24 <b>TOTAL</b>	<b>[ 5 480 ; 5 893 ]</b>	<b>[ 5 722 ; 6 146 ]</b>	<b>[ 6 221 ; 6 661 ]</b>	<b>[ 6 643 ; 7 090 ]</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE**

		2016 (1)		2017 (2)		2018 (3)		2019 (4)	
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
25	LSR (daQ)	2,1	54,9	1,9	48,9	1,8	47,4	1,7	45,6
26	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
27	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
28	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
29	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>546,7</b>	<b>20,5</b>	<b>540,7</b>	<b>20,4</b>	<b>539,1</b>	<b>20,4</b>	<b>537,4</b>
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
30	Journée de pointe - continue	1 245	32 851	1 323	34 905	1 382	36 476	1 450	38 276
31	Besoins hiver extrême	1 162	30 679	1 259	33 233	1 311	34 598	1 373	36 231
32	Maximum	1 245	32 851	1 323	34 905	1 382	36 476	1 450	38 276
<b>Approvisionnements</b>									
33	FTLH (primaire & secondaire)	362	9 545	113	2 974	85	2 243	85	2 243
34	Transport par échange (EMP - GMIT)	41	1 085	0	0	0	0	0	0
35	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Transport clients & biogaz	14	363	14	363	40	1 058	89	2 351
37	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
38	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
39	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	463	12 219	499	13 174	499	13 174
40	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
41	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
42	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
43	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
44	Outil de pointe GM GNL	0	0	17	450	17	450	19	510
45	Sous-total approvisionnements	1 211	31 972	1 336	35 270	1 371	36 190	1 422	37 542
46	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	10	264	10	264	10	264
47	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 211</b>	<b>31 972</b>	<b>1 346</b>	<b>35 534</b>	<b>1 381</b>	<b>36 454</b>	<b>1 432</b>	<b>37 806</b>
48	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-33	-879	24	629	-1	-22	-18	-469
49	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.48/ 1.45)	-2,7%	-2,7%	1,8%	1,8%	-0,1%	-0,1%	-1,3%	-1,3%
50	Achat / (vente) de transport <i>a priori</i>	33	881	-24	-628	1	24	18	470
51	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 245</b>	<b>32 853</b>	<b>1 323</b>	<b>34 906</b>	<b>1 382</b>	<b>36 477</b>	<b>1 450</b>	<b>38 276</b>
52	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	1	0	2	0	0
53	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.52/ 1.51)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**SCÉNARIO FAVORABLE**

	<b>2016</b> (1)	<b>2017</b> (2)	<b>2018</b> (3)	<b>2019</b> (4)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1 Continue	5 503	5 763	6 663	8 057
2 Interruptible	369	375	319	316
3 Gaz d'appoint	18	14	14	14
4 Client biogaz en réseau dédié	28	28	28	27
5 <i>Sous-total</i>	5 919	6 180	7 025	8 414
6 Interruptions	-8	-12	-4	-5
7 Autres	227	190	205	218
8 Ventes GNL	34	75	101	124
9 <b>TOTAL</b>	<b>6 171</b>	<b>6 433</b>	<b>7 326</b>	<b>8 751</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
10 Transport				
11 FTLH (primaire & secondaire)	3 497	1 289	839	819
12 Transport par échange de Empress	794	238	490	0
13 Transport fourni par les clients	98	108	450	800
14 Transport gaz d'appoint	18	14	14	14
15 FTLH non utilisé	0	-4	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	4 406	1 645	1 793	1 633
17 Achats dans le territoire	0,3	0	0	0
18 Achat à Empress pour compression	140	54	53	28
19 Achats à Dawn (GR)	1 293	1 163	1 166	1 807
20 Achats à Dawn (AD)	311	3 542	4 291	5 259
21 Biogaz	28	28	28	27
22 Autres	0	0	0	0
23 Retraits - injections	-8	2	-4	-2
24 <b>TOTAL</b>	<b>6 171</b>	<b>6 433</b>	<b>7 326</b>	<b>8 751</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**SCÉNARIO FAVORABLE**

	<b>2016</b>		<b>2017</b>		<b>2018</b>		<b>2019</b>	
	(1)		(2)		(3)		(4)	
<b><u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u></b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(PJ)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>
25 LSR (daQ)	2,1	54,9	1,9	48,9	1,8	47,4	1,7	45,6
26 Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
27 Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
28 Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
<b>29 TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>546,7</b>	<b>20,5</b>	<b>540,7</b>	<b>20,4</b>	<b>539,1</b>	<b>20,4</b>	<b>537,4</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u></b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>	<b>(TJ/j)</b>	<b>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j)</b>
30 Journée de pointe - continue	1 315	34 705	1 411	37 227	1 535	40 506	1 718	45 354
31 Besoins hiver extrême	1 221	32 222	1 327	35 016	1 422	37 535	1 615	42 612
32 Maximum	1 315	34 705	1 411	37 227	1 535	40 506	1 718	45 354
<b>Approvisionnements</b>								
33 FTLH (primaire & secondaire)	362	9 545	113	2 974	85	2 243	85	2 243
34 Transport par échange (EMP - GMIT)	41	1 085	0	0	0	0	0	0
35 Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0
36 Transport clients & biogaz	14	368	14	368	40	1 063	89	2 351
37 FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
38 Transport par échange (DAWN - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
39 FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	463	12 219	499	13 174	499	13 174
40 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
41 Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
42 Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
43 LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
44 Outil de pointe GM GNL	0	0	17	450	17	450	19	510
45 Sous-total approvisionnements	1 212	31 977	1 337	35 275	1 371	36 194	1 422	37 542
46 Impact de la refonte du service interruptible	0	0	10	264	10	264	10	264
47 <b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 212</b>	<b>31 977</b>	<b>1 347</b>	<b>35 539</b>	<b>1 381</b>	<b>36 458</b>	<b>1 432</b>	<b>37 806</b>
48 <b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>-103</b>	<b>-2 728</b>	<b>-74</b>	<b>-1 952</b>	<b>-163</b>	<b>-4 311</b>	<b>-296</b>	<b>-7 812</b>
49 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.48/ 1.45)	<b>-8,5%</b>	<b>-8,5%</b>	<b>-5,5%</b>	<b>-5,5%</b>	<b>-11,9%</b>	<b>-11,9%</b>	<b>-20,8%</b>	<b>-20,8%</b>
50 <b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>103</b>	<b>2 729</b>	<b>64</b>	<b>1 689</b>	<b>153</b>	<b>4 049</b>	<b>286</b>	<b>7 548</b>
51 <b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 315</b>	<b>34 706</b>	<b>1 411</b>	<b>37 228</b>	<b>1 535</b>	<b>40 507</b>	<b>1 718</b>	<b>45 354</b>
52 <b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
53 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.52/ 1.51)	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**

	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
	(1)	(2)	(3)	(4)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1 Continue	4 958	4 891	4 872	4 844
2 Interruptible	348	346	342	339
3 Gaz d'appoint	0	0	0	0
4 Client biogaz en réseau dédié	27	27	27	27
5 <i>Sous-total</i>	5 332	5 264	5 241	5 211
6 Interruptions	-9	-20	-22	-18
7 Autres	207	154	147	134
8 Ventes GNL	34	75	101	124
9 <b>TOTAL</b>	<b>5 563</b>	<b>5 473</b>	<b>5 466</b>	<b>5 450</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
10 Transport				
11 FTLH (primaire & secondaire)	3 497	808	337	241
12 Transport par échange de Empress	480	34	0	0
13 Transport fourni par les clients	97	107	96	800
14 Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
15 FTLH non utilisé	0	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	4 075	949	433	1 041
17 Achats dans le territoire	0,3	0	0	0
18 Achat à Empress pour compression	123	27	11	7
19 Achats à Dawn (GR)	1 035	1 541	1 793	1 877
20 Achats à Dawn (AD)	311	2 924	3 202	2 500
21 Biogaz	27	27	27	27
22 Autres	0	0	0	0
23 Retraits - injections	-7	6	1	-2
24 <b>TOTAL</b>	<b>5 563</b>	<b>5 473</b>	<b>5 466</b>	<b>5 450</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**

		2016 (1)		2017 (2)		2018 (3)		2019 (4)	
<b>ENTREPOSAGE (Capacité)</b>		(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
25	LSR (daQ)	2,1	54,9	1,9	48,9	1,8	47,4	1,7	45,6
26	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
27	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
28	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
29	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>546,7</b>	<b>20,5</b>	<b>540,7</b>	<b>20,4</b>	<b>539,1</b>	<b>20,4</b>	<b>537,4</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>		(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)
30	Journée de pointe - continue	1 218	32 133	1 237	32 637	1 216	32 096	1 227	32 396
31	Besoins hiver extrême	1 142	30 127	1 193	31 475	1 182	31 192	1 186	31 300
32	Maximum	1 218	32 133	1 237	32 637	1 216	32 096	1 227	32 396
<b>Approvisionnement</b>									
33	FTLH (primaire & secondaire)	362	9 545	113	2 974	85	2 243	85	2 243
34	Transport par échange (EMP - GMIT)	41	1 085	0	0	0	0	0	0
35	Achats dans le territoire	0,0	0	0	0	0	0	0	0
36	Transport clients & biogaz	14	363	14	363	14	363	89	2 351
37	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
38	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	82	2 164	82	2 164
39	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	463	12 219	499	13 174	499	13 174
40	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
41	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
42	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
43	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
44	Outil de pointe GM GNL	0	0	17	450	17	450	19	510
45	Sous-total approvisionnements	1 211	31 972	1 336	35 270	1 345	35 494	1 422	37 542
46	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	10	264	10	264	10	264
47	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 211</b>	<b>31 972</b>	<b>1 346</b>	<b>35 534</b>	<b>1 355</b>	<b>35 758</b>	<b>1 432</b>	<b>37 806</b>
48	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-6	-161	110	2 897	139	3 662	205	5 410
49	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.48/ 1.45)	-0,5%	-0,5%	8,2%	8,2%	10,3%	10,3%	14,4%	14,4%
50	Achat / (vente) de transport <i>a priori</i>	6	161	-110	-2 895	-139	-3 661	-205	-5 408
51	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 218</b>	<b>32 133</b>	<b>1 237</b>	<b>32 639</b>	<b>1 216</b>	<b>32 098</b>	<b>1 228</b>	<b>32 398</b>
52	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	2	0	1	0	3
53	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.52/ 1.51)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2016 est 37,99

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE  
DE LA CAUSE TARIFAIRE 2015 À LA CAUSE TARIFAIRE 2016**

1 - Cause 2015 - D-2014-201					Commentaires				
					Décembre	Janvier	Février	Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10		357 937	477 386	552 484	483 317			
2	Clients continus en combinaison tarifaire		91 032	97 488	98 829	89 004			
3	Clients 4,9 et 4,10		49 848	52 110	52 547	47 226			
4	Client biogaz en réseau dédié		2 587	1 957	2 572	2 686			
5	Autres		4 122	5 176	5 791	5 105			Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
					634 117				
-----									
5	Année de régression		2013-2014						Année utilisée aux Causes 2015 et 2016
6	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		Décembre	Janvier	Février	Mars			
7	Base		7 644	8 199	7 891	7 611			
8	DJ <sub>t</sub>		332	332	332	332			
9	DJ <sub>t-1</sub>		107	107	107	107			
10	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		2	2	2	2			
11	Paramètres journée de pointe								(historique 30 ans) réchauffés pour l'année 2015
12	DJ <sub>t</sub>		36,78						
13	DJ <sub>t-1</sub>		39,66						
14	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		1 257,08						
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
15	Pointe selon formule de régression		26 919	27 474	27 166	26 886			
16	Ajustement pour la demande 2015		1,019	1,019	1,019	1,019			
17	Pointe clients continus purs et Autres		27 430	27 995	27 682	27 396			
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	3 340			
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	1 922			
20	Client biogaz en réseau dédié		63	83	96	71			Demande mensuelle / # jours du mois
21	Journée de pointe = maximum		32 755	<b>33 340</b>	33 039	32 728			
-----									
<b>2 - Cause 2015 - correction des jours fériés pour la régression</b>									
22	Année de régression		2013-2014						Année utilisée aux Causes 2015 et 2016
23	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		Décembre	Janvier	Février	Mars			Avec correction pour jours fériés
24	Base		7 575	8 201	7 870	7 599			
25	DJ <sub>t</sub>		338	338	338	338			
26	DJ <sub>t-1</sub>		104	104	104	104			
27	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		2	2	2	2			
28	Paramètres journée de pointe								(historique 30 ans) réchauffés pour l'année 2015
29	DJ <sub>t</sub>		36,78						
30	DJ <sub>t-1</sub>		39,66						
31	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		1 257,08						
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
32	Pointe selon formule de régression		26 933	27 559	27 228	26 957			
33	Ajustement pour la demande 2015		1,021	1,021	1,021	1,021			
35	Pointe clients continus purs et Autres		27 489	28 128	27 791	27 514			
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	3 340			
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	1 922			
38	Client biogaz en réseau dédié		63	83	96	71			Demande mensuelle / # jours du mois
39	Journée de pointe = maximum		32 813	<b>33 473</b>	33 148	32 846			
40	<b>Variation de la pointe vs Cause 2015</b>			<b>133</b>					Impact de la correction des jours fériés
-----									
<b>3- Cause 2015 - correction des jours fériés pour la régression et changement des paramètres de la journée de pointe</b>									
41	Année de régression		2013-2014						Année utilisée aux Causes 2015 et 2016
42	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)		Décembre	Janvier	Février	Mars			Avec correction pour jours fériés
43	Base		7 575	8 201	7 870	7 599			
44	DJ <sub>t</sub>		338	338	338	338			
45	DJ <sub>t-1</sub>		104	104	104	104			
46	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		2	2	2	2			
47	Paramètres journée de pointe								(historique 30 ans) réchauffés pour l'année 2016
48	DJ <sub>t</sub>		36,75						
49	DJ <sub>t-1</sub>		39,62						
50	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>		1 253,26						
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>									
51	Pointe selon formule de régression		26 910	27 537	27 206	26 935			
52	Ajustement pour la demande 2015		0,027	0,027	0,027	0,027			
54	Pointe clients continus purs et Autres		27 466	28 106	27 768	27 491			
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire		3 340	3 340	3 340	3 340			
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10		1 922	1 922	1 922	1 922			
57	Client biogaz en réseau dédié		63	83	96	71			Demande mensuelle / # jours du mois
58	Journée de pointe = maximum		32 791	<b>33 450</b>	33 125	32 823			
59	<b>Variation de la pointe vs Cause 2015</b>			<b>110</b>					Impact correction des jours fériés et paramètres

<b>4- Cause 2016</b>		Décembre	Janvier	Février	Mars	
<b>Demande normale projetée</b>						
60	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	318 418	445 869	499 659	454 708	
61	Clients continus en combinaison tarifaire	85 649	93 496	93 412	86 157	
62	Clients 4,9 et 4,10	49 848	52 110	52 547	47 226	
63	Client biogaz en réseau dédié	25 855	25 853	24 005	23 584	
	Autres	4 309	5 498	5 966	5 464	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
			622 826			
<b>Année de régression</b>		2013-2014				Année utilisée aux Causes 2015 et 2016
64	Année de régression	2013-2014				Année utilisée aux Causes 2015 et 2016
65	Paramètres de régression (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
66	Base	7 575	8 201	7 870	7 599	
67	DJ <sub>t</sub>	338	338	338	338	
68	DJ <sub>t-1</sub>	104	104	104	104	
69	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	2	2	2	2	
70	Paramètres journée de pointe					
71	DJ <sub>t</sub>	36,75				(historique 30 ans) réchauffés pour l'année 2016
72	DJ <sub>t-1</sub>	39,62				
73	DJ <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	1 253,26				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>						
74	Pointe selon formule de régression	26 910	27 537	27 206	26 935	
75	Ajustement pour la demande 2016	1,035	1,035	1,035	1,035	
77	Pointe clients continus purs et Autres	27 860	28 509	28 166	27 885	
78	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 292	3 292	3 292	3 292	
79	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	968	968	968	968	
80	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
81	Journée de pointe = maximum	32 182	32 851	32 521	32 215	
82	<b>Variation de la pointe vs Cause 2015</b>		-489			Impact de la variation de la pointe Cause 2016 vs Cause 2015
<b>Sommaire des variations</b>						
86	Impact de la correction des jours fériés		133			
87	Impact de la variation des paramètres de pointe		-23			
88	Impact de la variation de la demande		-599			



**ÉVOLUTION DES BESOINS DE L'HIVER EXTRÊME**  
**DE LA CAUSE TARIFAIRE 2015 À LA CAUSE TARIFAIRE 2016**

Données de l'hiver extrême	Cause 2015	Cause 2016	
	D-2014-201 Volume (1)	Volume (2)	var. vs 2015 (3) = (2) - (1)
<b>Demande totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
1 Continue	3 262	3 174	-88
2 Interruptible volet A	167	128	-39
3 Interruptible volet B	87	90	3
4 Total	3 516	3 392	-124
<b>Demande moyenne (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
5 Continue	21 605	21 021	-584
6 Interruptible volet A	1 103	848	-255
7 Interruptible volet B	574	593	18
8 Total	23 283	22 462	-821
<b>9 Demande maximale (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
10 Continue	30 869	29 551	-1 318
11 Interruptible volet A	1 551	1 164	-386
12 Interruptible volet B	818	817	-1
13 Total	33 238	31 532	-1 706
14 <b>Besoins d'approvisionnement (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/jour) - Note 1</b>	31 477	30 679	-799
			Note 2

Notes

- 1 Les besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême se situent entre la demande totale moyenne et la demande totale maximale
- 2 Variation résultant de la fluctuation de la demande 2015 à 2016



COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES  
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire  (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	%
(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	
<b>2003</b>	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
<b>2004</b>	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
<b>2005</b>	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
<b>2006</b>	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
<b>2007</b>	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
<b>2008</b>	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
<b>2009</b>	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
<b>2010</b>	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
<b>2011</b>	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
<b>2012</b>	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	6 148	984	-179	805	15,07
<b>2013*</b>	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
<b>2014**</b>	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
<b>2015***</b>	5 293	465	5 758	5 296	440	5 736	3	-25	-22	-0,38

\* Les livraisons réelles aux services continu (colonne 5) et interruptible (colonne 6) ont été corrigées.

\*\* Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années précédentes 2015 excluent les volumes de GNL

\*\*\* Les livraisons réelles et prévisionnelles pour l'année 2015 incluent les volumes de GNL. Les livraisons réelles sont déterminées selon le budget 5/7 2015 (avant interruptions).

**COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES**

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (2)	Facteur calorifique 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ/jour (3)	PoinTE à 44 DJ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (4)	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (7)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (11)	Écart 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (12)	
<b>Base de référence 18</b>											
<b>2003</b>	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
<b>2004</b>	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
<b>2005</b>	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
<b>2006</b>	8 359	489	29 883								
<b>2006 ajustée<sup>(1)</sup></b>	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
<b>2007</b>	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
<b>2008</b>	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
<b>2008 ajustée<sup>(2)</sup></b>	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
<b>2009</b>	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
<b>2010</b>	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	PoinTE 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Volume réel de pointe 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Volume estimé 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Écart vs prévision 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
<b>Base de référence 13 avec effet croisé du vent</b>										
<b>2011</b>			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
<b>Base (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	10 116,69									
<b>DJ<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	294,44	36,93				32,51	4,42			
<b>DJ<sub>t-1</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	91,72	39,64				36,89	2,75			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJxkm/h)</b>	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
<b>2012</b>			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
<b>Base (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	10 008,43									
<b>DJ<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	300,08	36,88				30,68	6,20			
<b>DJ<sub>t-1</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	104,58	39,52				33,07	6,45			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJxkm/h)</b>	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
<b>2013</b>			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
<b>Base (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>	12 074,88									
<b>DJ<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	291,20	36,85				36,64	0,21			
<b>DJ<sub>t-1</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJ)</b>	91,38	39,50				34,63	4,87			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub> (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/DJxkm/h)</b>	2,09	1 272,35				756,70	515,65			

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe	Volume réel de pointe	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume	Volume estimé	Écart vs prévision
			10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour				10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
<b>2014</b>			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
<b>Base</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 786,50									
<b>DJ<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
						Journée la plus froide en terme de température mais congé férié				
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ <sub>t</sub>	37,20			
						DJ <sub>t-1</sub>	36,30			
						DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub>	881,88			
<b>2015</b>			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
<b>Base</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 698,96									
<b>DJ<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
<b>DJ<sub>t-1</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
<b>DJ<sub>t</sub> x V<sub>t</sub></b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2016, R-3879-2014**

**HISTORIQUE DES ACHATS RÉELS DE GAZ MÉTRO À DAWN**

Date	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn	Écarts de coûts sur les achats d'avance	
			Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Prix €/m <sup>3</sup>	Coût unitaire €/m <sup>3</sup>
	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen €/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen €/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen €/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen €/m <sup>3</sup>	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Prix moyen €/m <sup>3</sup>			
oct-09	7 918	19,162	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,570	0,000	0
nov-09	21 906	16,501	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,632	0,000	0
déc-09	0	0,000	119 451	24,087	0	0,000	0	0,000	119 451	24,087	21,815	2,272	2 714
janv-10	10 908	22,259	161 177	24,414	0	0,000	0	0,000	161 177	24,414	22,532	1,882	3 034
févr-10	0	0,000	145 579	23,028	0	0,000	0	0,000	145 579	23,028	21,168	1,860	2 708
mars-10	0	0,000	139 905	18,947	0	0,000	0	0,000	139 905	18,947	16,954	1,993	2 788
avr-10	0	0,000	31 671	17,931	0	0,000	0	0,000	31 671	17,931	15,877	2,054	650
mai-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,770	0,000	0
juin-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	19,016	0,000	0
juil-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	18,227	0,000	0
août-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	17,287	0,000	0
sept-10	6 598	15,478	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,892	0,000	0
<b>Total 2009-2010</b>	<b>47 329</b>	<b>18,131</b>	<b>597 783</b>	<b>22,388</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>597 783</b>	<b>22,388</b>	<b>18,062</b>	<b>1,990</b>	<b>11 894</b>
oct-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,343	0,000	0
nov-10	16 546	16,489	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,051	0,000	0
déc-10	0	0,000	166 495	17,585	0	0,000	0	0,000	166 495	17,585	16,833	0,752	1 252
janv-11	13 156	17,402	210 676	17,609	0	0,000	0	0,000	210 676	17,609	17,379	0,230	485
févr-11	28 240	15,690	171 074	16,747	0	0,000	0	0,000	171 074	16,747	16,009	0,738	1 263
mars-11	43 547	15,605	190 222	16,802	0	0,000	0	0,000	190 222	16,802	15,601	1,202	2 286
avr-11	80 364	15,936	62 549	16,239	0	0,000	0	0,000	62 549	16,239	15,833	0,407	254
mai-11	42 650	16,418	48 271	17,046	0	0,000	0	0,000	48 271	17,046	16,258	0,788	381
juin-11	33 386	17,678	30 879	17,494	0	0,000	0	0,000	30 879	17,494	16,924	0,569	176
juil-11	14 252	16,299	31 908	16,442	0	0,000	0	0,000	31 908	16,442	15,951	0,491	157
août-11	6 070	15,306	16 363	15,883	0	0,000	0	0,000	16 363	15,883	15,353	0,529	87
sept-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,121	0,000	0
<b>Total 2010-2011</b>	<b>278 210</b>	<b>16,249</b>	<b>928 438</b>	<b>17,085</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>928 438</b>	<b>17,085</b>	<b>15,971</b>	<b>0,683</b>	<b>6 340</b>

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2016, R-3879-2014**

Date	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn Prix	Écarts de coûts sur les achats d'avance	
	Volume	Prix moyen	Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Coût unitaire	Coût total
			Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen			
oct-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,028	0,000	0
nov-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,299	0,000	0
déc-11	0	0,000	214 357	14,245	0	0,000	0	0,000	214 357	14,245	13,316	0,930	1 993
janv-12	0	0,000	249 129	12,600	0	0,000	0	0,000	249 129	12,600	11,277	1,323	3 295
févr-12	0	0,000	233 056	11,464	0	0,000	0	0,000	233 056	11,464	10,657	0,807	1 882
mars-12	0	0,000	218 448	10,211	0	0,000	0	0,000	218 448	10,211	9,169	1,042	2 276
avr-12	0	0,000	106 888	9,447	0	0,000	0	0,000	106 888	9,447	8,181	1,266	1 353
mai-12	26 656	9,240	77 725	10,927	0	0,000	0	0,000	77 725	10,927	9,527	1,400	1 088
juin-12	0	0,000	75 218	10,505	0	0,000	0	0,000	75 218	10,505	9,531	0,974	733
juil-12	0	0,000	77 725	11,917	0	0,000	0	0,000	77 725	11,917	11,359	0,558	434
août-12	0	0,000	32 726	11,306	0	0,000	0	0,000	32 726	11,306	10,944	0,362	118
sept-12	4 223	11,031	31 671	11,642	0	0,000	0	0,000	31 671	11,642	10,960	0,682	216
<b>Total 2011-2012</b>	<b>30 879</b>	<b>9,485</b>	<b>1 316 944</b>	<b>11,701</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>1 316 944</b>	<b>11,701</b>	<b>11,104</b>	<b>1,017</b>	<b>13 389</b>
oct-12	52 125	13,471	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	12,686	0,000	0
nov-12	117 973	14,571	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,505	0,000	0
déc-12	0	0,000	230 721	14,196	0	0,000	0	0,000	230 721	14,196	13,358	0,838	1 933
janv-13	0	0,000	267 129	13,755	0	0,000	0	0,000	267 129	13,755	12,850	0,905	2 418
févr-13	0	0,000	267 511	13,825	0	0,000	0	0,000	267 511	13,825	13,029	0,796	2 129
mars-13	0	0,000	211 085	15,347	0	0,000	0	0,000	211 085	15,347	15,150	0,197	416
avr-13	92 505	16,505	27 712	15,594	0	0,000	47 506	16,680	75 218	16,280	16,680	-0,400	-301
mai-13	48 034	16,454	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,269	0,000	0
juin-13	46 582	15,211	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,406	0,000	0
juil-13	51 993	15,417	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,404	0,000	0
août-13	55 556	14,644	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,581	0,000	0
sept-13	64 397	14,955	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,901	0,000	0
<b>Total 2012-2013</b>	<b>529 163</b>	<b>15,165</b>	<b>1 004 157</b>	<b>14,260</b>	<b>0</b>	<b>0,000</b>	<b>47 506</b>	<b>16,680</b>	<b>1 051 663</b>	<b>14,370</b>	<b>14,568</b>	<b>0,627</b>	<b>6 596</b>
oct-13	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,648	0,000	0
nov-13	166 931	14,547	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,240	0,000	0
déc-13	86 170	18,032	80 179	17,258	148 087	15,656	0	0,000	228 266	16,219	17,579	-1,360	-3 105
janv-14	24 835	23,145	80 179	18,661	200 449	18,101	0	0,000	280 628	18,261	25,577	-7,316	-20 530
févr-14	23 173	35,356	72 420	30,513	181 050	23,469	0	0,000	253 471	25,481	64,613	-39,131	-99 187
mars-14	169 703	46,670	80 179	22,256	53 998	20,683	13 196	30,461	147 374	22,414	50,742	-28,327	-41 747
avr-14	122 844	20,568	15 835	20,342	0	0,000	55 424	19,455	71 259	19,652	19,400	0,252	180
mai-14	83 003	18,701	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	18,474	0,000	0
juin-14	31 539	19,053	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	18,796	0,000	0
juil-14	94 616	16,288	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,325	0,000	0
août-14	107 205	15,646	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,633	0,000	0
sept-14	86 830	15,959	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,874	0,000	0
<b>Total 2013-2014</b>	<b>996 850</b>	<b>22,652</b>	<b>328 794</b>	<b>21,887</b>	<b>583 584</b>	<b>19,385</b>	<b>68 620</b>	<b>21,572</b>	<b>980 998</b>	<b>20,377</b>	<b>24,325</b>	<b>-16,757</b>	<b>-164 389</b>



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2016, R-3879-2014**

Date	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn	Écarts de coûts sur les achats d'avance	
			Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance				
	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Prix	Coût unitaire	Coût total
oct-14	69 498	15,615	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,607	0,000	0
nov-14	102 006	19,153	0	0,000	59 382	16,626	19 794	18,993	79 177	17,217	18,440	-1,222	-968
déc-14	57 667	16,091	10 636	14,285	69 543	19,851	24 545	15,735	104 724	18,321	15,283	3,038	3 182
janv-15	101 346	13,641	10 636	12,807	107 179	15,512	36 817	13,785	154 632	14,915	13,475	1,440	2 227
févr-15	118 121	22,580	9 607	12,674	96 807	14,899	33 254	19,938	139 667	15,945	19,811	-3,866	-5 399
<b>Sous-total 2014-2015</b>	<b>448 638</b>	<b>17,868</b>	<b>30 879</b>	<b>13,275</b>	<b>332 911</b>	<b>16,439</b>	<b>114 410</b>	<b>16,893</b>	<b>478 200</b>	<b>16,343</b>	<b>16,523</b>	<b>-0,201</b>	<b>-959</b>

Note : Les résultats des mois de décembre 2013 à février 2014 ont été révisés par rapport aux résultats présentés à la Cause tarifaire 2015



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2016-2019**  
**STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ - ANNÉE 2016**

	<b>Achat LH année &amp; hiver</b>	<b>Achat LH hiver seulement</b>	<b>Variation</b>	
	(1)	(2)	(3)	
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1	Continue	5 075	5 075	0
2	Interruptible	371	371	0
3	Gaz d'appoint	8	8	0
4	Client biogaz en réseau dédié	27	27	0
5	<i>Sous-total</i>	5481	5481	0
6	Interruptions	-10	-10	0
7	Autres	215	212	-2
8	Ventes GNL	34	34	0
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 719</b>	<b>5 717</b>	<b>-2</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
10	Transport			
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 497	3 497	0
12	Transport par échange (EMP - GMI)	670	568	-101
13	Transport fourni par les clients	97	97	0
14	Transport gaz d'appoint	8	8	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	4 272	4 170	-101
17	Achats dans le territoire	0	0	0
	Achat à Empress pour compression	130	128	-3
18	Achats à Dawn (GR)	986	1 087	101
19	Achats à Dawn (AD)	311	311	0
20	Biogaz	27	27	0
21	Autres	0	0	0
22	Retraits - injections	-7	-7	0
23	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 719</b>	<b>5 717</b>	<b>-2</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>32 851</b>	<b>32 851</b>	<b>0</b>
25	<b>Total appro. après vente</b>	<b>30 679</b>	<b>30 679</b>	<b>0</b>
26	<b>Provision additionnelle</b>	<b>32 851</b>	<b>32 851</b>	<b>0</b>
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>				
Coûts de transport				
27	Transport clients	n/a	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	366 957	365 417	-1 540
29	STS	63 996	63 987	-8
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	75 716	75 751	34
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	31 664	33 782	2 118
33	<i>Total - coûts de transport</i>	538 333	538 937	604
34	Coûts d'entreposage	34 101	34 105	4
35	<i>Sous-total transport et équilibrage</i>	572 435	573 043	608
36	Fourniture	648 161	648 157	-4
37	Gaz de compression	21 721	21 603	-119
38	Maintien des inventaires	4 246	4 150	-96
39	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 246 563</b>	<b>1 246 952</b>	<b>389</b>



STORAGE CONTRACT dated as of the 26<sup>th</sup> day of February, 2015,

**UNION GAS LIMITED**, a company existing under the laws of the Province of Ontario,  
(hereinafter referred to as “**Union**”)

- and -

**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**, a limited partnership organized under the laws of the Province of Quebec, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.,  
(hereinafter referred to as “**Shipper**”)

**WHEREAS**, Union owns and operates a natural gas storage system in south-western Ontario, through which Union offers “**Storage Services**”, as defined in Article II herein;

**AND WHEREAS**, Shipper wishes to retain Union to provide such Storage Services, as set out herein, and Union has agreed, subject to the terms and conditions of this Contract, to provide the Storage Services requested;

**NOW THEREFORE**, this Contract witnesses that, in consideration of the mutual covenants and agreements herein contained and for other good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, the parties hereby agree as follows:

#### ARTICLE I - INTERPRETATION AND DEFINITIONS

1.01 Divisions, Headings and Index: The division of this Contract into Articles, Sections and Subsections, and the insertion of headings and any table of contents or index provided are for convenience of reference only, and shall not affect the construction or interpretation hereof.

1.02 Industry Usage: Words, phrases or expressions which are not defined herein and which, in the usage or custom of the business of the transportation, storage, and distribution or sale of natural gas have an accepted meaning shall have that meaning.

1.03 Extended Meaning: Unless the context otherwise requires, words importing the singular include the plural and vice versa, and words importing gender include all genders. The words “herein” and “hereunder” and words of similar import refer to the entirety of this Contract, including the Schedules incorporated into this Contract, and not only to the Section in which such use occurs.

1.04 Conflict: In the event of any conflict between the provisions of this Contract (including Schedule 1 and 2) and those of the MPSS, the provisions of this Contract shall prevail over the MPSS.

1.05 Currency: All reference to dollars in this Contract shall mean Canadian dollars unless otherwise indicated.

1.06 Schedules: Refers to the schedules attached hereto which are specifically included as part of this Contract, and include:

- Schedule 1 - Contract Parameters
- Schedule 2 - Pricing Provisions
- Schedule 3 – Enhanced Nomination Schedule

1.07 Measurements: Units set out in SI (metric) measurement are the governing units for the purpose of this Contract. Units set out in Imperial measurement in parentheses beside their SI (metric) equivalent are for reference only and in the event of a conflict between SI (metric) and Imperial measurement herein, SI (metric) shall prevail.

1.08 Price Schedules: “**Market Price Service Schedule**” or “**Union’s MPSS**” or “**MPSS**” shall mean Union’s Market Price Service Schedule, including the Market Price Service Schedule prices, Schedule “A” (General Terms and Conditions) and Schedule “B” (Nominations), or such other replacement schedule as last adopted by Union and posted to Union’s website with at least 30 days prior notice, and shall apply hereto, as amended from time to time, as if incorporated into this Contract.

## ARTICLE II - STORAGE SERVICES

2.01 Storage Services: Shipper agrees to the terms and conditions set out herein upon nomination to Union for the provision of the following services (collectively, the “**Storage Services**”):

- (a) Maximum Storage Balance, Late Season Balance, Early Season Balance, Maximum Daily Injection Demand, Maximum Daily Withdrawal Demand, Receipt Points and Delivery Points, F24-S Service, and Fuel Requirements shall be as set out in Schedule 1.
- (b) Gas Stored by Union:
  - i) Union agrees, on any Day to either receive a quantity of gas from Shipper at the Receipt Point and credit the Storage Account, or to deliver a quantity of gas to Shipper at the Delivery Point and debit the Storage Account, such quantity of gas as Shipper may nominate and Union has authorized for Storage Service;
  - ii) Under no circumstances shall Union be obligated to receive a quantity of gas in excess of the lesser of (1) the firm portion of the Maximum Daily Injection Demand; and (2) the firm portion of the Maximum Daily Injection Demand that would cause the Storage Account to exceed the Maximum Storage Balance. Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to accept receipt of greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion; and
  - iii) Union shall under no circumstances be obligated to deliver a quantity of gas in excess of the lesser of (1) the firm portion of the Maximum Daily Withdrawal Demand; and (2) the firm portion of the Maximum Daily Withdrawal Demand that would cause the Storage Account balance to be reduced below zero (0). Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to deliver greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion.

Contract No. LST080

2.02 Accounting for Storage Services: All quantities of gas handled by Union shall be accounted for on a daily basis.

2.03 Commingling: Union shall have the right to commingle the quantity of gas referenced herein with gas owned by Union or gas being stored and/or transported by Union for third parties.

2.04 Termination: The Storage Account shall be zero as of the Termination Date. It is Shipper's responsibility to schedule its deliveries to ensure that the Storage Account is zero on the Termination Date. Any gas remaining in the Storage Account as of the Termination Date shall be immediately forfeited to Union without further recourse, unless transferred to an additional service that Shipper has contracted for with Union.

### ARTICLE III - CHARGES AND RATES

3.01 Except as otherwise stated herein, the charges to be billed by Union and paid by Shipper for the Storage Services will be those specified in Schedule 2, plus applicable Taxes.

### ARTICLE IV - PRESSURES

4.01 All gas tendered by or on behalf of Shipper to Union shall be tendered at the Receipt Point(s) at Union's prevailing pressure at that Receipt Point, or at such pressure as per operating agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.02 All gas tendered by or on behalf of Union to Shipper shall be tendered at the Delivery Point(s) at Union's prevailing pressure at that Delivery Point or at such pressure as per agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.03 Under no circumstances shall Union be obligated to receive or deliver gas hereunder at pressures exceeding the maximum allowable operating pressures prescribed under any applicable governmental regulations; nor shall Union be required to make any physical deliveries or to accept any physical receipts which its existing facilities cannot accommodate.

### ARTICLE V - NOMINATIONS

5.01 Services provided hereunder shall be in accordance with the prescribed nominations procedure set out in Schedule "B" of Union's MPSS.

### ARTICLE VI - CONDITIONS PRECEDENT

6.01 Conditions Benefiting Union: The obligations of Union to provide Storage Services hereunder are subject to the following conditions precedent, which are for the sole benefit of Union and which may be waived or extended in whole or in part in the manner provided for in this Contract:

- (a) Union shall have received from Shipper the requisite financial assurances reasonably necessary to ensure Shipper's ability to honour the provisions of this Contract (the "**Initial Financial Assurances**"). The Initial Financial Assurances, if required, will be as

Contract No. LST080

determined solely by Union and will be up to a maximum of 12 times the Monthly Demand Charge (as such term is defined in Schedule 2); and

- (b) Shipper and Union shall have entered into an Interruptible HUB Service Contract (the “**Facilitating Agreement**”) with Union.

6.02 Union and Shipper shall each use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 6.01. Union shall notify Shipper forthwith in writing of the satisfaction or waiver of each condition precedent for Union’s benefit. If Union concludes that it will not be able to satisfy a condition precedent that is for its benefit by the Conditions Date as specified in Schedule 1, Union may, upon written notice to Shipper, terminate this Contract and upon the giving of such notice, this Contract shall be of no further force and effect and each of the parties shall be released from all further obligations hereunder; provided that any rights or remedies that a party may have for breaches of this Contract prior to such termination and any liability a party may have incurred before such termination shall not thereby be released.

## ARTICLE VII - MISCELLANEOUS PROVISIONS

7.01 Assignment: Shipper may not assign this Contract unless:

- (a) the written consent of Union is obtained, such consent not to be unreasonably delayed or withheld; and
- (b) any financial assurances as required by Union are provided to Union.

7.02 Notices: All communications provided for or permitted hereunder shall be in writing, personally delivered to an officer or other responsible employee of the addressee or sent by registered mail, charges prepaid, or by facsimile or other means of recorded electronic communication, charges prepaid, to the applicable address or to such other address as either party hereto may from time to time designate to the other in such manner, provided that no communication shall be sent by mail pending any threatened, or during any actual, postal strike or other disruption of the postal service. Shipper contact information, as provided to Union, shall be found on the secured portion of Union’s website (the secured portion of Union’s website is known as “*Unionline*”). Union’s contact information shall be displayed on the unsecured portion of Union’s website. Any communication personally delivered shall be deemed to have been validly and effectively received on the date of such delivery. Any communication so sent by facsimile or other means of electronic communication shall be deemed to have been validly and effectively received on the Business Day following the day on which it is sent. Any communication so sent by mail shall be deemed to have been validly and effectively received on the seventh Business Day following the day on which it is postmarked.

Notwithstanding the above, nominations shall be made by facsimile or other recorded electronic means, subject to execution of an agreement for use of *Unionline*, or such other agreement, satisfactory to Union, and will be deemed to be received on the same Day and same time as sent. Each party may from time to time change its address for the purpose of this Section by giving notice of such change to the other party in accordance with this Section.

7.03 Law of Contract: Union and Shipper agree that this Contract is made in the Province of Ontario and that, subject to Article X of Schedule “A” of the MPSS, the courts of the Province of Ontario shall

Contract No. LST080



have exclusive jurisdiction in all matters contained herein. The parties further agree this Contract shall be construed exclusively in accordance with the laws of the Province of Ontario.

7.04 Entire Contract: This Contract (including Schedule 1, Schedule 2, and Schedule 3), all applicable rate schedules and price schedules constitutes the entire agreement between the parties hereto pertaining to the subject matter hereof. This Contract supersedes any prior or contemporaneous agreements, understandings, negotiations or discussions, whether oral or written, of the parties in respect of the subject matter hereof.

7.05 Time of Essence: Time shall be of the essence hereof.

7.06 Counterparts: This Contract may be executed in any number of counterparts, each of which when so executed shall be deemed to be an original but all of which together shall constitute one and the same agreement. This Contract may be executed by facsimile or other electronic communication and this procedure shall be as effective as signing and delivering an original copy.

7.07 Severability: If any provision hereof is invalid or unenforceable in any jurisdiction, to the fullest extent permitted by law: (a) the other provisions hereof shall remain in full force and effect in such jurisdiction and shall be construed in order to carry out the intention of the parties as nearly as possible and (b) the invalidity or unenforceability of any provision hereof in any jurisdiction shall not affect the validity or enforceability of any provision in any other jurisdiction.

7.08 General Liability: The liability of the parties hereunder is limited to direct damages only and all other remedies or damages are waived. In no event shall either party be liable for consequential, incidental, punitive, or indirect damages, in tort, contract or otherwise.

*[signature page follows]*

**THIS CONTRACT SHALL BE BINDING UPON** and shall enure to the benefit of the parties hereto and their respective successors and permitted and lawful assigns.

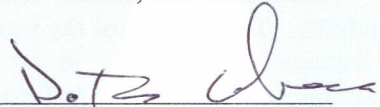
**IN WITNESS WHEREOF** this Contract has been properly executed by the parties hereto by their duly authorized officers as of the date first above written.

**UNION GAS LIMITED**

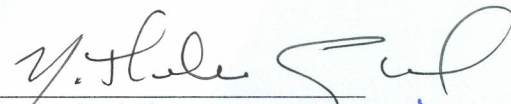
By:   
Authorized Signatory  
**Mark J. Isherwood**  
Vice-President, Business Development, Storage & Transmission

Date: March 30, 2015

**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.

By:   
Authorized Signatory **PATRICK CABANA,**  
**VICE-PRESIDENT, GAS SUPPLY,**  
**AND REGULATORY AFFAIRS - PROCUREMENT**

Date: March 23, 2015

By:   
Authorized Signatory **NATHALIE LONGVAL**  
**DIRECTOR, LEGAL AFFAIRS**

Date: March 24, 2015

 **GazMétro**  
VL  
Initiales  
540-00340  
No. Dossier

**Les annexes 1, 2 et 3 de ce contrat  
sont déposées sous pli confidentiel**



STORAGE CONTRACT dated as of the 26<sup>th</sup> day of February, 2015,

**UNION GAS LIMITED**, a company existing under the laws of the Province of Ontario,  
(hereinafter referred to as “**Union**”)

- and -

**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**, a limited partnership organized under the laws of the Province of Quebec, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.,  
(hereinafter referred to as “**Shipper**”)

**WHEREAS**, Union owns and operates a natural gas storage system in south-western Ontario, through which Union offers “**Storage Services**”, as defined in Article II herein;

**AND WHEREAS**, Shipper wishes to retain Union to provide such Storage Services, as set out herein, and Union has agreed, subject to the terms and conditions of this Contract, to provide the Storage Services requested;

**NOW THEREFORE**, this Contract witnesses that, in consideration of the mutual covenants and agreements herein contained and for other good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, the parties hereby agree as follows:

#### ARTICLE I - INTERPRETATION AND DEFINITIONS

1.01 Divisions, Headings and Index: The division of this Contract into Articles, Sections and Subsections, and the insertion of headings and any table of contents or index provided are for convenience of reference only, and shall not affect the construction or interpretation hereof.

1.02 Industry Usage: Words, phrases or expressions which are not defined herein and which, in the usage or custom of the business of the transportation, storage, and distribution or sale of natural gas have an accepted meaning shall have that meaning.

1.03 Extended Meaning: Unless the context otherwise requires, words importing the singular include the plural and vice versa, and words importing gender include all genders. The words “herein” and “hereunder” and words of similar import refer to the entirety of this Contract, including the Schedules incorporated into this Contract, and not only to the Section in which such use occurs.

1.04 Conflict: In the event of any conflict between the provisions of this Contract (including Schedule 1 and 2) and those of the MPSS, the provisions of this Contract shall prevail over the MPSS.

1.05 Currency: All reference to dollars in this Contract shall mean Canadian dollars unless otherwise indicated.

1.06 Schedules: Refers to the schedules attached hereto which are specifically included as part of this Contract, and include:

- Schedule 1 - Contract Parameters
- Schedule 2 - Pricing Provisions
- Schedule 3 – Enhanced Nomination Schedule

1.07 Measurements: Units set out in SI (metric) measurement are the governing units for the purpose of this Contract. Units set out in Imperial measurement in parentheses beside their SI (metric) equivalent are for reference only and in the event of a conflict between SI (metric) and Imperial measurement herein, SI (metric) shall prevail.

1.08 Price Schedules: “**Market Price Service Schedule**” or “**Union’s MPSS**” or “**MPSS**” shall mean Union’s Market Price Service Schedule, including the Market Price Service Schedule prices, Schedule “A” (General Terms and Conditions) and Schedule “B” (Nominations), or such other replacement schedule as last adopted by Union and posted to Union’s website with at least 30 days prior notice, and shall apply hereto, as amended from time to time, as if incorporated into this Contract.

## ARTICLE II - STORAGE SERVICES

2.01 Storage Services: Shipper agrees to the terms and conditions set out herein upon nomination to Union for the provision of the following services (collectively, the “**Storage Services**”):

- (a) Maximum Storage Balance, Late Season Balance, Early Season Balance, Maximum Daily Injection Demand, Maximum Daily Withdrawal Demand, Receipt Points and Delivery Points, F24-S Service, and Fuel Requirements shall be as set out in Schedule 1.
- (b) Gas Stored by Union:
  - i) Union agrees, on any Day to either receive a quantity of gas from Shipper at the Receipt Point and credit the Storage Account, or to deliver a quantity of gas to Shipper at the Delivery Point and debit the Storage Account, such quantity of gas as Shipper may nominate and Union has authorized for Storage Service;
  - ii) Under no circumstances shall Union be obligated to receive a quantity of gas in excess of the lesser of (1) the firm portion of the Maximum Daily Injection Demand; and (2) the firm portion of the Maximum Daily Injection Demand that would cause the Storage Account to exceed the Maximum Storage Balance. Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to accept receipt of greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion; and
  - iii) Union shall under no circumstances be obligated to deliver a quantity of gas in excess of the lesser of (1) the firm portion of the Maximum Daily Withdrawal Demand; and (2) the firm portion of the Maximum Daily Withdrawal Demand that would cause the Storage Account balance to be reduced below zero (0). Union agrees that it shall, upon the request of Shipper, use reasonable efforts to deliver greater daily quantities, on an interruptible basis, if present or possible future operating conditions permit in Union's sole discretion.

Contract No. LST081

2.02 Accounting for Storage Services: All quantities of gas handled by Union shall be accounted for on a daily basis.

2.03 Commingling: Union shall have the right to commingle the quantity of gas referenced herein with gas owned by Union or gas being stored and/or transported by Union for third parties.

2.04 Termination: The Storage Account shall be zero as of the Termination Date. It is Shipper's responsibility to schedule its deliveries to ensure that the Storage Account is zero on the Termination Date. Any gas remaining in the Storage Account as of the Termination Date shall be immediately forfeited to Union without further recourse, unless transferred to an additional service that Shipper has contracted for with Union.

### ARTICLE III - CHARGES AND RATES

3.01 Except as otherwise stated herein, the charges to be billed by Union and paid by Shipper for the Storage Services will be those specified in Schedule 2, plus applicable Taxes.

### ARTICLE IV - PRESSURES

4.01 All gas tendered by or on behalf of Shipper to Union shall be tendered at the Receipt Point(s) at Union's prevailing pressure at that Receipt Point, or at such pressure as per operating agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.02 All gas tendered by or on behalf of Union to Shipper shall be tendered at the Delivery Point(s) at Union's prevailing pressure at that Delivery Point or at such pressure as per agreements between Union and the applicable Interconnecting Pipeline as amended or restated from time to time.

4.03 Under no circumstances shall Union be obligated to receive or deliver gas hereunder at pressures exceeding the maximum allowable operating pressures prescribed under any applicable governmental regulations; nor shall Union be required to make any physical deliveries or to accept any physical receipts which its existing facilities cannot accommodate.

### ARTICLE V - NOMINATIONS

5.01 Services provided hereunder shall be in accordance with the prescribed nominations procedure set out in Schedule "B" of Union's MPSS.

### ARTICLE VI - CONDITIONS PRECEDENT

6.01 Conditions Benefiting Union: The obligations of Union to provide Storage Services hereunder are subject to the following conditions precedent, which are for the sole benefit of Union and which may be waived or extended in whole or in part in the manner provided for in this Contract:

- (a) Union shall have received from Shipper the requisite financial assurances reasonably necessary to ensure Shipper's ability to honour the provisions of this Contract (the "**Initial Financial Assurances**"). The Initial Financial Assurances, if required, will be as

determined solely by Union and will be up to a maximum of 12 times the Monthly Demand Charge (as such term is defined in Schedule 2); and

- (b) Shipper and Union shall have entered into an Interruptible HUB Service Contract (the “**Facilitating Agreement**”) with Union.

6.02 Union and Shipper shall each use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 6.01. Union shall notify Shipper forthwith in writing of the satisfaction or waiver of each condition precedent for Union’s benefit. If Union concludes that it will not be able to satisfy a condition precedent that is for its benefit by the Conditions Date as specified in Schedule 1, Union may, upon written notice to Shipper, terminate this Contract and upon the giving of such notice, this Contract shall be of no further force and effect and each of the parties shall be released from all further obligations hereunder; provided that any rights or remedies that a party may have for breaches of this Contract prior to such termination and any liability a party may have incurred before such termination shall not thereby be released.

#### ARTICLE VII - MISCELLANEOUS PROVISIONS

7.01 Assignment: Shipper may not assign this Contract unless:

- (a) the written consent of Union is obtained, such consent not to be unreasonably delayed or withheld; and
- (b) any financial assurances as required by Union are provided to Union.

7.02 Notices: All communications provided for or permitted hereunder shall be in writing, personally delivered to an officer or other responsible employee of the addressee or sent by registered mail, charges prepaid, or by facsimile or other means of recorded electronic communication, charges prepaid, to the applicable address or to such other address as either party hereto may from time to time designate to the other in such manner, provided that no communication shall be sent by mail pending any threatened, or during any actual, postal strike or other disruption of the postal service. Shipper contact information, as provided to Union, shall be found on the secured portion of Union’s website (the secured portion of Union’s website is known as “*Unionline*”). Union’s contact information shall be displayed on the unsecured portion of Union’s website. Any communication personally delivered shall be deemed to have been validly and effectively received on the date of such delivery. Any communication so sent by facsimile or other means of electronic communication shall be deemed to have been validly and effectively received on the Business Day following the day on which it is sent. Any communication so sent by mail shall be deemed to have been validly and effectively received on the seventh Business Day following the day on which it is postmarked.

Notwithstanding the above, nominations shall be made by facsimile or other recorded electronic means, subject to execution of an agreement for use of *Unionline*, or such other agreement, satisfactory to Union, and will be deemed to be received on the same Day and same time as sent. Each party may from time to time change its address for the purpose of this Section by giving notice of such change to the other party in accordance with this Section.

7.03 Law of Contract: Union and Shipper agree that this Contract is made in the Province of Ontario and that, subject to Article X of Schedule “A” of the MPSS, the courts of the Province of Ontario shall

Contract No. LST081



have exclusive jurisdiction in all matters contained herein. The parties further agree this Contract shall be construed exclusively in accordance with the laws of the Province of Ontario.

7.04 Entire Contract: This Contract (including Schedule 1, Schedule 2, and Schedule 3), all applicable rate schedules and price schedules constitutes the entire agreement between the parties hereto pertaining to the subject matter hereof. This Contract supersedes any prior or contemporaneous agreements, understandings, negotiations or discussions, whether oral or written, of the parties in respect of the subject matter hereof.

7.05 Time of Essence: Time shall be of the essence hereof.

7.06 Counterparts: This Contract may be executed in any number of counterparts, each of which when so executed shall be deemed to be an original but all of which together shall constitute one and the same agreement. This Contract may be executed by facsimile or other electronic communication and this procedure shall be as effective as signing and delivering an original copy.

7.07 Severability: If any provision hereof is invalid or unenforceable in any jurisdiction, to the fullest extent permitted by law: (a) the other provisions hereof shall remain in full force and effect in such jurisdiction and shall be construed in order to carry out the intention of the parties as nearly as possible and (b) the invalidity or unenforceability of any provision hereof in any jurisdiction shall not affect the validity or enforceability of any provision in any other jurisdiction.

7.08 General Liability: The liability of the parties hereunder is limited to direct damages only and all other remedies or damages are waived. In no event shall either party be liable for consequential, incidental, punitive, or indirect damages, in tort, contract or otherwise.

*[signature page follows]*



A Spectra Energy Company

**THIS CONTRACT SHALL BE BINDING UPON** and shall enure to the benefit of the parties hereto and their respective successors and permitted and lawful assigns.

**IN WITNESS WHEREOF** this Contract has been properly executed by the parties hereto by their duly authorized officers as of the date first above written.

**UNION GAS LIMITED**

By: [Signature]  
Authorized Signatory  
**Mark J. Isherwood**  
Vice-President, Business Development, Storage & Transmission

Date: March 30, 2015

**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**, acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.

By: [Signature]  
Authorized Signatory **PATRICIE CABANA**  
**VICE-PRESIDENT, GAS SUPPLY, PROCUREMENT AND REGULATORY AFFAIRS**

Date: March 23, 2015

By: [Signature]  
Authorized Signatory **MATHALIE LONGVAL**  
**DIRECTOR, LEGAL AFFAIRS**

Date: March 24, 2015

**GazMétro**  
VL  
Initiales  
540-00347  
No. Dossier

**Les annexes 1, 2 et 3 de ce contrat  
sont déposées sous pli confidentiel**



February 26, 2015

**Aggregated Storage Nomination Agreement (“Agreement”)**

Attention: Josee Duhaime

Union Gas Limited (“**Union**”) and Gaz Métro Limited Partnership, a limited partnership acting through its General Partner Gaz Métro Inc. (“**Shipper**”) have held discussions related to aggregating Shipper’s maximum storage balances and injection and withdrawal demands, pursuant to the Storage Agreements (defined below) into one maximum storage balance, one maximum daily injection demand and one maximum daily withdrawal demand, to be shown on *Unionline* in order to simplify the nominations process for Shipper.

In order to implement the intentions of the parties, Union and Shipper agree to the following:


1. Union shall provide Shipper, on *Unionline*, the sum of all Maximum Storage Balances, the sum of all Maximum Daily Injection Demands and the sum of all Maximum Daily Withdrawal Demands available to Shipper for nomination pursuant to:
  - a. LST065, LST068, LST080 and LST081;
  - b. any assignments to Shipper pursuant to another party’s storage agreements that both Shipper and Union have agreed will be available for this aggregation; and
  - c. any new storage agreements that Shipper enters into with Union, that both Shipper and Union have agreed will be available for this aggregation,(collectively, such agreements and assignments, the “**Storage Agreements**”).
2. The aggregation of all Maximum Storage Balances, Maximum Daily Injection Demands, and Maximum Daily Withdrawal Demands will be available to Shipper effective March 31, 2015 and will be displayed on *Unionline* under ASN003. Shipper shall continue to nominate Storage Services in accordance with the MPSS Nominations Schedule.
3. Shipper shall continue to be invoiced for demand charges under each Storage Agreement and all other charges incurred and payable under each Storage Agreement shall be aggregated.
4. Union or Shipper may terminate this Agreement at any time, for any reason, upon written notice to the other party, effective the last day of the next calendar month, but in no event shall such notice be effective if given less than five business days before the end of the calendar month.
5. Shipper shall pay [REDACTED] per month, plus applicable Taxes, for this aggregation.


This Agreement supersedes any prior agreements, understandings, negotiations, or discussions, whether oral or written, between the parties in respect of the subject matter hereof.

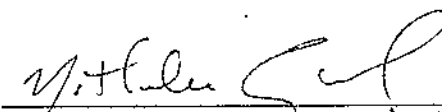
Please acknowledge your agreement to all of the above terms and conditions by signing and sending this Agreement to Union Gas Limited at fax: (519) 358-4694 or email [storage.transportation@uniongas.com](mailto:storage.transportation@uniongas.com), with a copy to [mhagerman@uniongas.com](mailto:mhagerman@uniongas.com) or mail to Union Gas Limited, 50 Keil Drive North, P.O. Box 2001, Chatham, ON, N7M 5M1, Attention: S&T Contracting.


**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP,**  
acting by its General Partner, Gaz Métro Inc.

**UNION GAS LIMITED**

By:   
Authorized Signatory **PATRICK CABANA,**  
**VICE-PRESIDENT, GAS SUPPLY**  
**PROCUREMENT AND REGULATORY AFFAIRS**  
Date: March 23, 2015

By:   
Authorized Signatory  
**Mark J. Isherwood**  
Vice-President, Business Development, Storage & Transportation  
Date: March 30, 2015

By:   
Authorized Signatory **NATHALIE LOMCHAL**  
**DIRECTOR, LEGAL AFFAIRS**  
Date: March 24, 2015

 **GazMétro**  
VL  
Initiales  
540-00344  
No Dossier