

**PLAN**  
**D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**HORIZON 2017-2020**

## 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>10</b>
<b>1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....</b>	<b>11</b>
1.1. Contexte récent : la baisse des prix mondiaux du pétrole.....	11
1.2. Marché gazier : les principaux fondamentaux.....	15
1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis .....	15
1.2.2. Contexte gazier au Canada.....	20
1.3. Carrefour d'échange de Dawn.....	24
1.4. Prix du gaz naturel .....	27
1.5. En résumé.....	34
<b>2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>35</b>
2.1. Hypothèses économiques .....	35
2.2. Hypothèses énergétiques.....	36
<b>3. SITUATION CONCURRENTIELLE .....</b>	<b>40</b>
3.1. Marché grandes entreprises.....	41
3.2. Marché résidentiel .....	43
3.3. Marché affaires .....	45
<b>4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2016) .....</b>	<b>45</b>
4.1. Livraisons 2015-2016 pour le marché grandes entreprises .....	46
4.2. Livraisons 2015-2016 pour le marché des petit et moyen débits .....	49
<b>5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2017-2020 .....</b>	<b>50</b>
5.1. Scénario de base 2017-2020 .....	51
5.1.1. Livraisons 2017-2020 pour le marché grandes entreprises .....	51
5.1.2. Livraisons 2017-2020 pour le marché des petit et moyen débits .....	55
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base).....	59

5.2.	Scénario favorable .....	60
5.3.	Scénario défavorable .....	62
5.4.	Comparaison des plans d’approvisionnement 2017-2020 et 2016-2019.....	65
<b>6.</b>	<b>ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....</b>	<b>66</b>
6.1.	Méthodologie du calcul des probabilités .....	66
6.2.	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2017 à 2020 .....	68
6.3.	Aperçu sur quatre ans .....	72
<b>7.</b>	<b>CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2017-2020 .....</b>	<b>72</b>
7.1.	Retour sur la Cause tarifaire 2016 et contexte général.....	73
7.2.	Transport.....	75
7.3.	Fourniture de gaz naturel .....	77
7.4.	Autres sources d’approvisionnement.....	78
7.5.	Équilibrage .....	78
7.6.	Conclusion .....	79
<b>8.</b>	<b>CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EXISTANTS .....</b>	<b>80</b>
8.1.	Fourniture de gaz naturel .....	80
8.1.1.	Clients au service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro .....	80
8.1.2.	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	84
8.2.	Transport.....	84
8.2.1.	Services de transport du distributeur .....	84
8.2.2.	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	85
8.2.3.	Gaz d’appoint .....	86
8.2.4.	Coûts de transport.....	86
8.3.	Équilibrage .....	87
8.3.1.	Coûts d’entreposage .....	87
<b>9.</b>	<b>PLANIFICATION D’APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>88</b>
9.1.	Planification pour l’année 2016-2017.....	88
9.1.1.	Établissement des outils du plan d’approvisionnement 2017 .....	88
9.1.2.	Demande et sources d’approvisionnement gazier .....	93

9.1.3.	Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité .....	94
9.1.4.	Coefficient d'utilisation FTLH.....	96
9.1.5.	Nombre maximum de jours d'interruption .....	96
9.2.	Plan d'approvisionnement 2017-2020 – scénarios de base, favorable et défavorable .....	96
9.2.1.	Fourniture de gaz naturel .....	96
9.2.2.	Transport.....	97
9.2.3.	Équilibrage .....	99
9.2.4.	Impact de la température.....	99
9.2.5.	Scénario favorable .....	100
9.2.6.	Scénario défavorable .....	101
9.3.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	101
<b>10.</b>	<b>REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS .....</b>	<b>102</b>
10.1.	Transactions opérationnelles.....	102
10.1.1.	Vente de transport <i>a priori</i> .....	102
10.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé .....	103
10.2.	Transactions financières.....	103
<b>CONCLUSION</b>	<b>.....</b>	<b>105</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>.....</b>	<b>106</b>

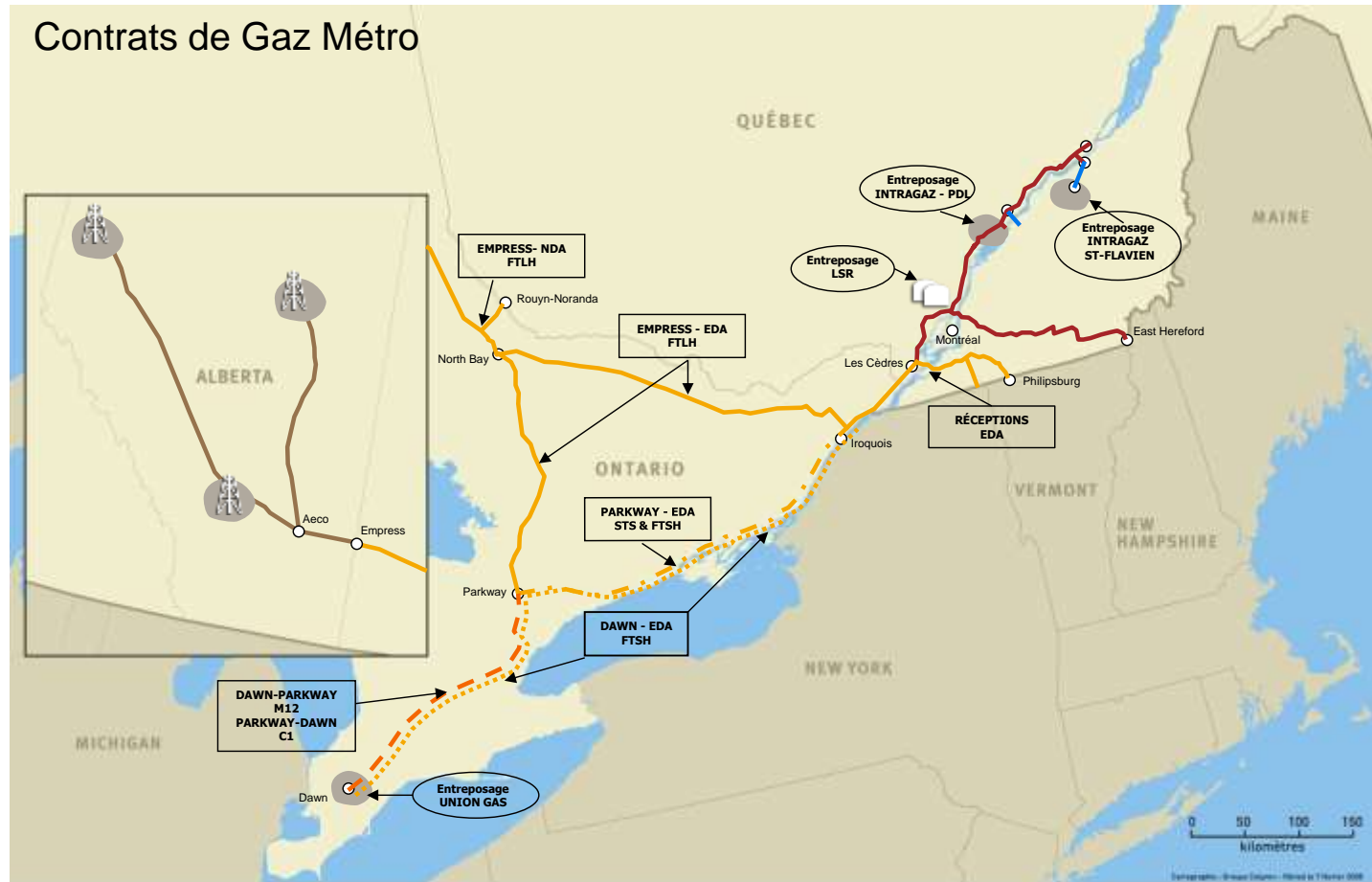
---

**LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

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

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

1 Carte 1



Légende

- Nova
- Union Gas
- TCPL
- SCGM
- TQM

## SOMMAIRE

1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Société en commandite  
2 Gaz Métro (« Gaz Métro »), la demande de la clientèle pour les années 2017 à 2020 se présente  
3 comme suit :

**Tableau 1**

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )			
	2017	2018	2019	2020
Grandes entreprises	2 991,0	3 275,9	3 259,4	3 262,2
Petit et moyen débits	2 710,5	2 723,7	2 736,0	2 741,8
<b>TOTAL</b>	<b>5 701,6</b>	<b>5 999,6</b>	<b>5 995,4</b>	<b>6 004,1</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. Une croissance de 5,31 % de la demande totale en gaz  
8 naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2017 et 2020. Gaz Métro anticipe une hausse  
9 des volumes qui s'explique à la fois par des ajouts de charge chez des clients existants, ainsi que  
10 par l'arrivée de nouveaux clients œuvrant principalement dans le secteur de la  
11 chimie/pétrochimie.

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

17 Sur l'horizon du plan 2017-2020, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
18 d'approvisionnement vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016, considérant que TCPL rendrait  
19 disponibles, à compter de cette date, les nouvelles capacités entre Parkway et GMIT prévues  
20 entrer en vigueur aux 1<sup>er</sup> novembre 2015 et 2016. De plus, elle a intégré les approvisionnements  
21 découlant des options alternatives soit : l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme  
22 outil de pointe à compter de l'année 2017, et l'impact potentiel de la refonte du service interruptible  
23 à compter de l'année 2018.



1 Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en excédent  
2 d'approvisionnement. Les capacités excédentaires projetées sont les suivantes :

**Tableau 2**

<b>Année</b>	<b>Capacités excédentaires</b> 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
2017	1 919
2018	1 620
2019	1 945
2020	2 006

3 Au moment de produire ce plan, Gaz Métro n'avait pas encore vendu de capacités excédentaires  
4 pour l'année 2017.

5 La majorité des contrats de transport a une durée de plus de six ans. Dans un tel contexte, les  
6 stratégies d'approvisionnement des prochaines années seront plus limitées.

## **INTRODUCTION**

1 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2017 à 2020, 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 2016 et celle établie lors de l'exercice  
13 budgétaire 4/8 2016 (4 mois réels/8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la  
14 présente cause.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l'année en cours, Gaz Métro  
16 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2017 à  
17 2020.

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 2017-2020 sera présenté, considérant les diverses informations  
22 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2017  
23 seront également détaillées.

24 Gaz Métro présente à l'annexe 5 du présent document les sujets d'analyse en suivi de la Cause  
25 tarifaire 2016 identifiés par la Régie dans la décision D-2015-181 (paragr. 243 et 245) relatifs à  
26 la méthode d'établissement de la demande continue en journée de pointe.

27 L'annexe 15 présente le « Precedent Agreement » convenu avec TCPL à la suite de l'appel  
28 d'offres « New Capacity Open Season » (NCOS) 2018, en suivi de la décision D-2016-007.

1 Considérant le fait que le client GM GNL est un client régulier de la DaQ, le document « Ventes  
2 de gaz naturel liquéfié au client GM GNL et impact sur le plan d’approvisionnement » n’est plus  
3 présenté distinctement. Les informations relatives à l’impact sur le plan d’approvisionnement ont  
4 toutefois été intégrées au présent document.

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

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

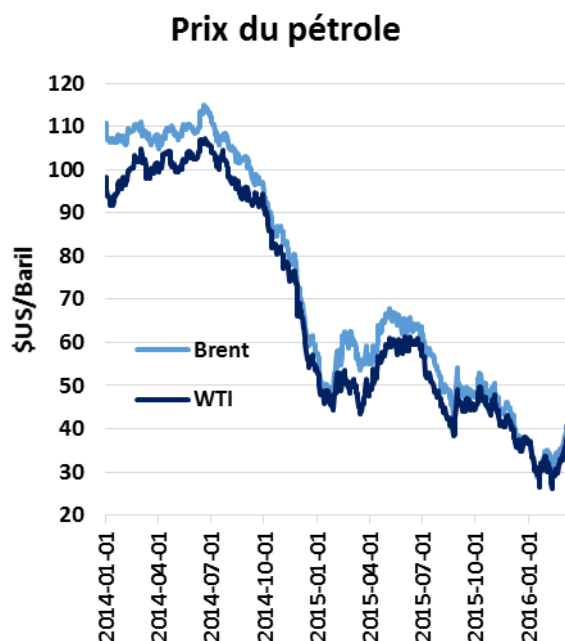
- 7 • La faiblesse des prix du pétrole reste au cœur de l’actualité énergétique;
- 8 • Les prix du gaz naturel sur l’ensemble du continent sont à leur niveau le plus bas depuis  
9 1998;
- 10 • Les développements des champs gaziers de Marcellus et d’Utica se poursuivent de même  
11 que le développement des infrastructures associées à ces bassins; et
- 12 • Gaz Métro est à quelques mois d’amorcer une autre phase du déplacement de ses  
13 approvisionnements vers Dawn.

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

14 La dégringolade des prix du pétrole est sans contredit l’évènement le plus marquant de  
15 l’actualité énergétique. Depuis l’été 2014, le baril de pétrole a perdu plus de 70 % de sa valeur.  
16 Deux facteurs ont déclenché cette baisse de prix. D’abord, le ralentissement de la croissance  
17 mondiale en lien avec le fléchissement de la croissance économique de la Chine et la  
18 faiblesse persistante de l’économie en Europe et au Japon. Mais surtout, la forte croissance  
19 de la production des pays hors de l’Organisation des pays producteurs de pétrole  
20 (« l’OPEP »), reposant essentiellement sur la montée rapide de la production de pétrole de  
21 shale aux États-Unis.

22 La croissance de la production mondiale a été plus forte que la croissance de la demande  
23 créant ainsi un surplus de pétrole sur le marché international et fragilisant les parts de marché  
24 de l’OPEP.

Graphique 1



1 Rappelons que l'OPEP, avec l'Arabie Saoudite en tête, a décidé en novembre 2014 de ne  
2 pas abaisser ses quotas de production comme elle le fait habituellement pour soutenir le prix.  
3 L'OPEP a plutôt choisi de protéger ses parts de marché en laissant tomber le prix à un niveau  
4 qui éliminerait, à terme, une partie de ses compétiteurs dont les coûts de production sont les  
5 plus élevés. Il s'agit notamment du pétrole de shale des États-Unis, mais aussi du pétrole des  
6 sables bitumineux canadiens dont les coûts de production se situent au plus haut niveau sur  
7 la courbe d'offre mondiale de pétrole.

8 Au début de l'année 2016, les prix du pétrole ont connu une autre baisse importante lorsque  
9 des sanctions économiques touchant les exportations de pétrole de l'Iran ont été retirées.  
10 L'Iran a donc pu réintégrer le marché mondial du pétrole. Ceci retarde évidemment le retour  
11 de l'équilibre sur le marché de l'or noir.

12 Combien de temps le marché du pétrole affichera-t-il des prix aussi bas ? Cela est certes  
13 difficile à prévoir. Jusqu'à présent, les surplus sont toujours présents sur le marché, et ce,  
14 même si la demande a fortement réagi à la baisse de prix.

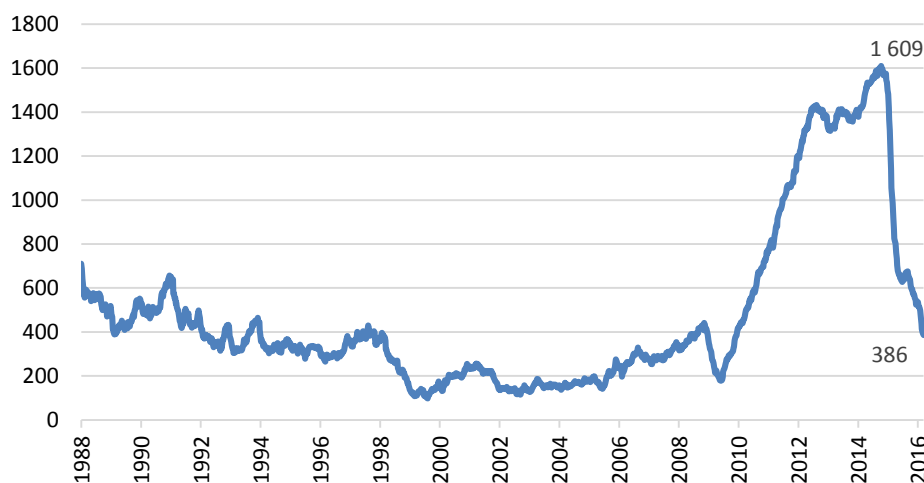
15 Côté production, les pays visés par la stratégie de l'OPEP ont démontré beaucoup de  
16 résilience face à la baisse des prix.

1 Dans un premier temps, la réaction de certains producteurs a été d'augmenter leur production  
2 même si les prix sont bas. Il s'agit là de compenser la baisse de prix par une augmentation  
3 du volume, question de maintenir leur trésorerie. Les producteurs de pétrole ont par ailleurs  
4 réussi à abaisser considérablement leurs coûts de production. Par exemple, selon une étude  
5 réalisée par la firme PIRA, le coût de développement de pétrole de shale aurait baissé de  
6 25 % en 2015 par rapport à 2014. La production de pétrole aux États-Unis était de  
7 8,7 M barils/jour en juin 2014, elle a atteint un sommet à 9,7 M barils/jour en avril 2015.

8 Par contre, la chute des prix du pétrole a incité plusieurs entreprises à abaisser leurs  
9 investissements liés au développement des ressources pétrolières. La baisse de l'activité de  
10 forage témoigne ainsi de la réaction des producteurs face à la chute de prix. Au moment  
11 d'écrire ces lignes, les forages pétroliers aux États-Unis avaient baissé de 76 % par rapport  
12 au pic du mois d'août 2014.

## Graphique 2

Historique des forages pétroliers aux États-Unis

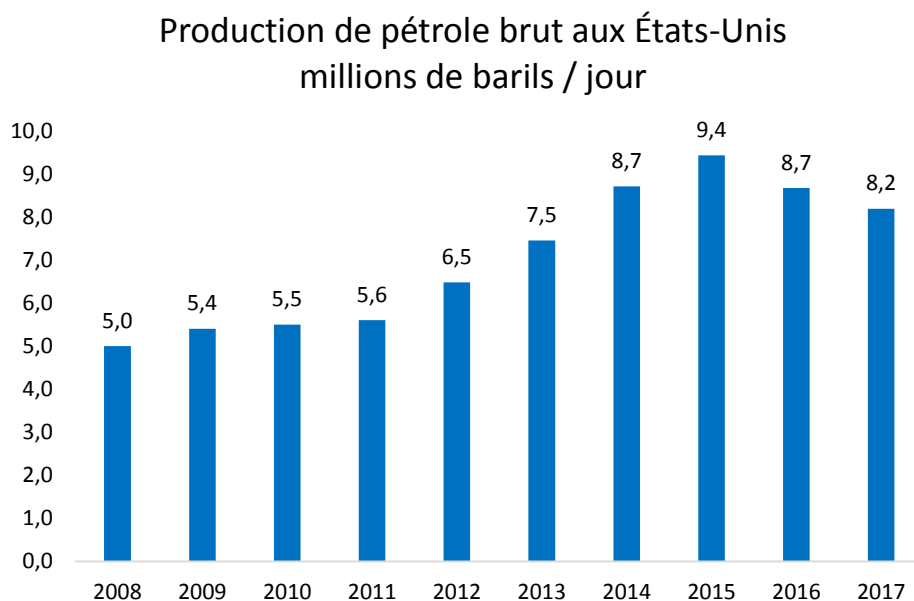


Source: Baker Hughes – site internet

13 Cette baisse d'activité a finalement eu raison de la croissance de la production américaine de  
14 pétrole. La production s'est mise à décliner durant le deuxième semestre de 2015 et cette  
15 baisse devrait se poursuivre au cours des deux prochaines années.

1 Le graphique 3 présente les prévisions de production de pétrole brut aux États-Unis selon  
2 l'agence Energy Information Administration (« EIA »)<sup>1</sup>:

### Graphique 3



Source : EIA

### 3 Qu'en est-il de la production canadienne de pétrole ?

4 La production de pétrole des sables bitumineux canadiens est parmi les plus coûteuses au  
5 monde. Selon les dernières évaluations, le coût de développement se situe maintenant autour  
6 de 80 \$ le baril. Malgré la chute des prix de l'or noir, la production de pétrole canadien  
7 continuera néanmoins de croître au moins jusqu'en 2017. Cette croissance est associée à  
8 des projets qui étaient en construction avant 2014. Selon l'EIA « *February Short Term Energy*  
9 *Outlook* », la production pétrolière canadienne qui totalisait 4,5 M barils/jour en 2015, passera  
10 à 4,6 M barils/jour en 2016 et à 4,8 M barils/jour en 2017.

11 Il est vrai qu'au niveau actuel des prix, de nombreux projets de sables bitumineux fonctionnent  
12 à perte. Ces projets étant conçus pour être en service sur une période de trente à quarante  
13 ans, ils peuvent supporter une certaine volatilité dans les prix. Qui plus est, les producteurs  
14 hésiteront à fermer des installations en période de bas prix puisque les coûts d'arrêt peuvent

<sup>1</sup> U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook – mars 2016.

1 être extrêmement onéreux et peuvent dépasser les pertes d'exploitation de plus ou moins  
2 courte durée.

3 À plus long terme, la baisse des prix du pétrole aura certainement pour effet de ralentir le  
4 rythme prévu de la mise en valeur du pétrole des sables bitumineux. La faiblesse des prix du  
5 pétrole a eu une incidence marquée sur le développement de nouveaux projets. Des  
6 investissements ont été annulés ou reportés à plus tard.

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

7 La dernière décennie a été marquée par d'énormes changements dans les techniques de  
8 production de gaz naturel en Amérique du Nord. Avec l'intégration des forages horizontaux et  
9 des techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain du gaz naturel  
10 s'illustre par une augmentation continue de sa production. L'augmentation de la production  
11 de gaz naturel n'a connu aucun raté depuis 2007, et ce, malgré des prix très bas et une  
12 diminution importante des forages. La croissance de la productivité explique cette  
13 impressionnante performance.

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

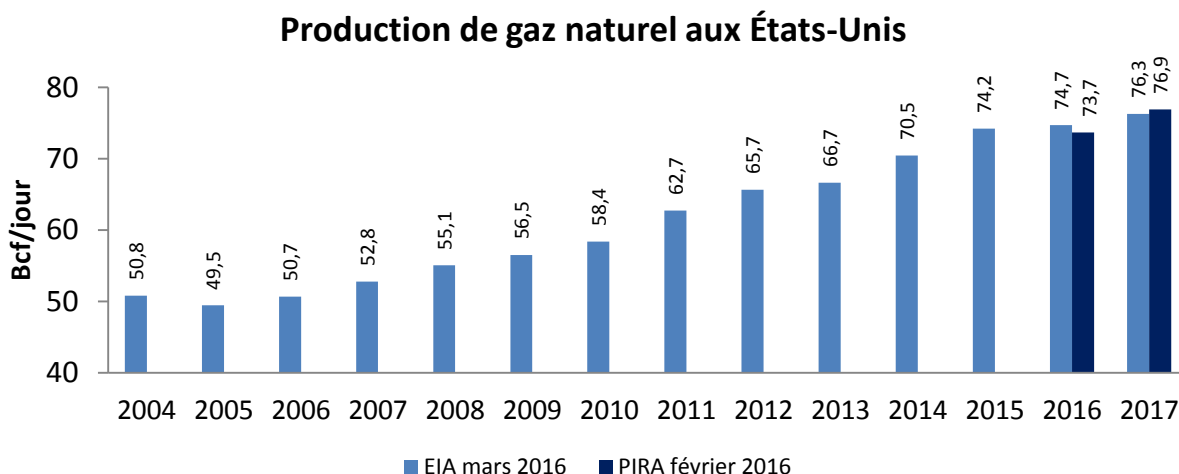
14 La production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 45 % entre janvier 2007 et  
15 décembre 2015<sup>2</sup>. Les volumes ont connu encore une forte croissance en 2015 malgré les  
16 prix extrêmement bas. En 2015, la production de gaz de shale représentait 57 % de la  
17 production globale de gaz naturel aux États-Unis. La firme PIRA estime que cette portion  
18 passera à 60 % en 2016<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Energy Information Administration, site Internet.

<sup>3</sup> PIRA's North American Gas Forecast Monthly ( 24 février 2016).

Graphique 4



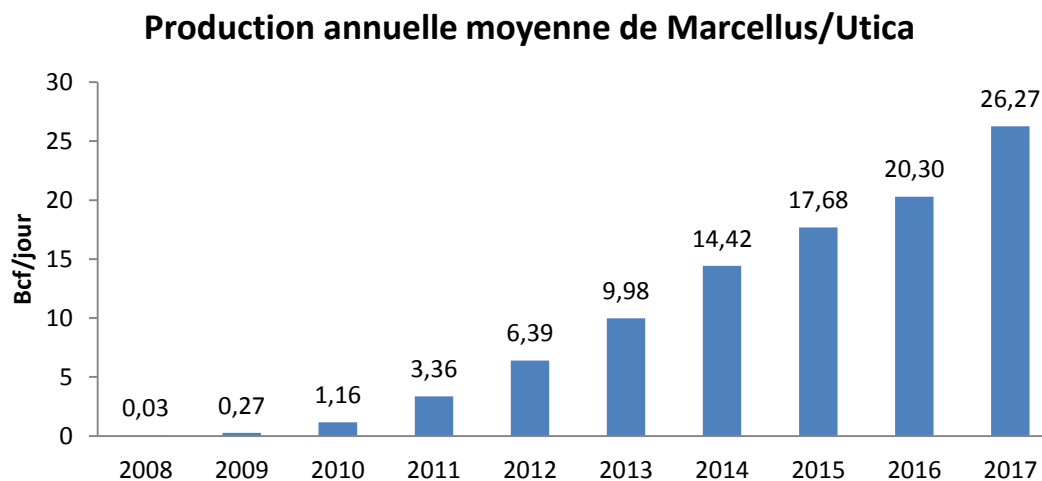
Source : Energy Information Administration et PIRA

1 Depuis quelques années, la croissance soutenue de la production américaine de gaz  
2 naturel est principalement le fruit des bassins du nord-est des États-Unis. La production  
3 des bassins de gaz de shale dans les Appalaches continue de dépasser les attentes. En  
4 février 2016<sup>4</sup>, la production de Marcellus/Utica était de 19,6 Bcf/jour ce qui constitue une  
5 augmentation de 2,5 Bcf/jour depuis un an. Marcellus est le plus grand bassin de gaz de  
6 shale en Amérique. PIRA estime que la production globale d'Utica et de Marcellus  
7 s'élèvera à 20,3 Bcf/jour en 2016 et à 26,3 Bcf/jour en 2017. En 2017, la production de  
8 ces deux bassins représentera près de 34 % de la production globale de gaz naturel aux  
9 États-Unis.

<sup>4</sup> PIRA's North American Gas Forecast Monthly (24 février 2016).



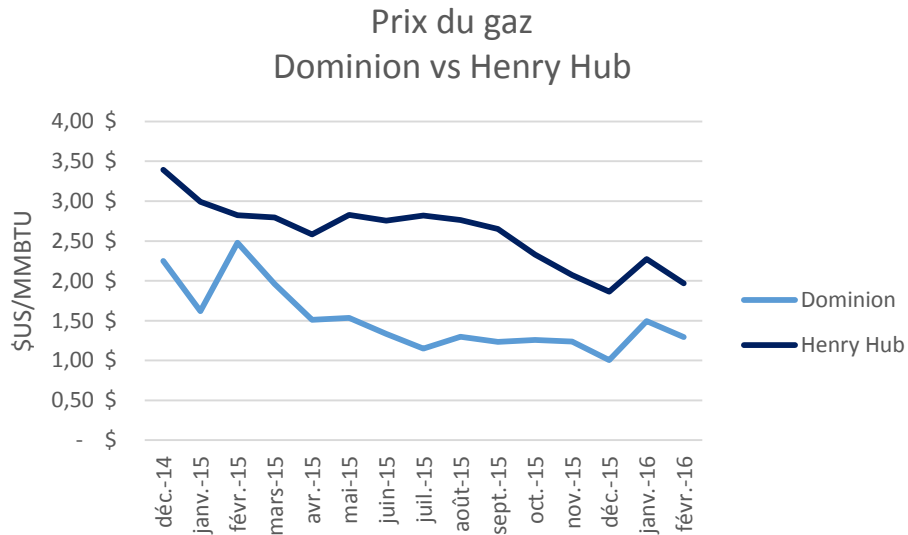
Graphique 5



Source : PIRA, février 2016

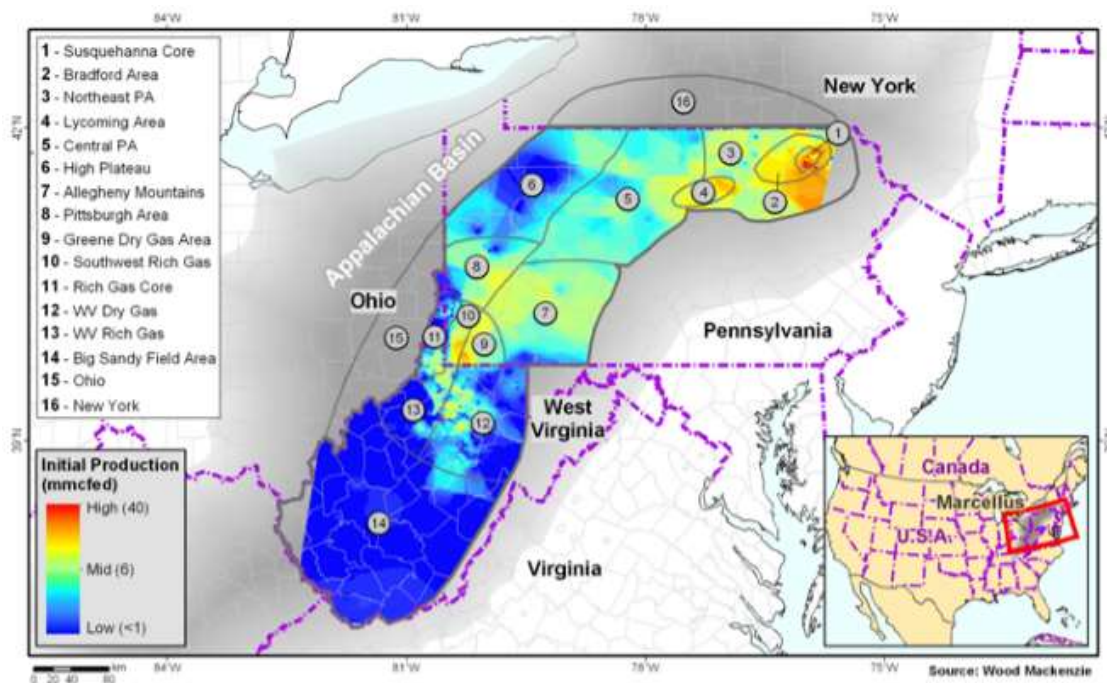
1 En 2015, la capacité pipelinière desservant les bassins de Marcellus et d'Utica a  
2 augmenté de 5,4 Bcf/jour. Malgré cette augmentation, la production de cette région est  
3 toujours contrainte par le manque de capacité pipelinière pour acheminer le gaz vers les  
4 marchés de consommation. C'est pour cette raison que les prix du gaz au cœur du bassin  
5 de Marcellus (« Dominion ») sont fortement déprimés comparativement à Henry Hub. La  
6 comparaison des prix à Dominion avec les prix observés dans les marchés limitrophes en  
7 hiver rend cette situation encore plus évidente. Il est à noter qu'au cours de l'hiver 2015-  
8 2016, la différence entre les prix de Dominion et ces autres marchés étaient moins  
9 évidente. Cela s'explique notamment par les températures chaudes observées cette  
10 année.

Graphique 6



1 Les champs gaziers les plus engorgés en raison du manque de capacités de transport  
2 sont ceux du nord de la Pennsylvanie. C'est dans cette région que les puits gaziers offrent  
3 la plus grande productivité (voir Carte 2). En 2015, une capacité de 0,9 Bcf/jour a été  
4 ajoutée pour désengorger cette région. Une capacité additionnelle de 5,75 Bcf/jour est  
5 prévue entre 2016 et 2019.

Carte 2 : Champs gaziers des Appalaches

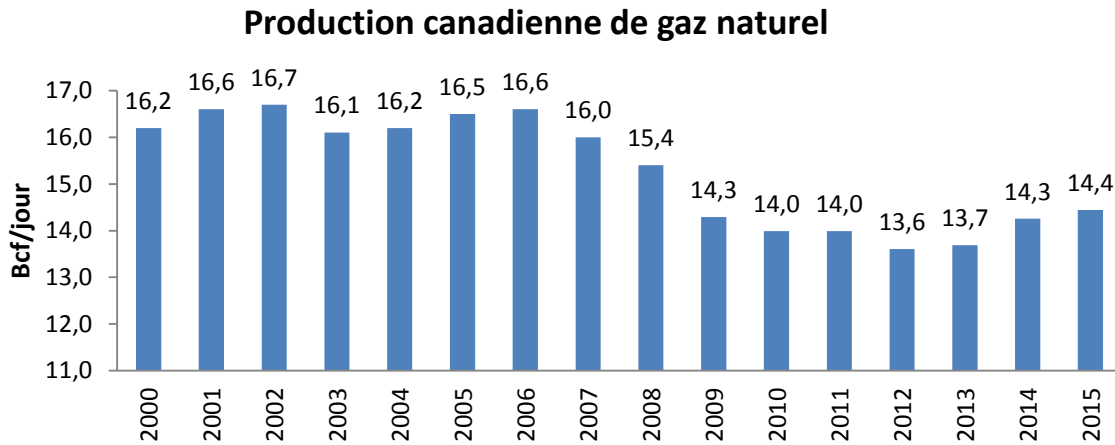


1 Quant à la région du sud-ouest de Marcellus et d'Utica, une capacité pipelinière de  
2 4,5 Bcf/jour a été ajoutée en 2015. Wood Mackenzie prévoit l'ajout de 20 Bcf/jour de  
3 capacité pipelinière sur la période 2016 à 2019. Cela porte à 31 Bcf/jour l'augmentation  
4 globale de capacité de transport pour acheminer le gaz des Appalaches vers les différents  
5 marchés. Les marchés visés étant le nord-est et le sud-est des États-Unis, le golfe du  
6 Mexique, le Mid-Ouest américain et l'est du Canada. Ainsi, en plus de dégager les bassins  
7 de production, cette capacité permettra notamment d'enlever les contraintes  
8 d'approvisionnement des marchés de consommation du nord-est des États-Unis. Elle  
9 contribuera aussi à l'augmentation de la liquidité du carrefour de Dawn. En effet, une  
10 capacité de 2,5 Bcf/jour permettra au gaz de Marcellus et d'Utica de remonter vers l'est  
11 du Canada. Cette capacité provient des projets suivants : Niagara Expansion (réalisé en  
12 nov. 2015), Northern Access 2016 (nov. 2016), South to North (nov. 2017), ET Rover  
13 (juin 2017) et NEXUS (novembre 2017). Le détail de ces projets est présenté à la  
14 section 1.3 du présent document.

### 1.2.2. Contexte gazier au Canada

1 La production de gaz naturel au Canada qui était continuellement en déclin depuis 2006  
2 est en légère croissance depuis 2012.

#### Graphique 7



Source : Statistique Canada

3 Les techniques de forage dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada (« BSOC »)  
4 ont énormément changé depuis quelques années, emboîtant le pas à l'industrie  
5 américaine. L'activité de forage se concentre actuellement dans la formation de Montney  
6 qui accapare près du deux tiers des forages du BSOC. Selon l'Office national de l'énergie<sup>5</sup>,  
7 la formation Montney produit actuellement 25 % de la production totale du bassin  
8 sédimentaire de l'ouest du Canada. Cette part s'établissait à 6 % en 2010. D'autres zones  
9 gazières, telles que Horn River dans le nord de la Colombie-Britannique et le bassin de  
10 Liard, sont très prometteuses en termes de productivité des puits. Mais celles-ci sont  
11 éloignées du réseau de transport existant et devront bénéficier de conditions économiques  
12 et commerciales avantageuses pour pouvoir se développer.

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

<sup>5</sup> Office national de l'énergie, Dynamique du marché de l'énergie au Canada, février 2016.

Carte 3



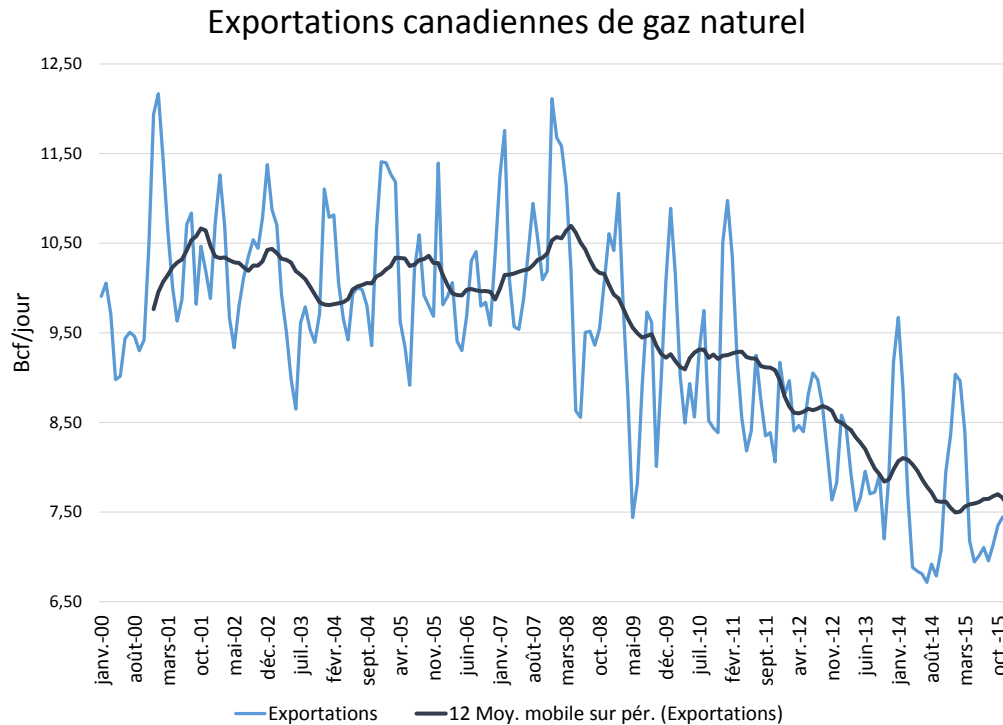
Source : Wood Mackenzie

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.

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

Graphique 8



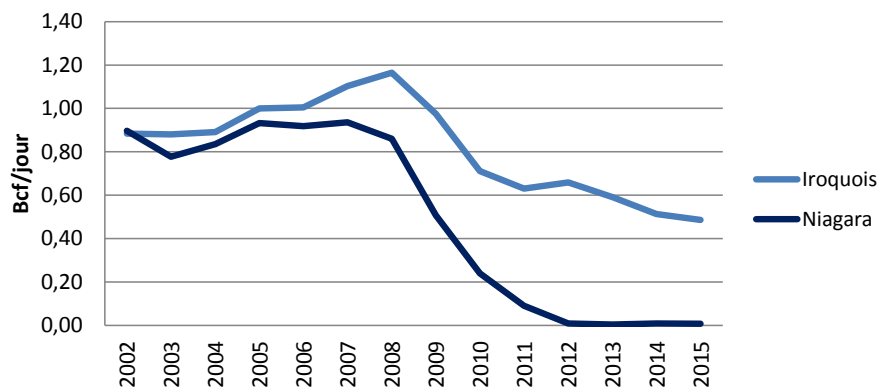
Source : Statistique Canada

1 En 2015, la production canadienne était de 14,4 Bcf/jour et la demande intérieure était de  
 2 8,6 Bcf/jour ce qui se traduit par une exportation nette de 5,8 Bcf/jour. Les exportations  
 3 canadiennes de gaz naturel par pipeline en 2015 s'élevaient à 7,6 Bcf/jour<sup>6</sup>. L'équilibre du  
 4 bilan gazier canadien s'est donc réalisé par des importations de 1,8 Bcf/jour. Le bilan  
 5 gazier s'équilibre dans l'est du pays, par le jeu de la baisse des exportations sur les  
 6 pipelines qui desservent l'est des États-Unis (notamment Iroquois et Niagara) et de la  
 7 hausse des importations en Ontario.

<sup>6</sup> Statistique Canada – Tableau 129-004.

Graphique 9

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



Source : Office national de l'énergie

#### Projets d'exportation de GNL

La production de gaz au Canada peine à augmenter depuis 2006 pour des raisons de compétitivité. Le développement des ressources canadiennes repose maintenant sur la conquête de nouveaux marchés qui offriraient un contexte de prix plus intéressant. C'est le cas, notamment des marchés d'outre-mer pour le gaz naturel liquéfié (GNL). Plusieurs sont d'avis que la croissance de la production gazière au Canada devra passer nécessairement par les exportations sur le marché international. Ils sont encouragés dans cette voie par l'ONÉ qui, à ce jour, a approuvé des licences d'exportation de GNL totalisant une capacité d'exportation de plus de 50 Bcf/jour. Ces projets sont, pour la plupart, situés sur la Côte Ouest du Canada, mais six licences ont été accordées à des projets situés au Québec et dans les Maritimes.

Au moment d'écrire ces lignes, aucun de ces projets n'avait atteint la phase de construction. Ces projets ont été fragilisés par la chute des prix du pétrole qui a entraîné le prix du gaz naturel liquéfié dans son sillage. En effet, les prix du GNL ont connu une forte baisse en 2015. Sur les marchés asiatiques, il n'était pas rare que celui-ci dépasse les 15 \$US/MMBtu avant 2014. En 2015, la moyenne a été de 7,45 \$US/MMBtu. En février 2016, le prix spot du GNL au Japon se situait autour de 4 \$US/MMBtu.

### **1.3. Carrefour d'échange de Dawn**

1 Le carrefour de Dawn est actuellement relié à une dizaine de gazoducs provenant des  
2 États-Unis et du Canada qui lui donnent accès aux grands bassins d'approvisionnement en  
3 Amérique, soit le BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-continent », le golfe du  
4 Mexique et Marcellus. En novembre 2012, Dawn a été raccordé physiquement au bassin de  
5 Marcellus. TCPL a modifié son système afin d'inverser le flux gazier et de transporter du gaz  
6 à partir de Niagara jusqu'à Kirkwall dans le sud de l'Ontario. Il s'agissait d'une première étape  
7 vers l'accès de l'est du Canada au gaz de Marcellus. En novembre 2015, cette capacité a  
8 augmenté de 0,158 Bcf/jour avec la mise en service du Northern Access 2015/Niagara  
9 Expansion Project. La capacité d'importation via Niagara est actuellement de 0,6 Bcf/jour et  
10 celle à Chippawa est de 0,12 Bcf/jour.

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

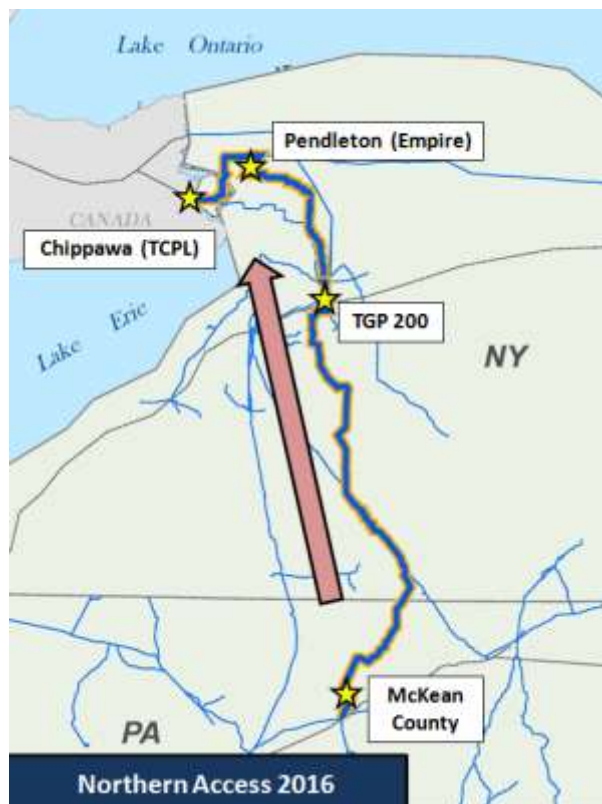
14 1. **Northern Access 2016** est un projet de National Fuel Gas Supply qui vise à ajouter  
15 une capacité sud-nord de 0,5 Bcf/jour entre la région productrice de McKean County  
16 en Pennsylvanie jusqu'à Chippawa.

---

<sup>7</sup> Wood Mackenzie, Northeast pipeline build: market implications – February 2015.



Carte 4



Source : National Fuel, site internet

- 1
  - 2
  - 3
  - 4
  - 5
  - 6
  - 7
  - 8
2. **South to North** est un projet d'Iroquois Gas Transmission System qui a pour but d'inverser le flux gazier du sud vers le nord sur le pipeline Iroquois qui permettra de livrer à Waddington du gaz de Marcellus. Ce projet d'une capacité pouvant aller jusqu'à 0,65 Bcf/jour est prévu être en service en novembre 2017.
- South to North** est associé notamment au projet **Constitution** qui vise à transporter du gaz du nord de la Pennsylvanie jusqu'à Wright à l'intersection des pipelines de Tennessee et d'Iroquois. Sa mise en service qui était prévue pour la fin de l'année 2016 a été récemment reportée au second semestre de 2017.

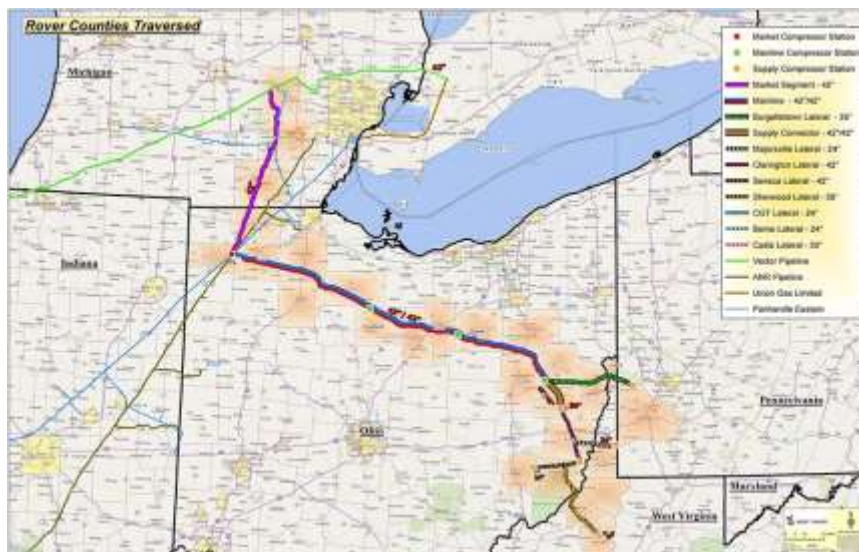
Carte 5



Source : Iroquois Gas Transmission System, Site internet

- 1
  - 2
  - 3
3. **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. La mise en service est prévue pour juin 2017.

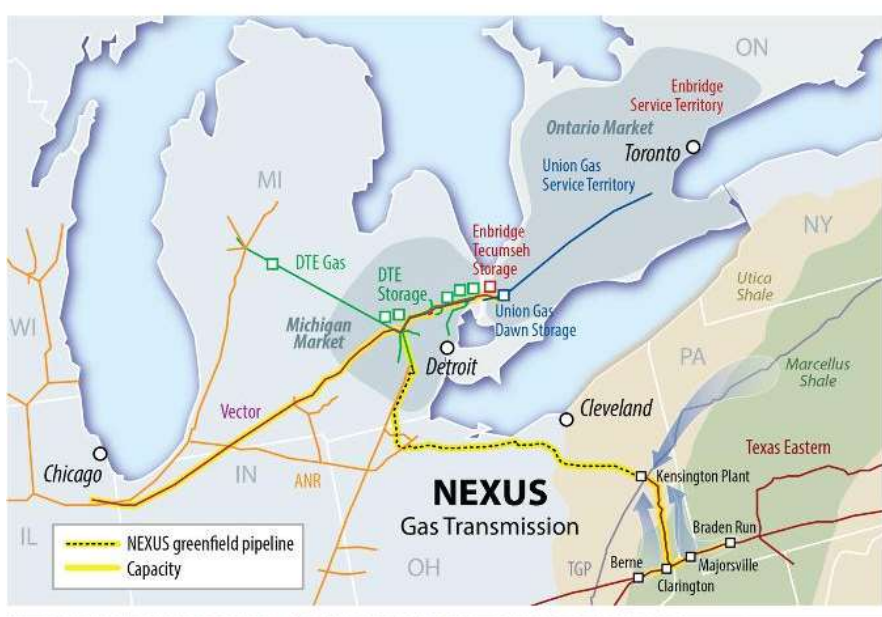
Carte 6



Source : Energy Transfer : Site internet

4. **NEXUS** est un projet de transport pipelinier de Spectra Energy et DTE Energy d'une capacité de 1,5 Bcf/jour à partir des champs de Marcellus et d'Utica. Ce projet vise à desservir les marchés du Mid-Ouest américain et de l'est du Canada, à Dawn, par Vector. La mise en service de ce projet est prévue pour novembre 2017.

**Carte 7**



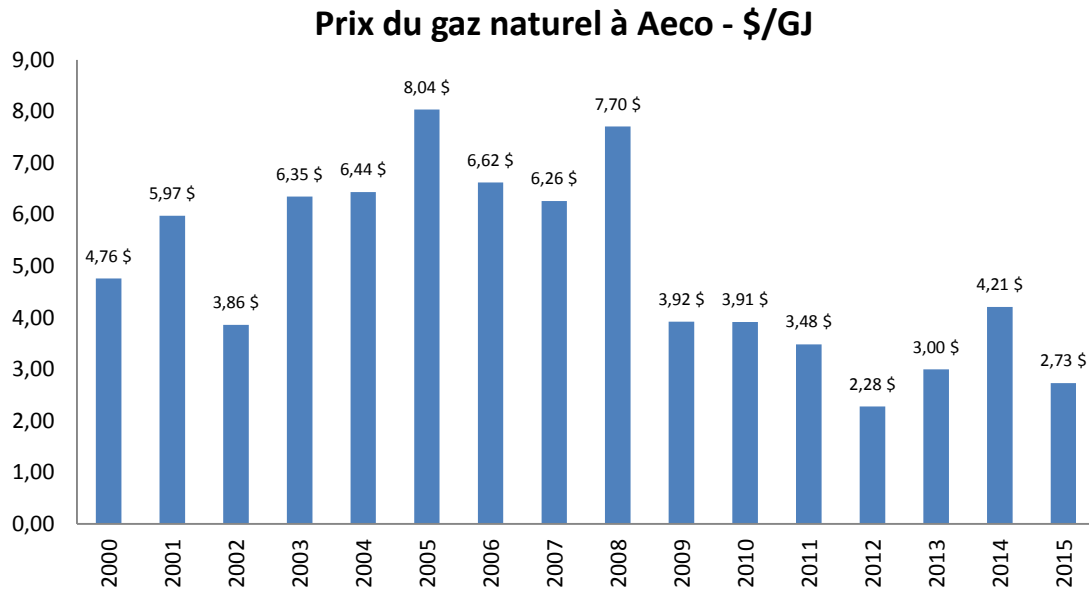
Source : Spectra Energy, Site internet

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

#### **1.4. Prix du gaz naturel**

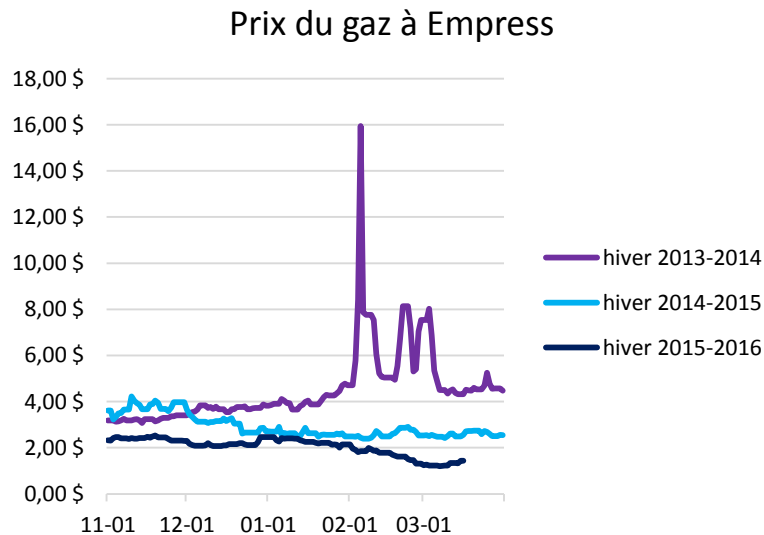
- 4 Durant la période de 2003 à 2008, les prix moyens du gaz à AECO étaient de 6,90 \$/GJ avec  
5 des pointes qui allaient au-delà de 10 \$/GJ. Depuis 2009, les prix se situent en moyenne à  
6 3,30 \$/GJ. L'augmentation de la production de gaz de shale aux États-Unis a eu pour effet de  
7 rendre les prix du gaz très compétitifs par rapport à d'autres sources d'énergie.

Graphique 10

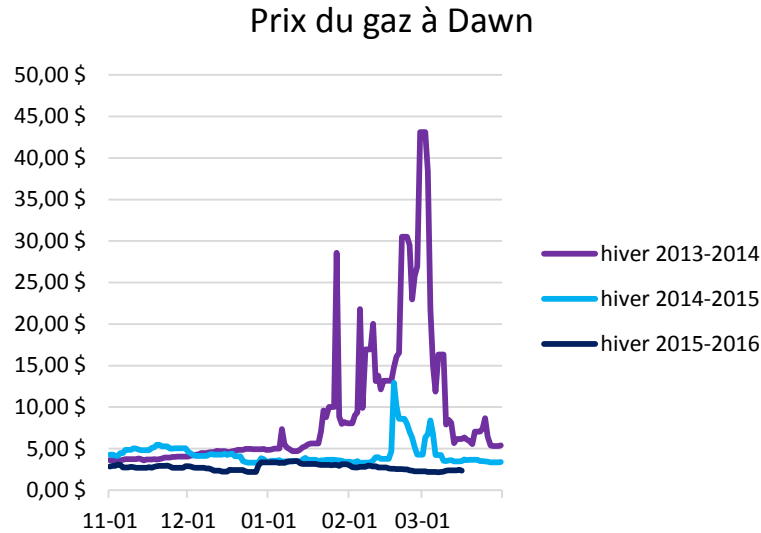


1 En ce qui concerne la météo, l'hiver 2015-2016 a été fort différent des deux derniers qui avaient  
2 été extrêmement froids. Cette année, les températures ont été beaucoup plus chaudes que la  
3 normale, car le continent a été frappé par un *El Niño* très intense. Cela a eu une incidence à la  
4 baisse sur les prix du gaz naturel. Les graphiques 11 et 12 comparent les prix à Empress et à  
5 Dawn au cours des 3 derniers hivers.

Graphique 11

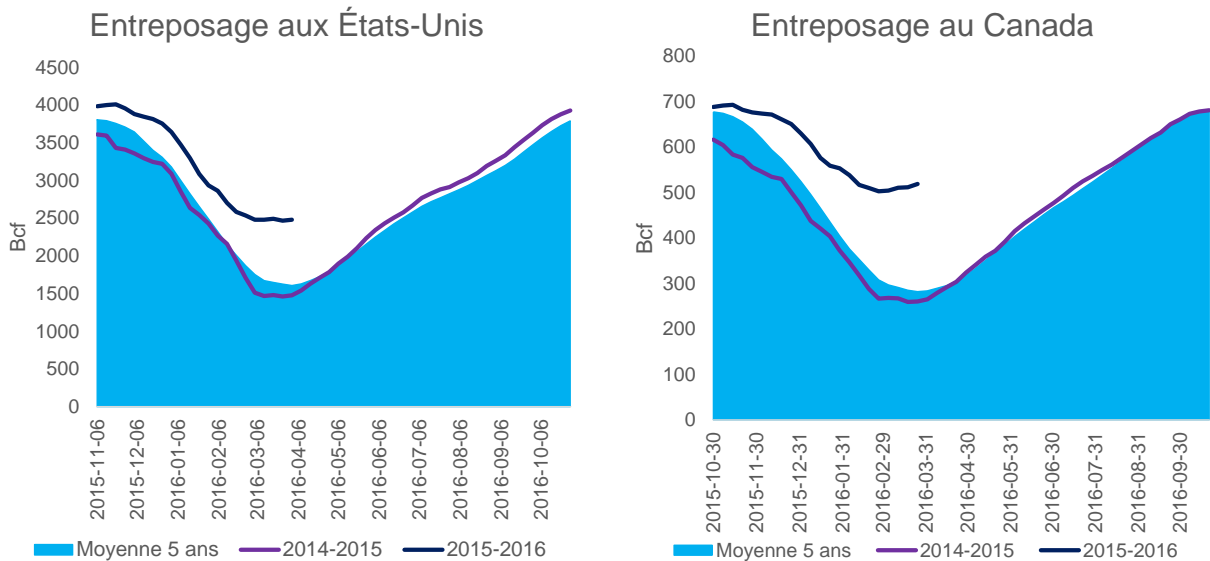


Graphique 12



1 L'hiver 2016 laissera d'énormes surplus dans les sites d'entreposage nord-américains. Au  
 2 1<sup>er</sup> avril, les niveaux de stocks s'élevaient à 519 Bcf au Canada, ce qui représente 238 Bcf de  
 3 surplus par rapport à la moyenne des cinq dernières années. Quant au niveau d'entreposage  
 4 aux États-Unis, le surplus par rapport à la normale des cinq dernières années représente  
 5 874 Bcf.

Graphique 13

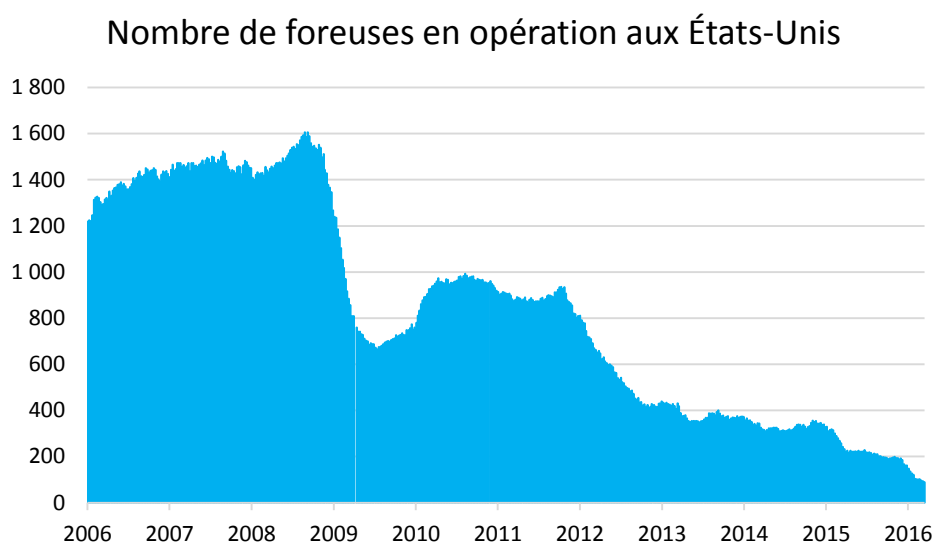


1 **Quelles sont maintenant les attentes en matière de prix du gaz naturel à court et à**  
2 **moyen termes?**

3 Depuis juin 2014, le prix du gaz naturel a baissé de 62 %. La moyenne hivernale des prix du  
4 gaz à Empress a été de 2,34 \$/GJ de novembre à mars, soit, son plus bas niveau depuis  
5 1998.

6 Côté production, cela fait maintenant plusieurs années que l'activité de forage est en déclin.  
7 Au moment d'écrire ces lignes, il y avait 89 foreuses en opération aux États-Unis. En  
8 septembre 2008, on en comptait au-delà de 1 600.

#### **Graphique 14**

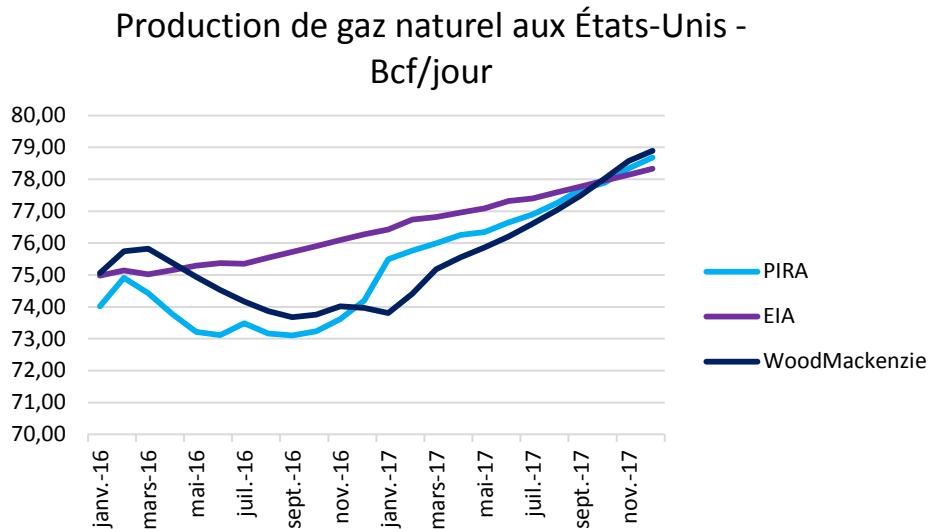


9 Bien sûr, la technologie a énormément évolué, et cela en très peu de temps. La croissance  
10 de la productivité fait en sorte qu'il est possible de récupérer plus de gaz avec moins d'effort  
11 et que les coûts de production sont toujours en baisse. Mais selon les firmes PIRA et Wood  
12 Mackenzie, la baisse récente de l'activité est probablement le signe d'une éventuelle pause  
13 dans la croissance de la production de gaz naturel<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Il est à noter que l'Energy Information Administration ne partage pas cette vision de l'avenir à court terme (voir graphique15).

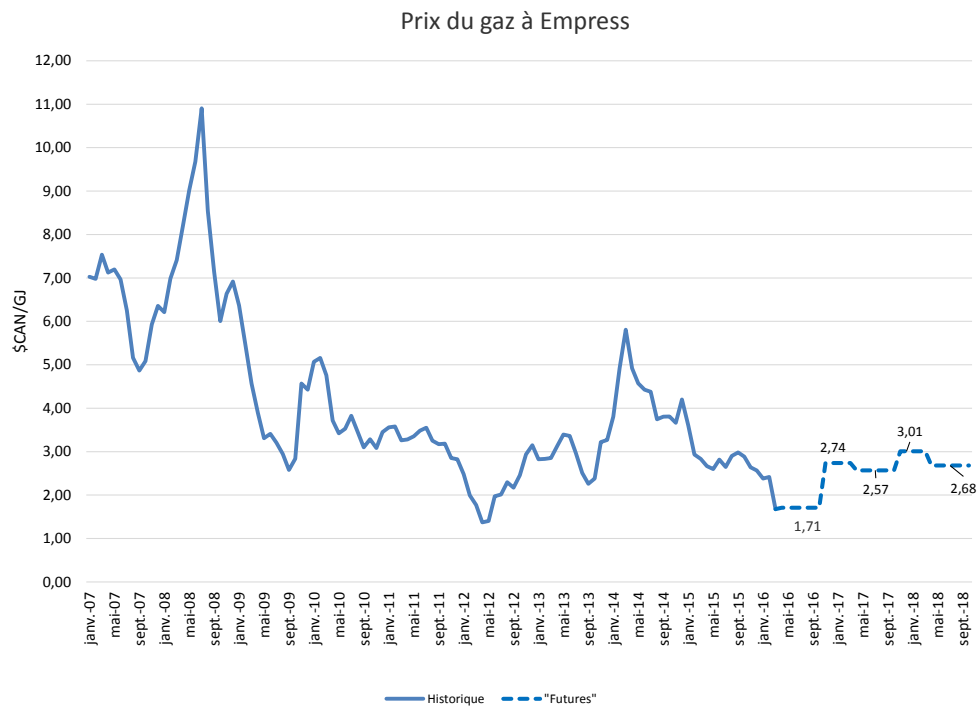
Graphique 15



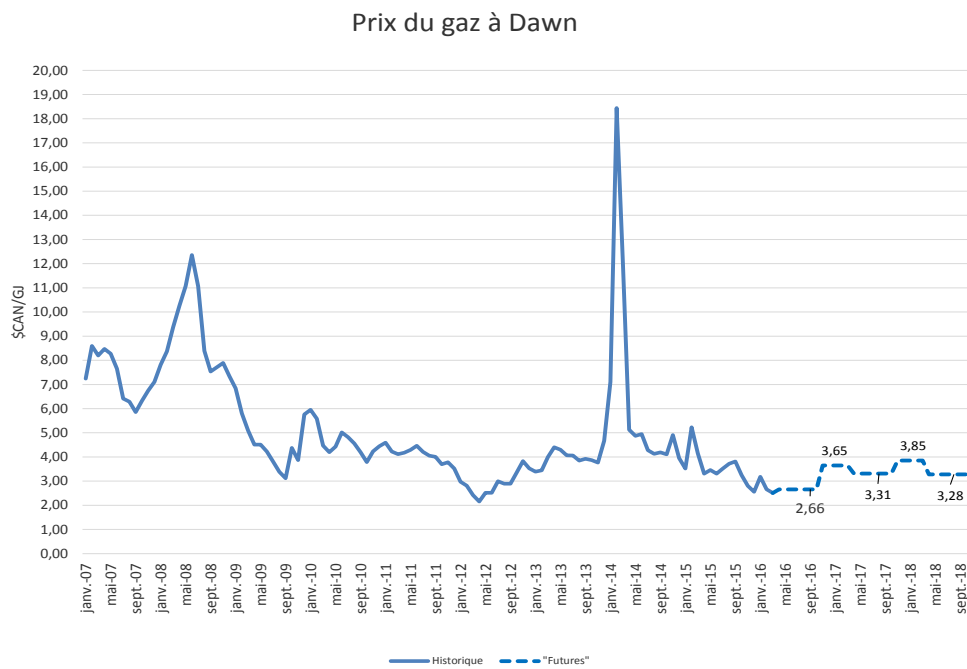
1 Si cette baisse se matérialise, le marché se resserra et les prix devraient reprendre un certain  
2 tonus au cours de la prochaine année.

3 C'est d'ailleurs ce qu'indiquent les prix sur le marché financier même si cette hausse demeure  
4 très modérée en ce qui concerne les prix du gaz pour les prochaines années. Les trois  
5 graphiques suivants montrent les prix « Futures » à Empress et à Dawn, ainsi que le  
6 différentiel de prix au cours des prochaines années, tels que publiés par TD Securities en  
7 date du 18 mars 2016.

Graphique 16

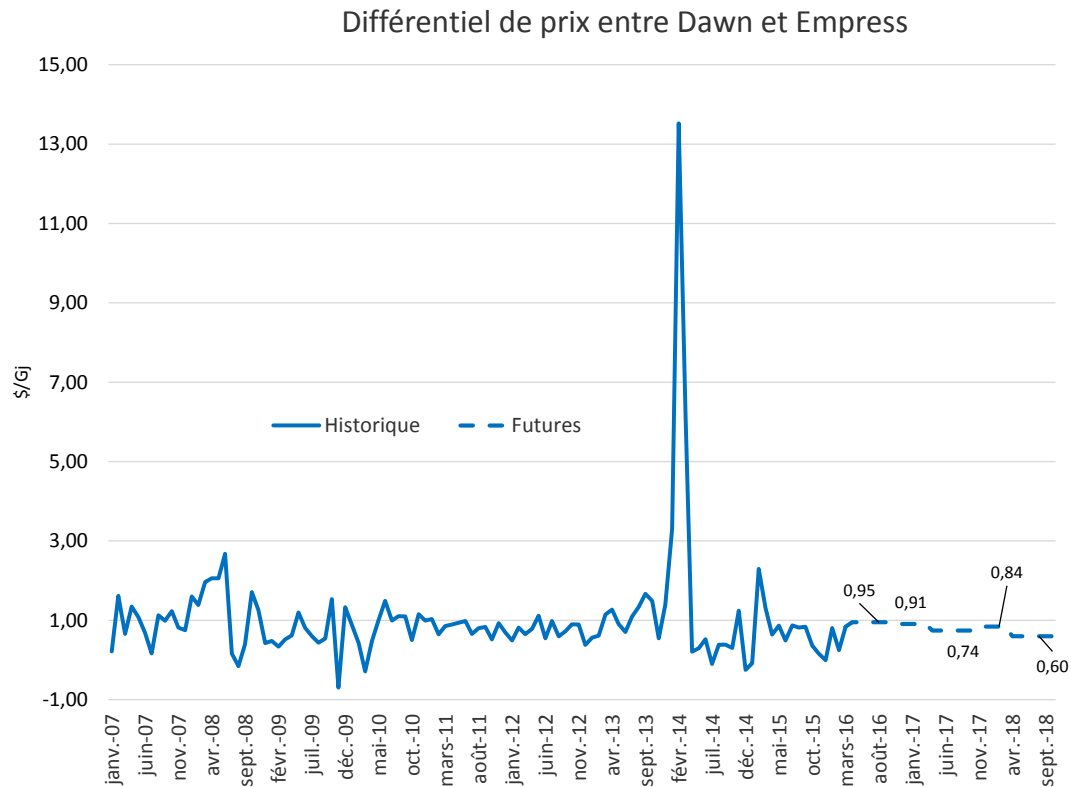


Graphique 17





Graphique 18



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 continuera de croître malgré la faiblesse des prix du  
6 gaz naturel;
- 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  
9 prévu à court et moyen termes.

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

### **1.5. En résumé**

1 La chute des prix du pétrole est l'évènement le plus marquant de l'actualité énergétique  
2 globale. La stratégie adoptée par l'OPEP commence à porter fruit. La production pétrolière  
3 des États-Unis s'est mise à décliner durant le second semestre de 2015 et cette baisse devrait  
4 se poursuivre au cours des 2 prochaines années.

5 Quant à la production canadienne de pétrole, elle continuera de croître en 2016 et en 2017  
6 malgré le fait que ses coûts soient très élevés. Cette croissance est associée à des projets  
7 dont la construction était déjà entamée avant la chute des prix.

8 Entre temps, la production gazière continentale est toujours en croissance malgré la faiblesse  
9 des prix. Le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada connaît une légère croissance depuis  
10 2012. Le défi des producteurs de gaz au Canada est de développer de nouveaux marchés  
11 qui offriraient un contexte de prix plus intéressant. Ceux-ci visaient notamment les marchés  
12 d'outre-mer pour le GNL. Les projets d'usine de liquéfaction au Canada sont cependant  
13 fragilisés, et même suspendus pour certains, en raison de la baisse des prix du pétrole qui a  
14 entraîné le prix du GNL dans son sillage.

15 Les bassins de Marcellus et d'Utica continuent de se développer à très grande vitesse, au  
16 rythme du développement des infrastructures de transport pour acheminer le gaz vers les  
17 marchés de consommation. D'ici 2019, quatre nouveaux projets d'infrastructure de transport  
18 viendront augmenter de manière considérable la capacité de l'est du Canada à  
19 s'approvisionner auprès des bassins de Marcellus et d'Utica.

20 Les prix du gaz naturel au cours de l'hiver 2015-2016 ont atteint leur plus bas niveau depuis  
21 1998 en raison, notamment d'un très fort *El Niño*. Les prix devraient remonter  
22 progressivement au cours des prochains mois, mais le marché financier demeure très modéré  
23 en ce qui concerne les prix du gaz à moyen terme.

## 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**

<b>Hypothèses économiques</b>				
	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Croissance du PIB québécois	1,9 %	2,4 %	1,9 %	1,7 %
Taux d'inflation québécoise	2,0 %	2,2 %	2,3 %	2,2 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,71	0,71	0,72	0,72

#### **Sources des prévisions**

3	<i>PIB Québec 2016-2017</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
4		<i>Desjardins (jan. 16)</i>
5		<i>Banque Royale du Canada (déc. 15)</i>
6		<i>Conference Board du Canada (nov. 15)</i>
7		<i>Banque de Montréal (fév. 16)</i>
8		<i>Banque Toronto Dominion (jan. 16)</i>
9		<i>Banque Nationale (hiver 16)</i>
10		<i>CIBC (jan. 16)</i>
11		<i>Banque Scotia (fév. 16)</i>
12	<i>PIB Québec 2017-2018 à 2019-2020</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
13		<i>Conference Board du Canada (nov. 15)</i>

1	<i>Inflation Québec 2016-2017</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
2		<i>Desjardins (jan.16)</i>
3		<i>Banque Royale du Canada (déc.15)</i>
4		<i>Banque de Montréal (fév.16)</i>
5		<i>Conference Board du Canada (nov.15)</i>
6		<i>Banque Toronto Dominion (jan.16)</i>
7		<i>Banque Nationale (hiver 16)</i>
8	<i>Inflation Québec 2017-2018 à 2019-2020</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 2016-2017 à 2019-2020</i>	<i>TD Securities – valeur des « Futures », moyenne du 21</i>
12		<i>janvier au 2 février 2016</i>

## **2.2. Hypothèses énergétiques**

### Gaz naturel

13 Le Tableau 4 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les  
14 périodes couvertes par le plan d’approvisionnement. Les hypothèses retenues par Gaz Métro  
15 sont 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 Considérant le déplacement des livraisons des clients au service de fourniture avec ou sans  
19 transfert de propriété et des clients ayant convenu d’une entente à prix fixe auprès d’un  
20 fournisseur spécifique (achat direct) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, Gaz Métro a établi un  
21 prix de fourniture à Empress pour le mois d’octobre 2016 et à Dawn à compter du  
22 1<sup>er</sup> novembre 2016. Ces prix sur l’horizon du plan d’approvisionnement sont présentés au  
23 Tableau 5.

**Tableau 4**

<b>Marché financier - Moyenne du 21 janvier au 2 février 2016</b>				
<b>Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj</b>				
	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>	<b>2019-2020</b>
AECO	2,59 \$	2,82 \$	3,04 \$	3,24 \$
Empress	2,79 \$	3,02 \$	3,25 \$	3,45 \$
Dawn	3,61 \$	3,79 \$	3,92 \$	4,03 \$
Nymex - Henry Hub	3,56 \$	3,76 \$	3,88 \$	4,02 \$

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>2016-2017</b>				
Prix à Empress	2,45 \$	2,89 \$	2,76 \$	2,79 \$
Prix à Dawn	3,25 \$	3,86 \$	3,46 \$	3,61 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	2,66 \$	3,59 \$	3,74 \$	3,58 \$
<b>2017-2018</b>				
Prix à Empress	2,85 \$	3,19 \$	2,92 \$	3,03 \$
Prix à Dawn	3,54 \$	4,11 \$	3,56 \$	3,79 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,73 \$	3,81 \$	3,94 \$	3,87 \$
<b>2018-2019</b>				
Prix à Empress	3,03 \$	3,42 \$	3,14 \$	3,25 \$
Prix à Dawn	3,64 \$	4,25 \$	3,69 \$	3,92 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,92 \$	3,99 \$	4,09 \$	4,03 \$
<b>2019-2020</b>				
Prix à Empress	3,25 \$	3,60 \$	3,35 \$	3,45 \$
Prix à Dawn	3,76 \$	4,38 \$	3,78 \$	4,03 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,06 \$	4,12 \$	4,21 \$	4,16 \$

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 ou à Dawn selon le point de référence en raison de l'écart de coût cumulatif associé  
5 au calcul du tarif de fourniture.

6 Prix du pétrole et produits pétroliers

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

**Tableau 6**

<b>Marché financier - moyenne du 21 janvier au 2 février</b>				
<b>Prix du pétrole (\$US/baril)</b>				
	<b>2016-2017</b>	<b>2017-2018</b>	<b>2018-2019</b>	<b>2019-2020</b>
Brent	39,97	43,97	46,82	48,95

Source : TD Securities

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

**Tableau 7**

<b>Hypothèses retenues</b>	
<b>2016-2017</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	39,97
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	44,13
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,56
<b>2017-2018</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	43,97
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	48,19
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,62
<b>2018-2019</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	46,82
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	50,94
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,65
<b>2019-2020</b>	
Prix du Brent (\$US/baril)	48,95
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	52,94
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,68

Source : TD Securities

Tarifs de l'électricité

- 1 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur
- 2 au 1<sup>er</sup> avril 2016 seraient majorés de 2,0 % pour chaque année de 2017 à 2020, applicables
- 3 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 2017-2020 sont  
12 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. Les tarifs de  
13 distribution utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur. Pour  
14 le prix du transport, d'inventaire et d'équilibrage, les taux actuellement en vigueur ne sont utilisés  
15 que pour octobre 2016. En effet, à partir de novembre 2016, de nouvelles hypothèses ont été  
16 utilisées afin de refléter le déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn. À cet  
17 effet, les coûts de la Cause tarifaire 2016 ont servi de base de référence. Ceux-ci ont été ajustés  
18 pour refléter la variation des coûts des plans d'approvisionnement estimés entre 2016 et 2017,  
19 sur une base macro, la variation des trop-perçus/manques à gagner propres à chaque année et  
20 l'exclusion de certains coûts non récurrents. À partir de ces coûts projetés pour l'année 2017, des  
21 tarifs en transport et équilibrage ont été estimés et utilisés dans l'évaluation de la situation  
22 concurrentielle.

23 Gaz Métro a aussi exclu le taux actuel du SPEDE afin de le remplacer par des prévisions  
24 annuelles des taux SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émissions  
25 réalisées par Bloomberg New Energy Finance (BNEF)<sup>9</sup>. À cette prévision de prix des droits  
26 d'émission sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE  
27 effectifs de janvier 2015 à décembre 2015 et le prix moyen des quatre ventes aux enchères qui  
28 ont eu lieu entre novembre 2014 et août 2015. La même méthodologie a été utilisée pour les  
29 mazouts lourds et légers. Les deux tableaux suivants montrent les prix utilisés :

---

<sup>9</sup> Voir Gaz Métro-4, Document 1, Annexe confidentielle.



Tableau 8

Projection des prix des droits d'émissions de 2017 à 2020

Année	(\$us/T CO <sub>2</sub> )	Taux de change	(\$can/T CO <sub>2</sub> )
2017	13,66	1,41	19,26
2018	14,64	1,40	20,50
2019	15,67	1,39	21,78
2020	16,76	1,39	23,30

Tableau 9

Projection des taux du SPEDE par source d'énergie 2017 à 2020

Année	Gaz naturel (¢can/m <sup>3</sup> )	Mazout n° 2 (¢can/l)	Mazout n° 6 (¢can/l)
2017	3,76	6,13	6,62
2018	3,99	6,47	7,01
2019	4,24	6,82	7,41
2020	4,52	7,24	7,89

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 10 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. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité  
11 énergétique de gaz naturel de 80 % et de 75 % pour le mazout lourd. Gaz Métro pose comme  
12 hypothèse que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts  
13 de transport pour que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du prix  
14 du gaz naturel, le transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à  
15 une consommation annuelle de 5,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation  
16 annuelle de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont

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

**Tableau 10**

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2017 à 2020**  
**Marché grandes entreprises**

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 <b>2016-2017</b>				
2 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	119	118	121	122
3 <b>2017-2018</b>				
4 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	125	124	127	133
5 <b>2018-2019</b>				
6 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	128	128	130	136
7 <b>2019-2020</b>				
8 Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	130	130	133	138

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation  
9 concurrentielle à long terme favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui  
10 permettent de demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole.  
11 Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 18 % à 38 % supérieur  
12 à celui du 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 11. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable  
15 allant de 1,54 \$/GJ en 2017 à 2,96 \$/GJ en 2020.

**Tableau 11**

**ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2017 à 2020**  
**Marché grandes entreprises – Contrats à court terme**

(Écart positif favorable gaz naturel)	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
1 Écart de prix en \$/GJ				
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	1,54	2,21	2,64	2,96

**3.2. Marché résidentiel**

1 Les cas types présentés au Tableau 12 et au Tableau 13 pour les clients à petit et moyen  
2 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les tarifs de  
3 distribution utilisés pour le calcul des factures correspondent au tarif D<sub>1</sub> pour les clients ayant  
4 des profils chauffage et au tarif D<sub>3</sub> pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du  
5 mazout n° 6, un supplément (de 17 ¢/l au marché résidentiel et entre 10 ¢/l et 4,5 ¢/l, selon le  
6 cas au marché affaires) est ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout n° 2,  
7 afin de refléter les prix payés par les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments  
8 permettent de prendre en compte les coûts de transport, ainsi que les marges de distribution  
9 associées aux marchés résidentiel et affaires. De surcroît, ces majorations sont basées sur  
10 les marges de distribution moyennes analysées depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015<sup>10</sup>.

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

<sup>10</sup> Les marges de distribution ont été analysées à partir de l'écart moyen entre les données de la Régie de l'énergie sur les prix moyens de détail du mazout léger et les prix à la rampe de chargement.

**Tableau 12**

**SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2017 à 2020**  
**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 2016-2017</b>			
2           Mazout n°2	117	126	118
3           Électricité	123	135	112
<b>4 2017-2018</b>			
5           Mazout n°2	131	140	131
6           Électricité	124	135	112
<b>7 2018-2019</b>			
8           Mazout n°2	136	145	136
9           Électricité	125	136	112
<b>10 2019-2020</b>			
11          Mazout n°2	139	149	139
12          Électricité	126	137	113

- 1 De 2017 à 2020, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel par  
2 rapport au mazout n° 2 et à l'électricité pour le chauffage des 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 17 % à 49 % selon l'année considérée et les cas présentés.  
5 Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 23 % à 37 %.
- 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 18 % et 39 %. 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 12 % et 13 %.

### 3.3. Marché affaires

**Tableau 13**

#### **SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2017 à 2020**

##### **Marché affaires**

(Gaz naturel = 100) Volume annuel		Profils chauffage				Profil stable
		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 2016-2017</b>						
2	Mazout n° 2	141	152	161	172	221
3	Électricité	160	176	177	195	249
<b>4 2017-2018</b>						
5	Mazout n° 2	150	161	171	183	232
6	Électricité	160	176	176	194	246
<b>7 2018-2019</b>						
8	Mazout n° 2	156	167	177	189	239
9	Électricité	160	176	176	194	244
<b>10 2019-2020</b>						
11	Mazout n° 2	160	171	181	194	243
12	Électricité	161	177	176	194	244

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires  
2 demeurera favorable de 2017 à 2020. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 41 %  
3 à 143 % 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 demeure favorable pour la facture de gaz naturel. Cet avantage  
6 est de 60 % à 149 % selon le cas et l'année considérés.

7 Pour le marché affaires, l'efficacité utilisée pour les calculs est maintenant de 85 % au gaz  
8 naturel et de 80 % pour le mazout afin de refléter les appareils actuellement sur le marché.  
9 Dans le cas de l'électricité, l'efficacité est laissée constante à 97 %.

#### **4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2016)**

10 Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2016 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 2016

1 a été effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause  
2 tarifaire 2016<sup>11</sup> et la plus récente révision budgétaire de l'année en cours, soit la révision 4/8 2016.

#### **4.1. Livraisons 2015-2016 pour le marché grandes entreprises**

3 Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment  
4 de la Cause tarifaire 2016 (2 757,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire 4/8 2016 (2 852,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>).  
5 Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux  
6 volumes de l'année précédente.

---

<sup>11</sup> R-3879-2014, CT 2016, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1.

Tableau 14

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES**  
Cause tarifaire 2016 vs Révision budgétaire 4/8 2016

DESCRIPTION	Prévision Cause 2016	Révision 4/8 2016
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1 Livraisons au 30 septembre 2015 (après interruptions)</b>	<b>2 986,3 *</b>	<b>2 997,9 **</b>
<b>2 Interruptions 2015</b>	<b>25,7</b>	<b>26,1</b>
3 Continu D <sub>4</sub>	-	-
4 Interruptible D <sub>5</sub>	25,7	26,1
<b>5 Livraisons au 30 septembre 2015 (avant interruptions)</b>	<b>3 012,1</b>	<b>3 024,1</b>
<b>6 Pertes liées à l'efficacité énergétique</b>	<b>(22,2)</b>	<b>(25,3)</b>
7 Continu D <sub>4</sub>	(18,9)	(22,3)
8 Interruptible D <sub>5</sub>	(3,3)	(3,0)
<b>9 Gains (pertes) face à la concurrence</b>	<b>(8,5)</b>	<b>20,3</b>
10 Continu D <sub>4</sub>	2,0	14,4
11 Interruptible D <sub>5</sub>	(10,5)	5,8
<b>12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique</b>	<b>(9,3)</b>	<b>(11,0)</b>
13 Continu D <sub>4</sub>	(5,2)	(5,4)
14 Interruptible D <sub>5</sub>	(4,1)	(5,5)
<b>15 Fluctuations de production</b>	<b>(248,6)</b>	<b>(154,1)</b>
16 Continu D <sub>4</sub>	(241,7)	(142,5)
17 Interruptible D <sub>5</sub>	(6,9)	(11,5)
<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>(5,1)</b>	<b>(27,2)</b>
19 Continu D <sub>4</sub>	20,8	103,5
20 Interruptible D <sub>5</sub>	(25,8)	(130,8)
<b>21 Nouvelles ventes</b>	<b>28,4</b>	<b>23,0</b>
22 Continu D <sub>4</sub>	23,9	15,1
23 Interruptible D <sub>5</sub>	4,5	7,9
<b>24 Gaz d'appoint concurrence</b>	<b>6,2</b>	<b>(20,6)</b>
25 Continu D <sub>4</sub>	-	-
26 Interruptible D <sub>5</sub>	6,2	(20,6)
<b>27 Gaz naturel liquéfié</b>	<b>(4,8)</b>	<b>14,2</b>
28 Continu D <sub>4</sub>	-	-
29 Interruptible D <sub>5</sub>	(4,8)	14,2
<b>30 Impact du 29 février</b>	<b>8,9</b>	<b>9,3</b>
31 Continu D <sub>4</sub>	7,3	8,0
32 Interruptible D <sub>5</sub>	1,5	1,3
<b>33 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016 (avant interruptions)</b>	<b>2 757,0</b>	<b>2 852,7</b>
<b>34 Interruptions nettes</b>	<b>(10,0)</b>	<b>(2,9)</b>
35 Continu D <sub>4</sub>	-	-
36 Interruptible D <sub>5</sub>	(10,0)	(2,9)
<b>37 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016 (après interruptions)</b>	<b>2 747,1</b>	<b>2 849,8</b>

\* Livraisons anticipées 2015, Révision budgétaire 5/7 2015 (R-3879-2014, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1, p.57, ligne 34).

\*\* Livraisons réelles 2015 (R-3951-2015, B-0108, Gaz Métro-9, Document 1, p.1, lignes 13 et 26, colonne 5) et incluant les volumes de GNL (R-3951-2015, B-0112, Gaz Métro-9, Document 5, p.1, ligne 3).

1 Les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision budgétaire 4/8 2016 sont  
2 supérieures de 95,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2016  
3 (2 757,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 852,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La révision à la hausse des volumes de la clientèle grandes  
4 entreprises (GE) s'explique d'abord par l'impact moins important que prévu de la fermeture  
5 d'une partie de la chaîne de production d'un client du secteur de la métallurgie. Par rapport  
6 aux volumes livrés pour 2015, cette baisse de production plus courte que celle initialement  
7 anticipée explique une baisse de volume de 133,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> plutôt que celle de 272,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
8 prévue lors de la rédaction de la Cause 2016. De plus, un client du secteur de la  
9 chimie/pétrochimie, qui devait continuer à consommer des énergies de sources internes  
10 comme il le faisait en 2015, a plutôt substitué ces énergies par le gaz naturel augmentant sa  
11 consommation de 20,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ce client en combinaison tarifaire a aussi augmenté son  
12 volume souscrit significativement en novembre 2014 et a ainsi consommé cette année un  
13 mois supplémentaire avec ce nouveau volume souscrit. Globalement, ce client a augmenté  
14 sa consommation de 22,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par rapport à l'année dernière.

15 Les migrations du service interruptible vers le service continu ont été plus importantes que  
16 celles qui avaient été prévues initialement. En effet, tel qu'expliqué dans le suivi de la décision  
17 D-2015-003<sup>12</sup>, des clients supplémentaires ont demandé de migrer en tout ou en partie vers  
18 le service continu. Deux clients des secteurs des pâtes et papiers et de la chimie/pétrochimie  
19 qui avaient été identifiés à l'été 2015 consomment davantage que l'estimation initiale et font  
20 augmenter les volumes au service continu de 23,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> plutôt que les 13,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> attendus.  
21 Deux autres clients du secteur des pâtes et papier se sont aussi ajoutés à cette liste de clients  
22 en migration et font augmenter les volumes au service continu de 43,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

23 La baisse des volumes de nouvelle vente est attribuable à un nouveau projet du marché du  
24 carburant qui ne s'est finalement pas matérialisé notamment parce que la position  
25 concurrentielle s'est détériorée depuis l'année passée.

26 Les volumes de gaz d'appoint concurrence (GAC) devraient être plus élevés que ceux prévus  
27 au dossier tarifaire 2016. L'écart entre la hausse de 6,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> attendue lors de l'établissement  
28 du dossier tarifaire 2016 et la perte de 20,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> prévue au budget 4/8 2016 est attribuable  
29 à l'augmentation des livraisons de GAC non prévues lors de l'établissement du budget 5/7

---

<sup>12</sup> R-3879-2014, CT 2015, B-0583, Gaz Métro-16, document 4.



1 2015. Enfin, les volumes de gaz naturel liquéfié enregistrent une croissance d'un peu plus de  
2 14 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par rapport à l'année dernière.

3 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est  
4 présenté à l'annexe 13, page 1.

#### 4.2. Livraisons 2015-2016 pour le marché des petit et moyen débits

5 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment  
6 de la Cause tarifaire 2016 (2 757,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) et la révision budgétaire la plus récente de l'année  
7 en cours, soit la révision 4/8 2016 (2 693,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>). La résultante de chacun des exercices est  
8 présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une  
9 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

**Tableau 15**

**ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS**  
**Cause tarifaire 2016 vs Révision budgétaire 4/8 2016**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Prévision Cause 2016	Révision 4/8 2016
1 <b>Livraisons au 30 septembre 2015</b>	<b>2 739,6</b> *	<b>2 721,4</b> **
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,5)	(15,7)
3 Économie d'énergie hors programmes	(24,3)	(24,1)
4 Énergies nouvelles	(3,0)	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(22,9)	(67,7)
6 Normale climatique	(2,3)	1,0
7 Impact du 29 février	3,0	2,5
8 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	28,3
9 Maturation des nouvelles ventes	73,5	50,5
10 <b>Livraisons anticipées au 30 septembre 2016</b>	<b>2 757,5</b>	<b>2 693,2</b>

\* *Livraisons anticipées 2015, Révision budgétaire 5/7 2015 (R-3879-2014, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1, p.67)*

\*\* *Livraisons réelles 2015 (R-3951-2015, B-0108, Gaz Métro-9, Document 1)*

10 Pour l'année 2016, une baisse de 64,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> (2 757,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> vs 2 693,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>) de la  
11 demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause  
12 tarifaire 2016. Parmi les facteurs ayant influencé les livraisons, tels qu'énumérés aux  
13 lignes deux à neuf du Tableau 15, l'impact le plus significatif est causé par les « Pertes et  
14 variations liées à la conjoncture et à la structure économiques ». L'ensemble de la clientèle

1 petit et moyen débits, principalement au tarif D<sub>1</sub>, connaît une baisse de consommation depuis  
2 le début de l'année financière en cours qui s'explique par un contexte économique moins  
3 favorable qu'anticipé. Le deuxième facteur qui influence à la baisse les volumes est une  
4 diminution des volumes associés à la maturation des nouvelles ventes (ligne 9 du  
5 Tableau 15). Certains projets signés en 2015, inconnus au moment de déposer la Cause  
6 tarifaire 2016, ne vont commencer à consommer qu'en 2017, ce qui retarde la maturation  
7 anticipée des nouvelles ventes pour l'année en cours. L'extension du réseau à Bellechasse  
8 fait partie de ces projets.

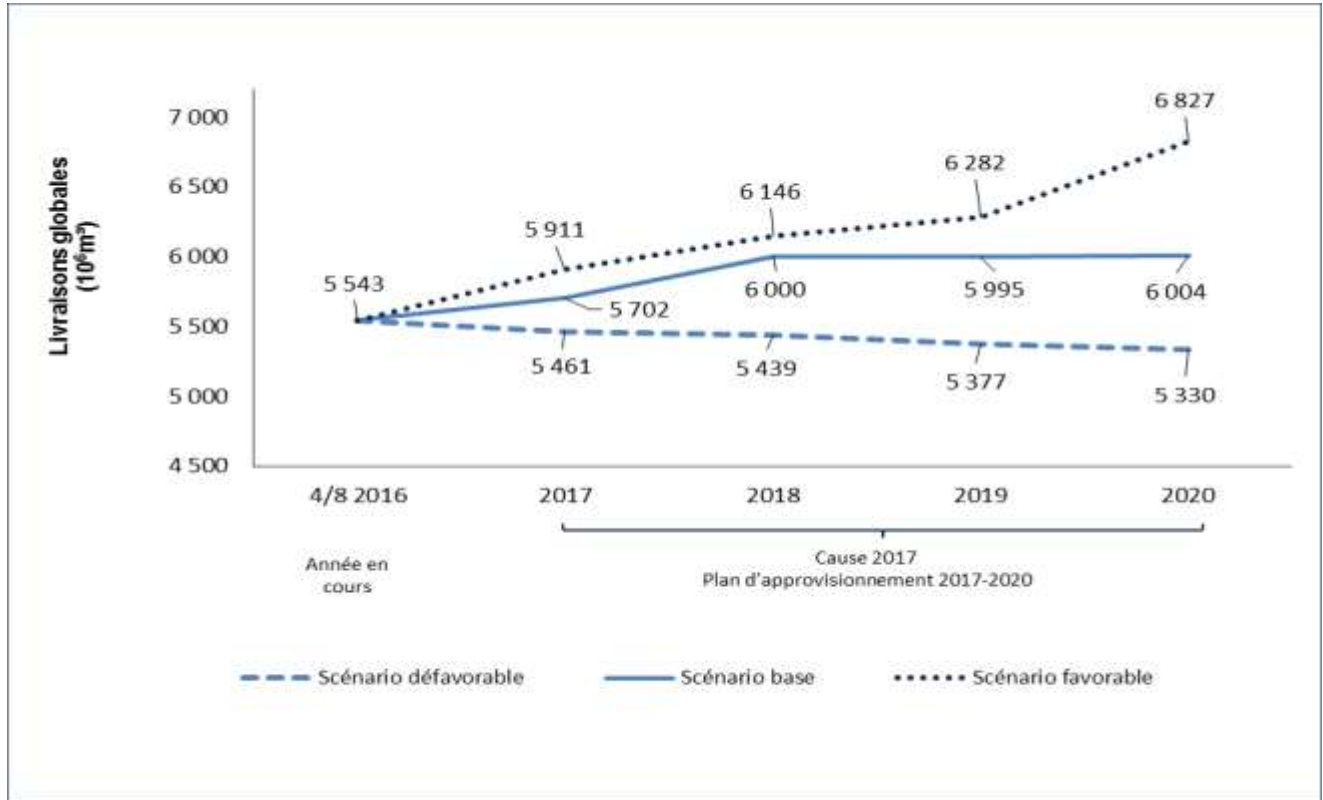
9 Comme énoncé dans le suivi de la décision D-2015-003 (R-3879-2014), la baisse de  
10 livraisons est atténuée par une hausse des volumes en transfert du tarif D<sub>4</sub> et du tarif D<sub>5</sub> vers  
11 le tarif D<sub>1</sub> par rapport aux volumes en migration prévus à la Cause tarifaire 2016 de  
12 18,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Également, la mise à jour de la normale climatique amène une hausse de volume  
13 de 3,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Cette hausse est attribuable à l'inclusion d'un hiver froid supplémentaire dans  
14 l'historique qui permet de calculer les conditions climatiques normales pour une année  
15 donnée.

## **5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2017-2020**

16 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan  
17 d'approvisionnement 2017-2020, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La  
18 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

Graphique 19

**Scénarios de base, favorable et défavorable  
Livraisons globales 2017-2020  
(avant interruptions)**



## 5.1. Scénario de base 2017-2020

### 5.1.1. Livraisons 2017-2020 pour le marché grandes entreprises

1 La prévision des volumes pour le marché grandes entreprises est effectuée client par  
 2 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont environ 310 clients,  
 3 consommant environ 55 % des volumes globaux de Gaz Métro, qui ont été contactés par  
 4 les représentants de Gaz Métro afin de produire des prévisions de livraisons propres à la  
 5 réalité de chacun. Gaz Métro discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des  
 6 prévisions sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs  
 7 économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que  
 8 ce soit par le contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production

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 ces clients.

4 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à  
5 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes  
6 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de  
7 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec  
8 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leurs profils de  
9 consommation et de leurs contrats respectifs, les clients aux tarifs D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> peuvent  
10 modifier leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux  
11 *Conditions de service et Tarif* sont alors applicables.

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

17 Par exemple, la ligne 4 du Tableau 16, « Pertes liées à l'efficacité énergétique »,  
18 correspond à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité  
19 énergétique (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport  
20 à l'historique des gains en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les  
21 prévisions d'économies des participants qui y sont actuellement engagés.

**Tableau 16**

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2017-2020**  
**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>
<b>1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016 (après interruptions)</b>	<b>2 509,8</b>	<b>339,9</b>	<b>2 849,8</b>
2 Interruptions nettes	0,0	2,9	2,9
<b>3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016 (avant interruptions)</b>	<b>2 509,8</b>	<b>342,9</b>	<b>2 852,7</b>
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(22,6)	(2,6)	(25,2)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	0,4	0,0	0,4
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,8	0,4	1,2
7 Fluctuations de production	125,0	6,3	131,3
8 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	70,6	(42,0)	28,6
9 Nouvelles ventes	7,8	5,2	13,1
10 Gaz d'appoint concurrence	0,0	(1,7)	(1,7)
11 Impact du 29 février 2016	(8,0)	(1,3)	(9,3)
<b>12 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (avant interruptions)</b>	<b>2 683,8</b>	<b>307,3</b>	<b>2 991,0</b>
13 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(19,3)	(2,2)	(21,5)
14 Gains (pertes) face à la concurrence	81,1	0,0	81,1
15 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,2	0,0	0,2
16 Fluctuations de production	122,2	8,2	130,4
17 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	15,1	(15,8)	(0,7)
18 Nouvelles ventes	89,4	0,0	89,4
19 Gaz d'appoint concurrence	0,0	5,9	5,9
<b>20 Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)</b>	<b>2 972,4</b>	<b>303,4</b>	<b>3 275,9</b>
23 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,6)	(2,1)	(20,7)
24 Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	0,0	0,0
25 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,2	0,0	0,2
26 Fluctuations de production	(0,0)	2,0	2,0
27 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0
28 Nouvelles ventes	2,0	0,0	2,0
29 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
<b>31 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)</b>	<b>2 956,0</b>	<b>303,3</b>	<b>3 259,4</b>
32 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,6)	(2,1)	(20,7)
33 Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	0,0	0,0
34 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
35 Fluctuations de production	11,7	1,2	12,9
36 Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,0	0,0	0,0
37 Nouvelles ventes	0,0	0,0	0,0
38 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
39 Impact du 29 février 2020	9,4	1,3	10,7
<b>40 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)</b>	<b>2 958,6</b>	<b>303,7</b>	<b>3 262,3</b>

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée  
2 du plan d'approvisionnement, passant de 2 849,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2016 à 3 262,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en  
3 2020.

1 La hausse de volume au tarif D<sub>4</sub> de 173,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre l'année 2016 et 2017 est  
2 essentiellement attribuable à des hausses de production chez plusieurs clients, ainsi que  
3 par une migration importante d'un client dans le secteur manufacturier. En effet, la mise  
4 en fonction d'une chaîne de production pour une partie de l'année 2017 d'un client du  
5 secteur de la métallurgie amène à elle seule une hausse de 58,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service continu.  
6 À cette hausse de production, s'ajoute celle d'un autre client de ce même secteur qui avait  
7 réduit sa production en 2016 et qui augmentera sa consommation de 11,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au tarif  
8 D<sub>4</sub>. De plus, un client du secteur de la production de l'électricité devrait accroître sa  
9 production de vapeur et par le fait même sa consommation au tarif continu de 7,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.  
10 Deux clients du secteur de la chimie/pétrochimie verront aussi leur consommation  
11 augmenter de 7,9 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> en 2017 ayant connu tous les deux des arrêts de production en  
12 2016. Quatre clients du secteur des pâtes et papier s'attendent à des gains importants de  
13 production en 2017 faisant augmenter les volumes de 8,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Trois clients du secteur  
14 de l'aluminium verront aussi leur production croître significativement se traduisant par des  
15 gains au tarif D<sub>4</sub> de 4,5 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Plusieurs autres clients devraient connaître de légères  
16 fluctuations de production à la hausse en 2017.

17 Entre 2016 et 2017, la baisse des volumes au tarif interruptible de 35,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est  
18 majoritairement attribuable à une migration vers le tarif D<sub>4</sub> dans le secteur manufacturier.  
19 Ceci cause une baisse de 31,7 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service interruptible et une hausse de 64,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
20 au service continu. Un client du secteur des aliments et boissons ainsi qu'un client du  
21 secteur institutionnel migrent également au service continu, réduisant le volume  
22 interruptible de 5,4 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Les autres fluctuations de volumes répertoriées à la ligne 8 du  
23 service interruptible s'expliquent par la consommation au service continu de 12 mois  
24 complets en 2017, plutôt que de 11 mois en 2016 puisque plusieurs migrations ont débuté  
25 au 1<sup>er</sup> novembre 2015. On compte aussi deux clients du secteur de la chimie/pétrochimie  
26 qui ont arrêté une partie de leur production pour réaliser des entretiens en 2016 et qui  
27 prévoient consommer 8,3 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> de plus au tarif D<sub>5</sub> en 2017.

28 La croissance des volumes au service continu en 2018 provient de fluctuations  
29 importantes de production chez certains clients, par de nouvelles ventes attendues et par  
30 des conversions d'énergies polluantes. En effet, un client de la métallurgie anticipe une  
31 reprise complète de ses activités pour l'ensemble de l'année 2018, ce qui se traduit par  
32 une croissance de 78,0 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Un deuxième client de la métallurgie, un autre de la

1 production électrique et un dernier institutionnel devraient aussi augmenter leur demande  
2 de 20,9 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. On compte aussi un client du secteur manufacturier qui devrait accroître  
3 sa production. Ce client connaîtra une croissance de 21,6 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> au service continu.

4 Trois nouvelles ventes dans le secteur de la chimie/pétrochimie devraient débiter leur  
5 consommation en 2018 amenant une hausse du service continu de 89,4 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. De plus,  
6 dès 2018, Gaz Métro prévoit toujours être en mesure de déplacer des énergies polluantes  
7 comme le charbon et le coke de pétrole utilisés par les cimenteries. Effectivement,  
8 Gaz Métro pense que l'introduction du SPEDE, jumelée à de nouvelles subventions  
9 gouvernementales pour substituer les énergies polluantes, lui permettrait de convertir les  
10 cimenteries au gaz naturel. Cette substitution permettra de livrer 81,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
11 supplémentaires au service continu à partir de 2018. Une hausse des volumes de GAC  
12 attribuable à cette substitution d'énergie polluante est aussi attendue.

13 Les volumes pour les années suivantes sont assez stables pour le marché grandes  
14 entreprises. Une petite perte de volume attribuable à l'efficacité énergétique est attendue  
15 pour les années 2019 et 2020. Quelques fluctuations de production, ainsi que l'impact de  
16 l'année bissextile devraient partiellement compenser pour la perte de ces volumes.

#### **5.1.2. Livraisons 2017-2020 pour le marché des petit et moyen débits**

17 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon  
18 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation  
19 et conjoncture économiques, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont  
20 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de  
21 chacun sur les livraisons. Le Tableau 17 présente la prévision de la demande de gaz  
22 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 17

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2017-2020  
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>1</b>	<b><i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2016</i></b>	<b>2 693,2</b>
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,8)
3	Économie d'énergie hors programmes	(23,9)
4	Énergies nouvelles	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(12,0)
6	Normale climatique	0,4
7	Impact du 29 février	(2,5)
8	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	4,0
9	Maturation des nouvelles ventes	69,1
<b>10</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2017</i></b>	<b>2 710,5</b>
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,7)
12	Économie d'énergie hors programmes	(24,0)
13	Énergies nouvelles	(3,0)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(12,3)
15	Normale climatique	(3,1)
16	Impact du 29 février	-
17	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
18	Maturation des nouvelles ventes	69,5
<b>19</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2018</i></b>	<b>2 723,7</b>
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,8)
21	Économie d'énergie hors programmes	(24,2)
22	Énergies nouvelles	(3,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,5)
24	Normale climatique	(3,1)
25	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	0,1
26	Maturation des nouvelles ventes	71,8
<b>27</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2019</i></b>	<b>2 736,0</b>
28	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,8)
29	Économie d'énergie hors programmes	(24,3)
30	Énergies nouvelles	(3,0)
31	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(23,6)
32	Normale climatique	(3,1)
33	Impact du 29 février	2,5
34	Migration des clients entre les tarifs D <sub>1</sub> , D <sub>3</sub> et D <sub>4</sub> , D <sub>5</sub>	-
35	Maturation des nouvelles ventes	72,1
<b>36</b>	<b><i>Livraisons prévues au 30 septembre 2020</i></b>	<b>2 741,8</b>



1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en hausse de  $17,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$   
2 la première année du plan d'approvisionnement (passant de  $2\,693,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$  à  
3  $2\,710,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ). L'augmentation des livraisons s'explique principalement par la maturation  
4 des nouvelles ventes au tarif  $D_1$ . Cette augmentation est toutefois compensée en partie  
5 par les volumes économisés par des mesures d'efficacité énergétique. Les volumes de  
6 livraisons augmenteront ensuite de  $13,1 \cdot 10^6 \text{m}^3$  à la deuxième année du plan. Enfin, des  
7 hausses de  $12,3 \cdot 10^6 \text{m}^3$  et de  $5,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$  sont respectivement prévues pour la troisième et  
8 la quatrième 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 ( $14,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$  en 2017) 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 ( $23,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$   
18 en 2017).

19 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en  
20 géothermie et en biomasse sur les volumes. La perte de volumes de gaz naturel relative  
21 à ces deux formes d'énergie a été évaluée à  $3,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$  par rapport à 2016. Ces volumes  
22 sont évalués en fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur  
23 intention de 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 générées par la clientèle de Gaz Métro.  
26 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de  
27 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations  
28 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes  
29 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les  
30 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2017 est de 1,9 %,   
31 amenant des pertes estimées à  $12,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .

1       **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2017 a été mise à jour  
2       à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2015, 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. Effectivement, les températures froides observées en 2015  
5       ont comme impact de refroidir la moyenne climatique de l'historique de 40 ans. L'effet  
6       global climatique sur les volumes en 2017 est de  $0,4 \text{ } 10^6\text{m}^3$  et vient influencer les volumes  
7       de la ligne 6 du Tableau 17. Autrement dit, pour 2017, l'effet du réchauffement climatique  
8       tendanciel est compensé par le refroidissement de la normale climatique. De 2018 à 2020  
9       la baisse des volumes liés à la normalisation pour les années, 2018, 2019 et 2020 vient  
10      essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu.

11      **Impact du 29 février** : L'effet sur les livraisons de revenir à une année normale de 365  
12      jours en 2017 après l'année bissextile de 2016 s'établit à  $-2,5 \text{ } 10^6\text{m}^3$ .

13      **Migration des clients entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>, D<sub>5</sub>** : La migration des clients consiste  
14      en un transfert de volumes entre les tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> et les tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>. L'année 2017  
15      présente une augmentation de  $4,0 \text{ } 10^6\text{m}^3$  qui s'explique principalement par le mois  
16      additionnel de consommation au tarif D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> en 2017 pour les clients qui ont migré depuis  
17      le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

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

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

30      Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volume  
31      de livraisons. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne

1 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la  
2 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les  
3 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre  
4 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2015 atteindront donc leur pleine  
5 maturation en 2017. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de  
6 répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes  
7 provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2017,  
8 Gaz Métro utilise d'une part, les volumes réellement signés en 2015 et d'autres parts, des  
9 volumes prévisionnels de 2016 et 2017 et affecte le ratio aux volumes annuels.

### 5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)

10 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2017-2020 sont présentées au  
11 Tableau 18.

**Tableau 18**

**SCÉNARIO DE BASE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

<b>LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020</b>					
<b>PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES</b>					
<b>DESCRIPTION</b>	<b>Année en cours</b>	<b>Cause tarifaire 2017-2020</b>			
	<b>4/8 2016*</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Service continu</b>	5 203,0	5 394,3	5 696,1	5 692,0	5 700,4
Grandes entreprises	2 509,8	2 683,8	2 972,4	2 956,0	2 958,6
Petit et moyen débits	2 693,2	2 710,5	2 723,7	2 736,0	2 741,8
<b>Service interruptible</b>	339,9	307,3	303,4	303,3	303,6
Contrat régulier	329,5	299,3	289,5	289,4	289,7
Contrat gaz d'appoint	10,4	8,0	13,9	13,9	13,9
<b>Total</b>	<b>5 543,0</b>	<b>5 701,6</b>	<b>5 999,6</b>	<b>5 995,4</b>	<b>6 004,1</b>
<b>*Volumes après interruptions pour les mois réels.</b>					

12 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2017, une  
13 hausse de 2,86 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 5,31 % est ensuite  
14 constatée sur l'horizon du plan, entre 2017 et 2020.

## **5.2. Scénario favorable**

1 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2017 à 2020 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 2017 à 2,7 % en 2020, soit 1 % de  
5 plus par année qu’au scénario de base;
- 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 2017 et 2020 dont la probabilité de  
14 réalisation n’est pas suffisamment élevée pour qu’ils soient inclus dans le scénario de base.

15 Le Tableau 19 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour  
16 l’ensemble des marchés.

**Tableau 19**

**SCÉNARIO FAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020**  
**(avant interruptions)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2017-2020			
	2017	2018	2019	2020
<b>Service continu</b>	5 580,2	5 826,0	5 961,1	6 505,8
Grandes entreprises	2 834,9	3 016,1	3 092,4	3 579,4
Petit et moyen débits	2 745,4	2 809,9	2 868,7	2 926,4
<b>Service interruptible</b>	330,4	320,5	320,4	320,9
Contrat régulier	312,4	305,5	305,4	305,8
Contrat gaz d'appoint	18,0	15,0	15,0	15,0
<b>Total</b>	<b>5 910,6</b>	<b>6 146,5</b>	<b>6 281,5</b>	<b>6 826,7</b>

1 Le Tableau 20 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 19 et le scénario de  
2 base du Tableau 18.

**Tableau 20**

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020**  
**(avant interruptions)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2017-2020			
	2017	2018	2019	2020
<b>Service continu</b>	185,9	129,9	269,1	805,4
Grandes entreprises	151,1	43,7	136,3	620,8
Petit et moyen débits	34,8	86,2	132,7	184,5
<b>Service interruptible</b>	23,1	17,0	17,1	17,2
Contrat régulier	13,1	16,0	16,0	16,1
Contrat gaz d'appoint	10,0	1,1	1,1	1,1
<b>Total</b>	<b>209,1</b>	<b>146,9</b>	<b>286,1</b>	<b>822,6</b>

3 Les livraisons pour le marché des 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 importante et des conditions de marché avantageuses.

1 Au **service continu**, la hausse des volumes est due à plusieurs hausses de production chez  
2 les clients qui s'expliquent notamment par une conjoncture économique favorable où  
3 certaines usines opéreraient à pleine charge. Un client du secteur de la métallurgie pourrait  
4 opérer à plein régime pour l'ensemble de l'année 2017 causant une hausse des livraisons de  
5 78 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Un nouveau client du secteur de la chimie/pétrochimie pourrait devancer son  
6 arrivée et commencer à consommer dès 2017 plutôt que 2018. Dès 2019, le scénario  
7 favorable contient une nouvelle vente supplémentaire dans le secteur de la métallurgie et  
8 celle-ci augmenterait significativement ses volumes en 2020.

9 Du côté du **service interruptible**, des volumes supplémentaires en GAC pourraient être  
10 envisagés dans un scénario favorable où la position concurrentielle le permettait ou bien si  
11 des politiques gouvernementales pouvaient aider à substituer des énergies plus polluantes.  
12 Plusieurs clients connaissent aussi de petites hausses de production dans un scénario  
13 favorable.

14 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 34,8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
15 en 2017 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 et les livraisons chez les  
18 clients existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des  
19 mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles  
20 ventes. Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique  
21 seraient également moins grandes.

### 22 **5.3. Scénario défavorable**

23 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2017 à 2020 pour  
24 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 26 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,9 % en 2017 à 0,7 % en 2020,  
27 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 des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients  
7 sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun  
8 et 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 2017 et 2020 dont la probabilité de réalisation est en dessous d'un certain seuil.

11 Le Tableau 21 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour  
12 l'ensemble des marchés.

**Tableau 21**

**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**  
**LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020**  
**(avant interruptions)**  
**(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2017-2020			
	2017	2018	2019	2020
<b>Service continu</b>	5 185,3	5 175,2	5 110,9	5 063,9
Grandes entreprises	2 540,9	2 567,3	2 546,0	2 541,7
Petit et moyen débits	2 644,3	2 607,9	2 564,9	2 522,2
<b>Service interruptible</b>	276,2	263,5	266,6	266,5
Contrat régulier	276,2	263,5	266,6	266,5
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5 461,5</b>	<b>5 438,7</b>	<b>5 377,5</b>	<b>5 330,4</b>

13 Le Tableau 22 présente l'écart entre le scénario défavorable Tableau 21 et le scénario de  
14 base du Tableau 18.

**Tableau 22**

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE  
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2017-2020  
(avant interruptions)  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2017-2020			
	2017	2018	2019	2020
<b>Service continu</b>	(209,0)	(520,9)	(581,1)	(636,6)
Grandes entreprises	(142,8)	(405,1)	(410,1)	(416,9)
Petit et moyen débits	(66,2)	(115,8)	(171,1)	(219,6)
<b>Service interruptible</b>	(31,1)	(39,9)	(36,8)	(37,1)
Contrat régulier	(23,1)	(26,0)	(22,8)	(23,2)
Contrat gaz d'appoint	(8,0)	(13,9)	(13,9)	(13,9)
<b>Total</b>	<b>(240,1)</b>	<b>(560,8)</b>	<b>(617,9)</b>	<b>(673,7)</b>

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

3 Dans le cas du **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait  
4 réduire sa consommation à un volume minimal en raison de l'arrêt de production d'une de ses  
5 unités à partir de 2017. D'autres clients du secteur des pâtes et papiers, de la métallurgie et  
6 des aliments et boissons pourraient réduire significativement leur production. L'annulation ou  
7 le report de certaines nouvelles ventes amèneraient également des baisses de livraison.  
8 Finalement, Gaz Métro considère aussi dans le scénario défavorable que le déplacement de  
9 charbon et de coke de pétrole par le gaz naturel ne se réaliserait pas.

10 Les volumes au **service interruptible** sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions  
11 de production chez plusieurs clients. La baisse des volumes au service interruptible est  
12 accentuée par l'annulation de nouvelles ventes et par l'absence de déplacement de charbon  
13 et de coke de pétrole par le gaz naturel.

14 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 66,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>  
15 en 2017 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à  
16 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et  
17 amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de  
18 la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis



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

#### 5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2017-2020 et 2016-2019

4 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause  
5 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2016<sup>13</sup>. Le Tableau 23 présente une  
6 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 24.  
7 Les volumes de l'année 2016 associés au plan d'approvisionnement 2017-2020  
8 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision budgétaire 4/8 2016.

**Tableau 23**

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ**  
**PLAN 2017-2020 vs PLAN 2016-2019<sup>14</sup>**  
**(avant interruptions)**

	2016	2017	2018	2019	2020
	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 2017-2020	2 693,2	2 710,5	2 723,7	2 736,0	2 741,8
2 Plan 2016-2019	2 757,5	2 770,8	2 786,0	2 806,8	s/o
3 Écart	(64,4)	(60,3)	(62,3)	(70,8)	s/o
<b>Grandes entreprises</b>					
4 Plan 2017-2020	2 849,8	2 991,0	3 275,9	3 259,4	3 262,2
5 Plan 2016-2019	2 757,0	3 040,2	3 529,1	3 929,1	s/o
6 Écart	92,7	(49,2)	(253,2)	(669,7)	s/o
<b>Total</b>					
7 Plan 2017-2020	5 543,0	5 701,6	5 999,6	5 995,4	6 004,1
8 Plan 2016-2019	5 514,6	5 811,1	6 315,1	6 735,8	s/o
9 Écart	28,4	(109,5)	(315,5)	(740,5)	s/o

<sup>13</sup> R-3879-2014, CT 2016, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1.

<sup>14</sup>Idem.

**Tableau 24**

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE  
PLAN 2017-2020 vs PLAN 2016-2019  
(avant interruptions)**

	2016	2017	2018	2019	2020
	106m³	106m³	106m³	106m³	106m³
<b>Service continu</b>					
1 Plan 2017-2020	5 203,0	5 394,3	5 696,1	5 692,0	5 700,4
2 Plan 2016-2019	5 102,1	5 421,1	5 927,0	6 347,5	s/o
3 Écart	100,9	(26,8)	(230,8)	(655,5)	s/o
<b>Service interruptible</b>					
4 Plan 2017-2020	339,9	307,3	303,4	303,3	303,6
5 Plan 2016-2019	412,5	390,0	388,1	388,3	s/o
6 Écart	(72,5)	(82,7)	(84,6)	(85,0)	s/o
<b>Total</b>					
7 Plan 2017-2020	5 543,0	5 701,6	5 999,6	5 995,4	6 004,1
8 Plan 2016-2019	5 514,6	5 811,1	6 315,1	6 735,8	s/o
9 Écart	28,4	(109,5)	(315,5)	(740,5)	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 2017-2020.

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 2015. 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 25

**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%
25	2015	5 260,3	5 313,6	-53,2	-1,00%

3 À partir de cet échantillon de 25 données (Tableau 25), 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

1 connaissance du marché dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des  
2 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

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

### 13 **6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2017 à 2020**

14 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité  
15 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de  
16 variance égale à 0,18 % (ou d'écart type égal à 4,2 %).

17 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de  
18 base pour 2017 à 2020, telles que présentées au Tableau 26. Les probabilités de réalisation  
19 des scénarios favorables sont plus faibles que les probabilités présentées dans le cadre de  
20 la Cause tarifaire 2016 (R-3879-2014, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1). L'écart provient  
21 principalement des volumes du scénario de base qui sont en baisse en 2017 par rapport à la  
22 Cause tarifaire 2016. En diminuant les volumes du scénario de base, l'écart avec les volumes  
23 au scénario favorable s'agrandit.

Tableau 26

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

	Réalisation	Probabilité
1	<b>2016-2017</b>	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	20,57%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	61,63%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	17,79%
5	<b>2017-2018</b>	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	29,35%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	69,19%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,47%
9	<b>2018-2019</b>	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	13,00%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	86,25%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,75%
13	<b>2019-2020</b>	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	0,04%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,57%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,39%

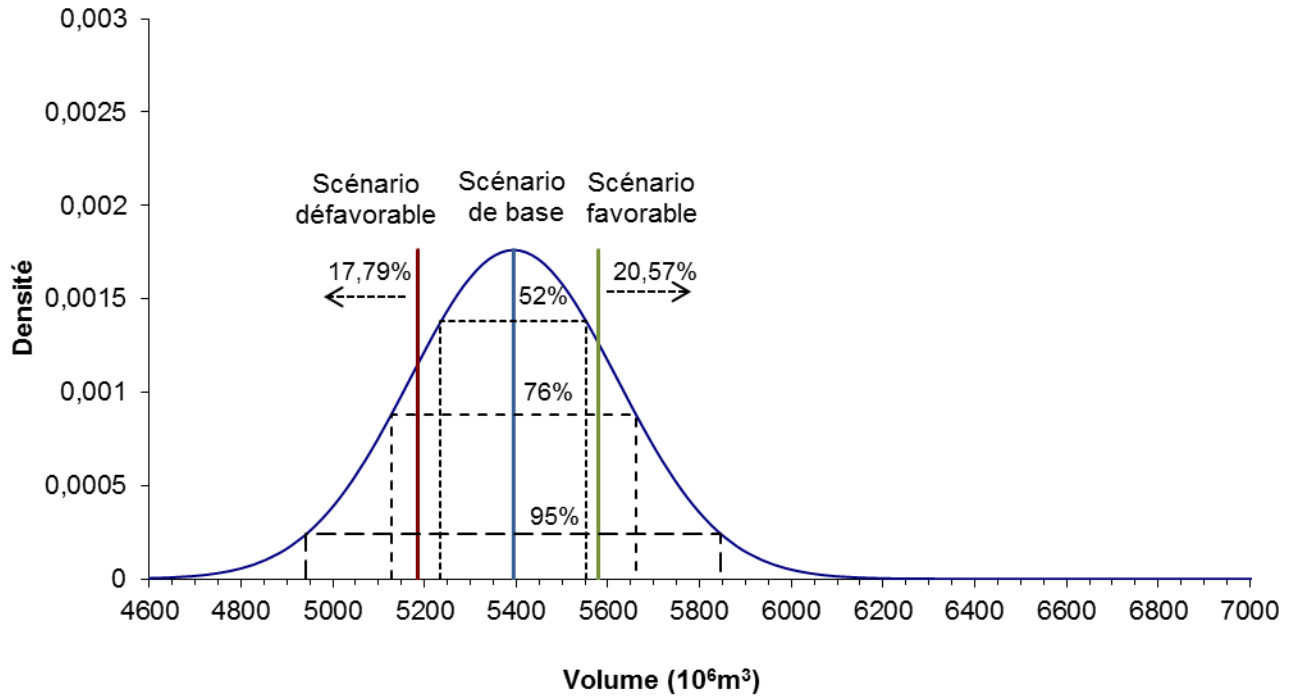
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume  
2 livré pour 2017 à 2020, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de se  
3 situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

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 caractère pointillé, sont ensuite apposés au graphique sous la courbe de  
8 probabilité en forme de cloche. L'objectif de ces graphiques est de visualiser plus facilement  
9 la probabilité que les volumes prévisionnels du scénario de base soient plus élevés que ceux  
10 du scénario favorable (ou moins élevés que le scénario défavorable) pour chacune des  
11 années prévisionnelles.

12 À titre d'exemple, pour l'année prévisionnelle 2017, il y a une probabilité de 20,57% que le  
13 volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il y a une  
14 probabilité de 17,79 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario  
15 défavorable.

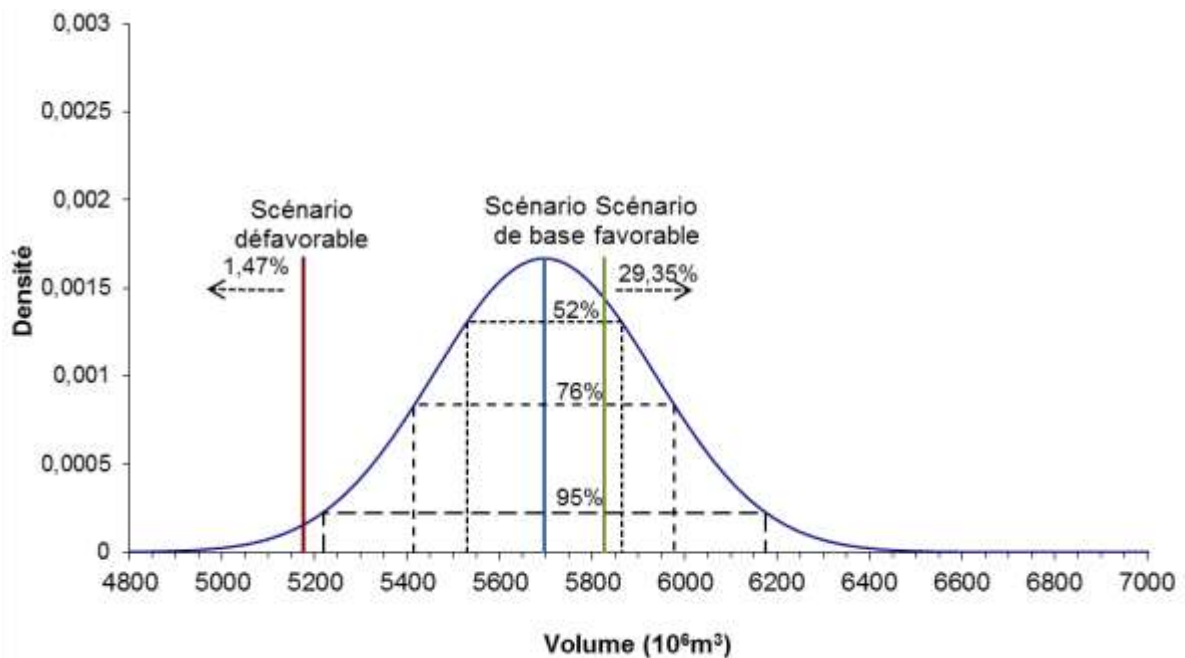
Graphique 20

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



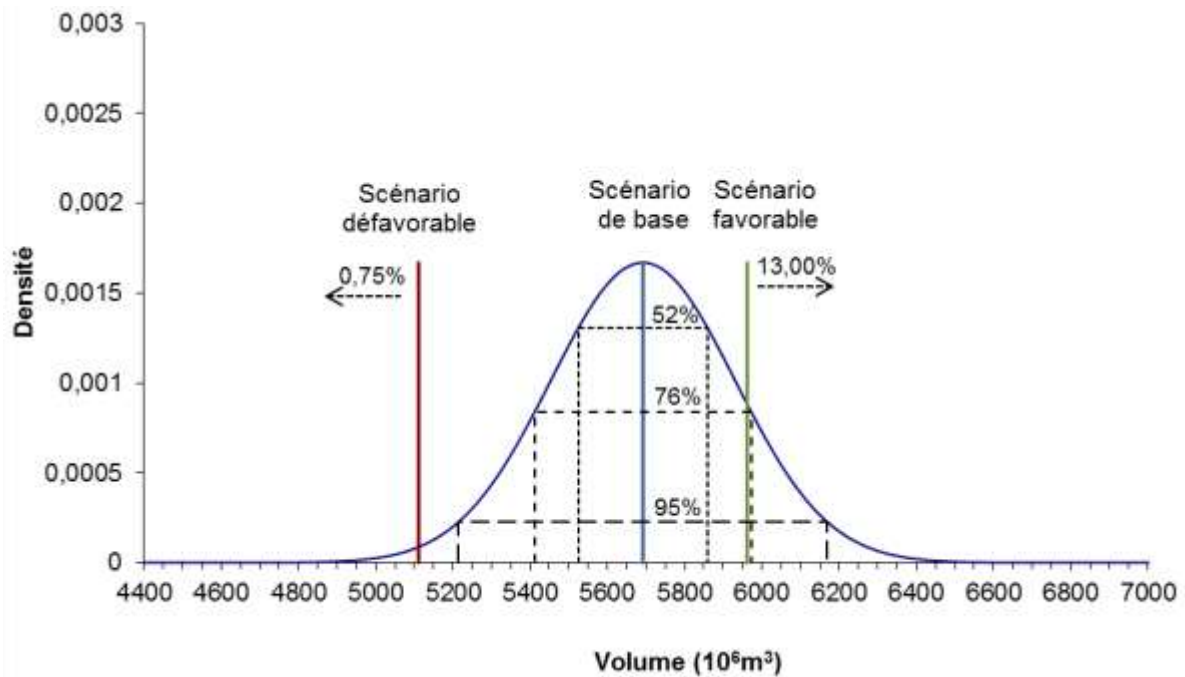
Graphique 21

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



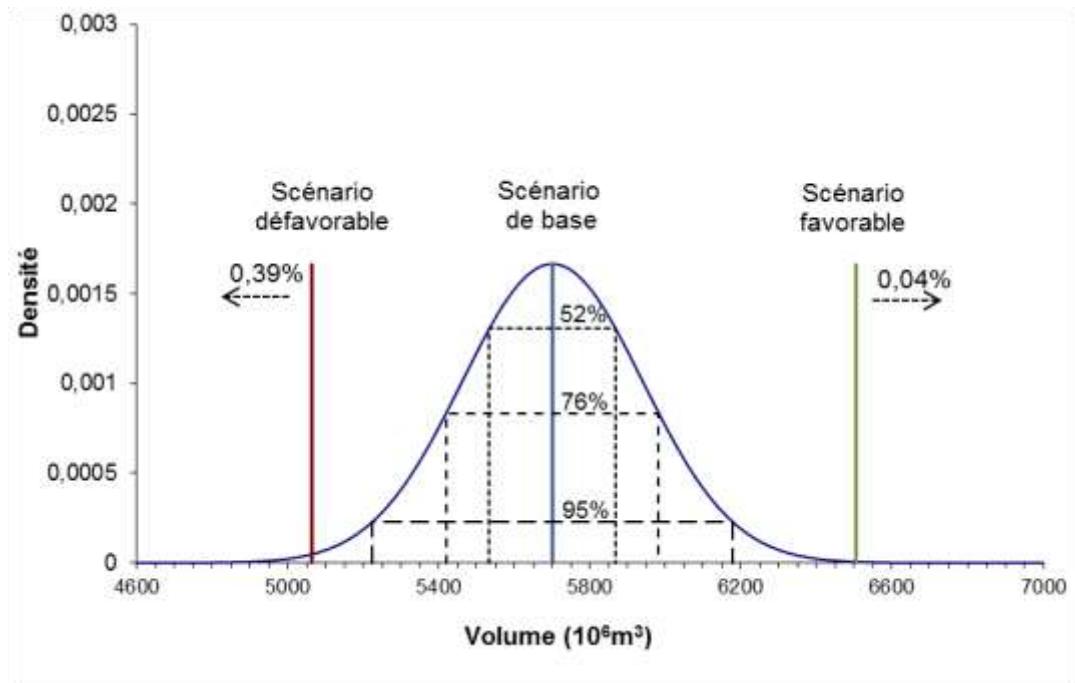
Graphique 22

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



Graphique 23

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2020 (service continu)

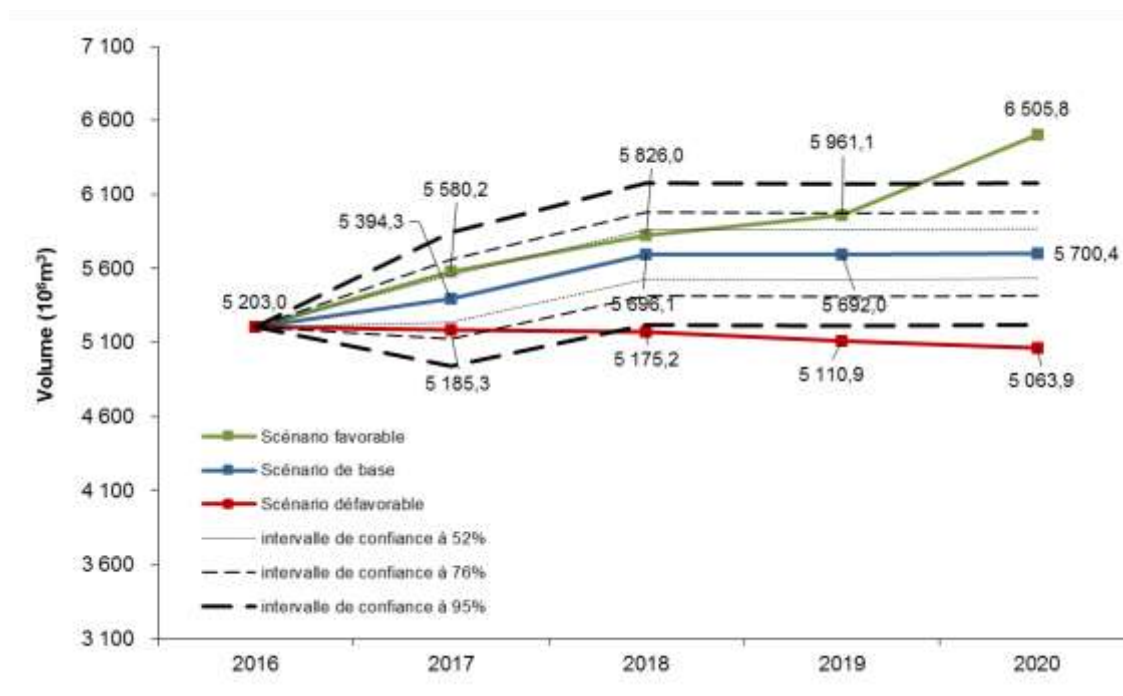


### 6.3. Aperçu sur quatre ans

1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2017 à 2020, 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 24

##### Intervalle de confiance autour des prévisions sur 4 ans (service continu)



## 7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2017-2020

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 répondre à la demande continue des clients  
9 en journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux 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.



1 Gaz Métro optimise les coûts totaux d’approvisionnement en utilisant une combinaison d’outils :  
2 des capacités de transport depuis l’Alberta et le sud de l’Ontario, de l’entreposage dans son  
3 territoire et hors de son territoire et des livraisons dans son territoire. Par cette combinaison  
4 d’outils, Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d’un portefeuille d’outils variés  
5 et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

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

### **7.1. Retour sur la Cause tarifaire 2016 et contexte général**

8 Gaz Métro juge important de rappeler le contexte présent à la Cause tarifaire 2016. Les  
9 décisions et les actions qui ont été prises constituent les bases de travail pour la stratégie  
10 d’approvisionnement sur l’horizon du plan 2017-2020.

11 Dans le but de réduire les coûts d’approvisionnement pour la clientèle, Gaz Métro a convenu  
12 en avril 2015, soit après le dépôt de sa Cause tarifaire 2016, d’une entente avec une tierce  
13 partie consistant en un échange entre Dawn et GMIT EDA pour une capacité de  
14 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effective au 1<sup>er</sup> novembre 2017. Simultanément, Gaz Métro décontractait une  
15 capacité équivalente de transport FTSH entre Dawn et GMIT EDA dans le cadre de la  
16 demande de prolongation de contrats de TCPL en mai 2015.

17 D’autre part, en décembre 2015, Gaz Métro déposait un plan d’approvisionnement révisé  
18 pour l’année 2019. Elle demandait à la Régie de prendre acte du niveau des capacités de  
19 transport à soumissionner auprès de TCPL et de Union Gas dans le NCOS 2018 et  
20 d’approuver les caractéristiques des contrats qui découleraient de ces soumissions.  
21 Gaz Métro précisait également qu’elle pourrait contracter les capacités requises sur le marché  
22 secondaire en lieu et place du marché primaire, si une telle option était financièrement  
23 avantageuse.

24 Dans la décision D-2016-007, la Régie a autorisé Gaz Métro à soumissionner 435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
25 (16 500 GJ/jour) en transport FTSH Parkway-GMIT EDA auprès de TCPL et 442 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
26 (16 750 GJ/jour) en transport M12 auprès de Union Gas.

27 Les soumissions ont été acceptées par TCPL et Union Gas. Un « Precedent Agreement » a  
28 été convenu entre Gaz Métro et TCPL et est présenté à l’annexe 15. Cependant, Gaz Métro  
29 a annulé la soumission auprès de Union Gas. En effet, Gaz Métro a approché le marché

1       secondaire pour évaluer si d'autres options, financièrement avantageuses comparativement  
2       à celle de contracter des capacités de transport sur le marché primaire, pouvaient être  
3       envisagées.

4       Gaz Métro a finalement convenu d'une entente avec une tierce partie dans laquelle elle  
5       cèdera ultérieurement la capacité contractée auprès de TCPL (435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) en  
6       contrepartie d'un échange d'une capacité équivalente entre Dawn et GMIT EDA à un prix  
7       préférentiel, pour un terme de 15 ans. Cette entente débutera le 1<sup>er</sup> novembre 2018.

8       En convenant de cette entente, Gaz Métro se retrouve dans une position où elle pourra  
9       donner suite positivement à la Politique énergétique rendue publique récemment par le  
10       Gouvernement du Québec qui exige la création d'une réserve de capacités de transport.

11       Gaz Métro prévoit également effectuer une demande de conversion des capacités de FTLH  
12       entre Empress et son territoire pour du FTSH entre Parkway (ou un autre point selon le  
13       contexte du marché) et son territoire, et ce, le plus tôt après le 31 décembre 2020, date de fin  
14       de l'obligation de maintenir les capacités minimales de FTLH. Cette orientation permettra à  
15       Gaz Métro de poursuivre sa stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement  
16       plus près de son territoire.

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

**Tableau 27**

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2016-10-01	2016-11-01	2017-11-01	2018-11-01	2019-11-01
2016-10-31	28%				
2017-10-31	2%	2%	1%	1%	1%
2022-10-31	62%	50%	47%	46%	46%
2023-10-31	9%	8%	8%	8%	8%
2030-10-31		2%	2%	2%	2%
2031-10-31		39%	39%	38%	38%
2032-10-31			4%	4%	4%
2033-10-31				2%	2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

1 Pour l'année 2016-2017, 2 % des contrats ont une durée d'un an. Il s'agit de contrats sur le  
2 marché primaire entre Empress et GMIT NDA. Un peu plus de la moitié des contrats a une  
3 durée de 6 ans et l'autre moitié près de 15 ans. Ainsi, la stratégie d'approvisionnement  
4 relativement aux capacités de transport sera limitée.

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

11 Une croissance des besoins pourrait être problématique selon la disponibilité de capacités de  
12 transport sur le marché secondaire, considérant le fait que contracter sur le marché primaire  
13 pour développer de la nouvelle capacité nécessiterait normalement un délai minimal de  
14 trois ans. Une décroissance des besoins entraînerait des excédents de capacité de transport.  
15 Gaz Métro aurait comme unique option de vendre le transport sur le marché secondaire, ne  
16 pouvant retourner les capacités auprès de TCPL.

17 Il est à noter que la refonte du service interruptible pourrait également modifier les besoins  
18 d'approvisionnement, mais l'impact sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant  
19 que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Dans l'intérim, pour établir le plan  
20 d'approvisionnement 2017-2020, une hypothèse d'ajout de 528 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de clientèle au  
21 service interruptible découlant de la refonte est toutefois utilisée.

## **7.2. Transport**

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

25 Les nouvelles capacités de transport de TCPL, qui devaient prendre effet au 1<sup>er</sup> novembre  
26 2015, ont été considérées effectives au 1<sup>er</sup> novembre 2016, en raison du retard pris dans  
27 l'échéance relative à la mise en service de ces capacités. TCPL a accepté de reporter la date  
28 de fin des capacités contractuelles entre Empress et GMIT qui venaient à échéance le

1 31 octobre 2015, incluant les contrats de FTNR, jusqu'à la date de mise au service des  
2 nouvelles capacités.

3 D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès de  
4 Union Gas avec une date de mise en service au 1<sup>er</sup> novembre 2015, soit 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour,  
5 ont été mises en service à cette date. Toutefois, ces capacités ne peuvent être utilisées tant  
6 que TCPL ne rendra pas disponibles les capacités entre Parkway et le territoire de Gaz Métro  
7 afin de compléter le tronçon Dawn-GMIT.

8 Sur l'horizon du plan 2017-2020, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
9 d'approvisionnement vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016, considérant que TCPL rendrait  
10 disponibles, à compter de cette date, les nouvelles capacités entre Parkway et GMIT prévues  
11 entrer en vigueur aux 1<sup>er</sup> novembre 2015 et 2016. Conséquemment, les capacités de  
12 transport contractées auprès de Union Gas seront également utilisées à compter du  
13 1<sup>er</sup> novembre 2016.

14 Cependant, advenant un retard dans la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon  
15 Parkway-GMIT, et comme les livraisons des clients en achat direct seront déplacées à Dawn  
16 à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, les capacités détenues entre Dawn et la franchise ne  
17 permettraient pas d'acheminer vers celle-ci toute la molécule livrée à Dawn. Gaz Métro a  
18 analysé les impacts d'un tel report. Premièrement, les capacités actuelles de FT et FTNR  
19 entre Empress et GMIT seraient maintenues, conformément aux modalités contractuelles  
20 prévues auprès de TCPL. Les achats de fourniture de Gaz Métro (gaz de réseau) seraient  
21 concentrés à Empress. Toutefois, ces achats ne combleraient pas la totalité des capacités  
22 entre Empress et GMIT. Ainsi, un échange de molécule - molécule livrée à Dawn par les  
23 clients en achat direct - entre Dawn et Empress serait envisagé, de façon à combler ces  
24 capacités et répondre à la demande de la clientèle en franchise.

25 Comme annoncé précédemment et détaillé à la section 9, des capacités excédentaires sont  
26 observées pour les quatre années du plan d'approvisionnement. La baisse des besoins  
27 d'approvisionnement résulte de deux éléments. D'une part, la demande continue en journée  
28 de pointe projetée selon la régression de l'année de référence 2014-2015 est à la baisse,  
29 comme le montrent les sections 2 et 3 du tableau 2 de l'annexe 5. D'autre part, les capacités  
30 sous contrats excèdent les besoins.

31 La stratégie sur l'horizon du plan est la suivante :

1 Année 2017

2 Une combinaison de ventes de transport *a priori* de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre le 1<sup>er</sup> novembre  
3 2016 et le 31 mars 2017 est projetée. Au moment de développer le plan d'approvisionnement,  
4 aucune capacité de transport n'avait été vendue.

5 La section 9.1 décrit plus en détail les actions projetées au plan de l'année 2017.

6 Années 2018, 2019 et 2020

7 Des approvisionnements excédentaires sont également observés pour les trois années. Pour  
8 chacune de ces années, si des excédents demeurent lors de la cause tarifaire respective, des  
9 ventes de transport *a priori* sur le marché secondaire seront alors envisagées.

**7.3. Fourniture de gaz naturel**

10 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2017-2020 a été  
11 adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

12 Pour l'année 2017, Gaz Métro procédera par appel d'offres pour les achats contractés  
13 d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères  
14 suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro  
15 s'assurera également de maintenir une diversité de fournisseurs.

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

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

25 La section 8.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achats de  
26 gaz naturel que Gaz Métro prévoit contracter d'avance pour l'année 2017.

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

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

1 Le projet d'investissement pour le raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins  
2 d'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de Gaz Métro a été approuvé par la  
3 Régie<sup>15</sup>. Dès lors, Gaz Métro a signé une entente de principe avec la ville de Saint-Hyacinthe  
4 pour l'acquisition d'une partie du gaz naturel renouvelable produit. La date de mise en service  
5 est prévue au mois de juin 2017. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan  
6 d'approvisionnement à compter de cette date.

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

#### **7.5. Équilibrage**

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

12 L'usine LSR est un outil d'approvisionnement de pointe. Elle est donc utilisée comme l'un des  
13 derniers outils d'approvisionnement.

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

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

---

<sup>15</sup> D-2015-107.

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

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

11 Finalement, Gaz Métro a considéré comme outil de pointe l'interruption de la liquéfaction du  
12 client GM GNL dès l'hiver 2016-2017, période de la mise en place du nouveau train de  
13 liquéfaction. À cet effet, lors des journées d'interruption de la liquéfaction du client GM GNL,  
14 Gaz Métro utilisera le gaz naturel devant normalement être liquéfié par GM GNL pour  
15 répondre à la demande de la clientèle de la daQ. En contrepartie, GM GNL pourra retirer du  
16 GNL de l'inventaire réservé à la daQ une quantité équivalente aux volumes qui auraient dû  
17 être liquéfiés<sup>16</sup>.

18 Gaz Métro a établi son plan d'approvisionnement 2017-2020 en supposant le maintien de  
19 l'ensemble de ses capacités d'entreposage.

## **7.6. Conclusion**

20 Sur l'horizon du plan 2017-2020, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
21 d'approvisionnement vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2016. À cette date, les capacités de  
22 transport FTLH entre Empress et le territoire de Gaz Métro seront réduites à 2 974 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
23 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,  
24 si les nouvelles capacités de transport entre Parkway et GMIT sont disponibles.

25 Gaz Métro a également intégré, à compter de l'année 2017, les approvisionnements  
26 découlant de l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme outil de pointe.

---

<sup>16</sup> Référence : R-3879-2014, B-0341, Gaz Métro-7, Document 8, section 2.2.

1 L'impact estimé de la refonte du service interruptible est quant à lui intégré à compter de  
2 l'année 2018.

3 Dans le présent plan d'approvisionnement, les quatre années sont en excédent  
4 d'approvisionnement.

5 Pour l'année 2017, Gaz Métro a projeté une combinaison de ventes de transport *a priori* de  
6 novembre à mars de FTLH et de FTSH Dawn-GMIT EDA. Gaz Métro optimisera les capacités  
7 excédentaires dont elle dispose avant le début de l'hiver 2017. Cependant, pour les années  
8 subséquentes du plan, Gaz Métro attendra les causes tarifaires respectives afin de réévaluer  
9 les besoins propres à chaque année et prendre en compte la réserve de capacité de transport  
10 pour d'éventuels projets industriels requise par la Politique énergétique 2030 du  
11 Gouvernement du Québec.

12 Les sections 8 et 9 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la  
13 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2017-2020.

14 Comme mentionné précédemment, la majorité des contrats de Gaz Métro sur le marché  
15 primaire a maintenant une durée de plus de six ans. Considérant le contexte actuel, à savoir :

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

20 les stratégies futures d'approvisionnement seront plus limitées.

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

21 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés  
22 par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de  
23 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**

24 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du  
25 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.



1 De plus, depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2015, Gaz Métro achète et fournit le gaz de compression  
2 nécessaire au transport du gaz naturel, et ce, pour l'ensemble de la clientèle, incluant les  
3 clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété et les clients ayant  
4 convenu d'une entente à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique.

5 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel de Gaz Métro  
6 est présenté à l'annexe 2. La date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat,  
7 ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan  
8 d'approvisionnement 2017-2020 sont spécifiés. Le tableau présente également les totaux  
9 visés au plan d'approvisionnement de l'année 2017 et le ratio qui est contracté à ce jour  
10 par rapport à ces totaux. Comme présenté à l'annexe 2, à ce jour, il n'y a qu'un contrat de  
11 fourniture existant<sup>17</sup>. Gaz Métro projette sécuriser près de 50 % des achats totaux au  
12 service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière.

13 La page 2 de l'annexe 2 présente, selon la structure d'approvisionnement projetée pour  
14 l'année 2017, la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par  
15 point d'achat, ainsi que les quantités que Gaz Métro prévoit contracter d'avance avant le  
16 début de l'année financière 2017.

17 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Gaz Métro  
18 (55,3 %) serait effectuée à Dawn et majoritairement en hiver. L'autre portion du gaz  
19 naturel serait contractée au point Empress (44,6 %). Finalement, un achat de gaz naturel  
20 serait effectué dans le territoire de Gaz Métro (0,07 %).

21 La stratégie d'achats à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage  
22 de Union Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Ainsi, pour les mois  
23 d'octobre et novembre, des achats à Dawn seront priorisés sur les retraits au site de  
24 Union Gas. Il s'agit de mois d'épaule au cours desquels la température peut  
25 influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois,  
26 Gaz Métro est interruptible en injection au site d'entreposage de Union Gas, elle doit donc  
27 être prudente pour ne pas se retrouver avec des excédents de gaz naturel. Toutefois,  
28 considérant les quantités quotidiennes importantes d'achats de gaz naturel pour le mois  
29 de novembre, Gaz Métro contractera d'avance une partie de ces achats. Les autres

---

<sup>17</sup> Le contrat d'achat de gaz naturel renouvelable produit par la ville de Saint-Hyacinthe est prévu débiter en juin 2017, pour une durée de 20 ans.

1 achats pour ces deux mois seront effectués sur une base « spot » afin d'adapter les  
2 quantités aux besoins spécifiques de la demande.

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

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

9 Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2017 avant de contracter des achats en bloc à  
10 Empress pour les mois de mai à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler  
11 les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après  
12 l'hiver, elle jugera chaque mois si des achats en bloc doivent être réalisés. De plus, selon  
13 les quantités requises, une partie des achats des mois d'août et septembre sera réalisée  
14 sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection au  
15 site d'entreposage de Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez Union Gas est  
16 réduite pour cette période et le niveau d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne  
17 une gestion plus précise des injections à planifier sur cette période et par le fait même,  
18 sur les achats de gaz naturel.

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

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

#### 25 Volume de fourniture requis pour l'année 2016-2017

26 Pour l'année 2016-2017, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par  
27 Gaz Métro est estimé à 2 232 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. De cette quantité, 2 031 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sont attribués  
28 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence  
29 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la

1 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression<sup>18</sup>  
2 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de Gaz Métro et pour injecter aux  
3 sites d'entreposage.

4 Il est à noter qu'au volume total, mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté  
5 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe  
6 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2016-2017, le volume annuel  
7 est estimé à 303 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. La majorité de ce volume (93 %) sera livrée à Dawn. Les clients  
8 livrant toujours à Empress seront progressivement transférés vers Dawn lors du  
9 renouvellement de leur contrat. Le transfert devrait être complété en septembre 2018.

10 Prix du service de fourniture

11 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2016-2017 est  
12 de 13,575 ¢/m<sup>3</sup> (3,58 \$/GJ). Pour le mois d'octobre, le prix au point de référence Empress  
13 est de 10,079 ¢/m<sup>3</sup> (2,66 \$/GJ). De novembre à septembre, le prix au point de référence  
14 Dawn est de 13,906 ¢/m<sup>3</sup> (3,67 \$/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du  
15 présent document présente le détail de l'évaluation de ces prix.

16 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

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

21 Historique des achats réels de fourniture à Dawn

22 La comparaison, pour chacune des cinq dernières années disponibles, des prix mensuels  
23 à Dawn et des prix mensuels des achats de Gaz Métro effectués à Dawn est présentée à  
24 l'annexe 14.

25 Gaz Métro croit qu'il serait opportun de mettre fin à ce suivi car, d'une part, la stratégie de  
26 diversification des indices d'achat de la fourniture a été fixée par la décision D-2014-064

---

<sup>18</sup> Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 3, page 4.

1 et, d'autre part, un suivi à cet effet est déposé au rapport annuel. Si cette information est  
2 toujours requise, elle pourrait être intégrée avec le suivi présenté au rapport annuel.

3 **Gaz Métro demande à la Régie de mettre fin au suivi relatif à l'historique des achats**  
4 **réels de fourniture à Dawn.**

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

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

9 Pour l'année 2016-2017, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 268 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,  
10 dont 8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz  
11 d'appoint concurrence.

### **8.2. Transport**

12 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans  
13 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont  
14 présentées à l'annexe 3, pages 1 et 2. Ce document détaille les débits au 1<sup>er</sup> octobre 2016 et  
15 au 1<sup>er</sup> novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement, ainsi que les  
16 échéances des différents contrats de transport. Les modalités de renouvellement sont  
17 également indiquées.

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

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

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

1 Il est à noter que les capacités additionnelles de 435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (16 500 GJ/jour)  
2 soumissionnées auprès de TCPL et de 441 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (16 715 GJ/jour) auprès de  
3 Union Gas à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2018 ne sont pas intégrées à l'annexe 3. En effet,  
4 Gaz Métro a signé le « Precedent Agreement » de TCPL, mais a convenu de céder  
5 ultérieurement la capacité à une tierce partie en contrepartie d'un échange d'une capacité  
6 équivalente entre Dawn et GMIT EDA à un prix préférentiel, pour un terme de 15 ans. Cet  
7 échange est présenté à l'annexe 3, page 1, ligne 20. Par ailleurs, Gaz Métro a annulé,  
8 sans frais, la soumission auprès de Union Gas, la capacité sur le tronçon Dawn-Parkway  
9 n'étant plus requise.

10 Sur l'horizon du plan 2017-2020, Gaz Métro a considéré le déplacement de sa structure  
11 d'approvisionnement vers Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016, considérant que TCPL  
12 rendrait disponibles, à compter de cette date, les nouvelles capacités entre Parkway et  
13 GMIT prévues entrer en vigueur aux 1<sup>ers</sup> novembre 2015 et 2016.

14 Il est à noter que les capacités de transport FTLH projetées être réduites, ainsi que les  
15 capacités de transport FTNR demeurent en service jusqu'à l'entrée en vigueur des  
16 nouvelles capacités sur le tronçon Parkway-GMIT prévues entrer en service le  
17 1<sup>er</sup> novembre 2015.

18 D'autre part, les capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès  
19 de Union Gas, soit 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, ont été rendues disponibles le 1<sup>er</sup> novembre 2015.  
20 Les capacités équivalentes sur le tronçon entre Parkway et GMIT n'étant pas rendues  
21 disponibles par TCPL, ces capacités sont considérées non disponibles pour le mois  
22 d'octobre 2016, mais utilisées à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

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

23 Pour l'année 2016-2017, 14 clients, incluant le client en biogaz, détiendront une capacité  
24 journalière moyenne de 334 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit  
25 son service de transport s'élève à 122 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

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

1 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport aux outils  
2 d'approvisionnement passe de 363 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2016 à 426 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en 2017,  
3 représentant globalement une hausse de 63 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre la Cause tarifaire 2016 et la  
4 Cause tarifaire 2017.

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

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

8 Une demande de 8 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à l'année  
9 2016-2017. Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette  
10 clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est  
11 contractée à cet effet. Gaz Métro concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque  
12 les contrats de gaz d'appoint seront réalisés en cours d'année.

### **8.2.4. Coûts de transport**

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

15 Comme mentionné à la section 8.2.1, les capacités additionnelles de M12 rendues  
16 disponibles entre Dawn et Parkway dès le 1<sup>er</sup> novembre 2015 par Union Gas ne pourront  
17 être utilisées durant le mois d'octobre 2016. Les coûts échoués rattachés à ces capacités  
18 s'élèvent à 0,7 M\$ et sont fonctionnalisés au service de transport<sup>19</sup>.

#### Gaz d'appoint concurrence

19 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un prix  
20 unitaire moyen de 7,843 ¢/m<sup>3</sup>, correspondant au prix d'achat par Gaz Métro en fonction  
21 des projections par une tierce partie pour ce type de contrat.  
22

---

<sup>19</sup> Comme proposé par Gaz Métro dans son plan d'approvisionnement 2016-2019 (R-3879-2014, B-0614, Gaz Métro-103, Document 1, section 8.2.4) et approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-181.

### **8.3. Équilibrage**

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

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

9 Deux contrats de 116,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> chacun viendront à échéance le 31 mars 2017. Conformément  
10 à la décision D-2013-035, un contrat de 116,1 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> est déjà renouvelé pour un terme de  
11 deux ans à compter du 1<sup>er</sup> avril 2017. Ce contrat est déposé à l'annexe 16 du présent  
12 document. Le renouvellement de l'autre contrat sera considéré à l'automne 2016. Comme  
13 mentionné précédemment, Gaz Métro a l'intention de conserver le niveau de capacité  
14 d'entreposage. Elle entreprendra toutefois les négociations auprès de Union Gas et  
15 effectuera simultanément des démarches pour examiner les offres provenant d'autres  
16 fournisseurs possédant des capacités d'entreposage. Une fois que ces analyses auront été  
17 finalisées et qu'une option aura été retenue, Gaz Métro présentera alors à la Régie le résultat  
18 de cette démarche, ainsi que les caractéristiques contractuelles de l'option qui aura été  
19 retenue aux fins d'approbation.

#### **8.3.1. Coûts d'entreposage**

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

22 En ce qui a trait aux contrats d'entreposage auprès de Union Gas qui viennent à échéance  
23 au 31 mars 2017 et qui seront remplacés par de nouveaux contrats, Gaz Métro a utilisé  
24 les prix actuels pour projeter les coûts à la Cause tarifaire 2017, les prix n'étant pas  
25 connus au moment du dépôt du plan d'approvisionnement. Il est à noter que la formule  
26 de prix du contrat LST 067, déjà convenu, est connue. Cependant, elle est constituée d'un  
27 prix fixe et d'un prix variable résultant de la formule « U-Factor » et ce dernier ne sera  
28 disponible qu'en janvier 2017.

## **9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS**

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

6 Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents  
7 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL.

### **9.1. Planification pour l'année 2016-2017**

#### **9.1.1. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2017**

##### Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

8  
9 Le plan d'approvisionnement est établi afin de s'assurer que les approvisionnements sont  
10 suffisants pour répondre à la demande projetée au scénario de base et présentée à la  
11 section 5.

12 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils  
13 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur  
14 maximale entre les outils requis pour répondre à la demande continue en journée de  
15 pointe et ceux requis pour répondre à la demande saisonnière de l'hiver extrême.

16 Le détail de l'établissement de ces deux éléments est présenté à l'annexe 5.

17 Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis  
18 pour l'année 2016-2017.

**Tableau 28**

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Demande continue en journée de pointe	33 231
Débit quotidien hiver extrême	33 016
<b>Maximum [demande pointe ; hiver extrême]</b>	<b>33 231</b>



1        Outil de maintien de fiabilité

2        Le développement du marché des ventes de GNL a un impact sur la quantité de GNL  
3        disponible à l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée (daQ).

4        Pour l'année 2016-2017, une capacité d'entreposage de 2 Mm<sup>3</sup> est réservée par le client  
5        GM GNL.

6        Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de  
7        5 749 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

8        Considérant le fait que la capacité d'entreposage à l'usine LSR dédiée à la daQ est  
9        réduite, des capacités additionnelles de transport pourraient être requises afin de  
10       maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle. Ces capacités additionnelles de  
11       transport sont définies comme étant l'outil de maintien de fiabilité.

12       Pour déterminer si un outil de maintien de fiabilité est requis, une comparaison des outils  
13       d'approvisionnement sous des scénarios avec et sans réservation de capacité  
14       d'entreposage par le client GM GNL est effectuée. Sous le scénario sans réservation,  
15       l'usine LSR est entièrement utilisée dans son rôle traditionnel d'outil de pointe pour  
16       répondre à la demande de la daQ. L'outil de maintien est égal à la différence entre :

- 17       • les approvisionnements requis sous le scénario sans réservation de capacité
- 18       d'entreposage par le client GM GNL; et
- 19       • les approvisionnements requis sous le scénario avec réservation de capacité
- 20       d'entreposage par le client GM GNL

21       Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

**Tableau 29**

	Capacité d'entreposage réservée *	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	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
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
<b>Année 2016-2017</b>				
Demande continue en journée de pointe		33 231	33 231	
Besoins pour hiver extrême		32 958	33 016	
Outil d'approvisionnement requis	2,0	33 231	33 231	0

22       \* Pour facturation des coûts d'utilisation reliée à la fonction entreposage

1 Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2016-2017.

2 La méthodologie d'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la fonction  
3 entreposage et du calcul de l'outil de maintien de fiabilité, approuvée par la Régie dans la  
4 décision D-2015-012, comporte trois cas de figure :

- 5 1. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de  
6 capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au  
7 client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser  
8 l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien n'est nécessaire dans ce  
9 cas;
- 10 2. lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la  
11 capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement  
12 équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client  
13 GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la  
14 demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, alors la daQ assume en  
15 totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en  
16 totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de  
17 fiabilité); et
- 18 3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de  
19 capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client  
20 GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être  
21 cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter  
22 un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les  
23 coûts.

24 Considérant le fait qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis si le client GM GNL  
25 réserve 2 Mm<sup>3</sup> de capacité d'entreposage à l'usine LSR pour l'année 2017, le cas de  
26 figure 1 s'applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer les coûts d'utilisation de  
27 l'usine LSR reliés à la fonction entreposage au taux moyen.

28 À titre informatif, le client GM GNL utilisera le train de liquéfaction #1 durant la période de  
29 rodage du train de liquéfaction #2. Ainsi, le traitement réglementaire qui s'appliquait les  
30 années antérieures sera maintenu pour les volumes reliés à l'utilisation du train #1 de  
31 liquéfaction.

1            Outils d'approvisionnement pour répondre au besoin d'approvisionnement

2            Le Tableau 30 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, leur débit  
3            journalier maximal respectif, ainsi que la capacité de transport excédentaire établie en  
4            considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité excédentaire  
5            correspond aux ventes de transport *a priori*.

6            Il est à noter que Gaz Métro a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la  
7            possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe  
8            correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu.

**Tableau 30**

<b>Sources</b>	<b>10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour</b>
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	2 974
Transport par échange (EMP-GMIT)	0
Achats dans le territoire	0
Transport fourni par les clients	426
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 164
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	12 219
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 203
Saint-Flavien	1 524
Outil de maintien de fiabilité	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 764
Interruption de liquéfaction GM GNL	268
Sous-total approvisionnements	35 150
Achat / (Vente) de transport	-1 919
<b>Total approvisionnements après achat / (vente) de transport</b>	<b>33 231</b>

Note : À des fins d'illustration des débits journaliers maximum en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m<sup>3</sup> pour le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), Saint-Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 37,99 MJ/m<sup>3</sup> s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 37,99 MJ/m<sup>3</sup>, amenant ainsi le débit à 45 588 GJ/jour. Le plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente l'information en mètres cubes à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m<sup>3</sup>. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de 1 203 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

1        Stratégie d'approvisionnement retenue

2        Le total des approvisionnements requis pour l'année 2017 s'élève à 33 231 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
3        alors que le débit des approvisionnements sous contrat est de 35 150 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour outils.  
4        Un excédent d'outils est observé et Gaz Métro a donc intégré au plan  
5        d'approvisionnement 2017 des ventes *a priori* pour une capacité totale de  
6        1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en période d'hiver.

7        Pour la période du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au 31 mars 2017, Gaz Métro prévoit effectuer les  
8        ventes de capacités de transport suivantes :

- 9            ➤ 731 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA, amenant à 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour  
10           (85 000 GJ/jour) la capacité détenue entre Empress et GMIT; et
- 11           ➤ 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA.

12        Il est à noter que Gaz Métro prévoit également effectuer des ventes de capacité de  
13        transport FTLH non utilisée de 290 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2017.

14        L'analyse de rentabilité de cette stratégie d'approvisionnement est présentée à la  
15        section 9.1.3.

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

**Tableau 31**

	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
Total approvisionnements avant vente	35 150
Vente de transport	-1 919
Total approvisionnements après vente	33 231
Journée de pointe 2017	33 231
<b>Provision additionnelle</b>	<b>0</b>
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,00%</b>

**9.1.2. Demande et sources d'approvisionnement gazier**

17        L'annexe 6 présente la planification annuelle pour l'année 2017.

18        La demande totale s'élève à 3 413 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> pour la période d'hiver. L'approvisionnement  
19        disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 393 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>,

1           incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 19 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> est requis  
2           pour répondre à la demande d'hiver.

3           Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 2 959 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, incluant les besoins  
4           d'injection aux sites d'entreposage.

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

9           Le déplacement des livraisons des clients en achat direct à Dawn étant prévu au  
10          1<sup>er</sup> novembre 2016, les valeurs présentées à la ligne 26 de l'annexe 6 correspondent aux  
11          livraisons de l'ensemble des clients, à l'exception de quelques clients à prix fixes dont la  
12          date de fin des ententes de livraison à Empress est au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

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

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

15          L'annexe 7 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la  
16          première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2017 (scénario 1)  
17          et un scénario alternatif (scénario 2) :

18          1. Vente de capacité de transport :

- 19           • de 731 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au  
20           31 mars 2017; et
- 21           • de 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au  
22           31 mars 2017.

23          2. Vente de capacité de transport de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA du  
24          1<sup>er</sup> novembre 2016 au 31 mars 2017.

25          Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun  
26          des scénarios, accompagnée d'une comparaison des coûts de ces plans  
27          d'approvisionnement.

1           Impact sur le plan d'approvisionnement

2           La première partie de l'annexe 7 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de  
3           présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils  
4           d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

5           Impact sur les coûts d'approvisionnement

6           La seconde partie de l'annexe 7 (lignes 29 à 43) présente une estimation des coûts de  
7           ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont  
8           été utilisées :

- 9           • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document;
- 10          • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à  
11          la section 8; et
- 12          • une évaluation auprès de trois tierces parties, des prix de vente de capacités de  
13          transport excédentaire.

14          Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au  
15          coût de service de la Cause tarifaire 2017 qui inclut des éléments additionnels, tels que  
16          l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie et  
17          les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre les  
18          différents services de fourniture de Gaz Métro et du client. Cette simplification n'a pas  
19          d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût  
20          global qui est pertinent.

21          La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de  
22          0,4 M\$, soit 0,03 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 2 considérant la  
23          totalité des ventes sur le tronçon Dawn-GMIT EDA engendre des coûts légèrement  
24          inférieurs au scénario retenu pour la Cause tarifaire. Toutefois, Gaz Métro juge préférable  
25          de répartir les ventes entre les tronçons « Empress-GMIT » et « Dawn-GMIT » afin de ne  
26          pas créer une pression induite sur les prix de vente de transport entre Dawn et GMIT en  
27          inondant le marché du SH.

#### **9.1.4. Coefficient d'utilisation FTLH**

1 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH anticipé pour l'année 2016-2017 est  
2 de 100 %. Une capacité de transport excédentaire de FTLH de 290 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> serait à vendre  
3 du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2017. Celle-ci n'est pas vendue d'avance, mais plutôt  
4 concrétisée en cours d'année, selon le constat de la demande réelle.

#### **9.1.5. Nombre maximum de jours d'interruption**

5 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour  
6 l'année 2016-2017 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de  
7 distribution D<sub>5</sub>; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

**Tableau 32**

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>5</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	70	20
5.6	10 000	30 000	71	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	81	30
5.9	300 000	et plus	85	30

## **9.2. Plan d'approvisionnement 2017-2020 – scénarios de base, favorable et défavorable**

### **9.2.1. Fourniture de gaz naturel**

8 La structure d'approvisionnement est considérée déplacée à Dawn à compter du  
9 1<sup>er</sup> novembre 2016. À l'exception de certains clients à prix fixe ayant convenu des contrats  
10 de fourniture au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2016, les clients en achat direct livreront également  
11 leur fourniture à ce point à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016 (ligne 21 de l'annexe 8).

12 Sur l'horizon du plan, Gaz Métro prévoit acheter d'importants volumes de gaz naturel à  
13 Dawn (ligne 20 de l'annexe 8). Étant donné que Gaz Métro détient, pour une période  
14 transitoire, des capacités de transport entre Empress et son territoire, elle effectuera  
15 également des achats à Empress pour combler ces capacités.



### **9.2.2. Transport**

1 Selon les outils déjà contractés, des capacités excédentaires sont observées pour les  
2 quatre années du plan d'approvisionnement.

3 Aux lignes 34 à 53 de l'annexe 8, les débits quotidiens envisagés pour les segments de  
4 transport qui composent le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période  
5 concernée sont détaillés.

6 Pour les années 2017 à 2020, Gaz Métro a intégré comme outil d'approvisionnement en  
7 pointe, la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL (ligne 46 de  
8 l'annexe 8). La valeur de cet outil de pointe correspond au potentiel de liquéfaction  
9 quotidien prévu pour chacune des années.

10 Considérant le fait que la demande projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ne  
11 pouvait prendre en compte la refonte du service interruptible puisque celle-ci est encore  
12 en développement, l'impact sur les approvisionnements pour les années 2018 à 2020 a  
13 été considéré à la marge (ligne 48 de l'annexe 8). À la Cause tarifaire 2016, lors de  
14 l'établissement des capacités à soumissionner auprès de TCPL pour une mise en service  
15 au 1<sup>er</sup> novembre 2018, Gaz Métro avait estimé que la refonte du service interruptible  
16 représenterait un remplacement d'approvisionnement de 528 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Cette estimation  
17 ne semble pas avoir été remise en question par la Régie dans la décision D-2016-007.  
18 Pour la présente cause tarifaire, Gaz Métro a donc utilisé cette valeur comme impact de  
19 l'offre interruptible sur les outils d'approvisionnement.

20 Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une  
21 capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente la capacité  
22 réservée pour l'horizon du plan d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les  
23 approvisionnements gaziers. Tout comme pour l'année 2017, aucun outil de maintien de  
24 fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL dans l'horizon du plan.

**Tableau 33**

	Capacité d'entreposage réservée 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Scénario sans réservation à LSR 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Scénario avec réservation à LSR 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Outil de maintien de fiabilité 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
<b>Année 2016-2017</b>				
Demande continue en journée de pointe		33 231	33 231	
Besoins pour hiver extrême		32 958	33 016	
Outil d'approvisionnement requis	2,0	33 231	33 231	0
<b>Année 2017-2018</b>				
Demande continue en journée de pointe		34 352	34 352	
Besoins pour hiver extrême		33 971	34 076	
Outil d'approvisionnement requis	2,5	34 352	34 352	0
<b>Année 2018-2019</b>				
Demande continue en journée de pointe		34 471	34 471	
Besoins pour hiver extrême		34 069	34 164	
Outil d'approvisionnement requis	2,5	34 471	34 471	0
<b>Année 2019-2020</b>				
Demande continue en journée de pointe		34 419	34 419	
Besoins pour hiver extrême		33 978	34 039	
Outil d'approvisionnement requis	2,5	34 419	34 419	0

1 Les capacités excédentaires de transport sont indiquées à la ligne 52 de l'annexe 8. Aux  
2 fins de présentation du plan d'approvisionnement, Gaz Métro a projeté les actions  
3 suivantes pour les années 2017 à 2020 :

- 4 • 2017 : ventes de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de transport pour la période de novembre 2016 à  
5 mars 2017 réparties en :
  - 6 a. 731 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de FTLH Empress – GMIT EDA;
  - 7 b. 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de FTSH Dawn – GMIT EDA;
- 8 • 2018 : ventes de 1 620 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacités de transport FTSH Dawn – GMIT EDA  
9 pour la période de novembre 2017 à mars 2018;
- 10 • 2019 : ventes de 1 945 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de capacités de transport FTSH Dawn – GMIT EDA  
11 pour la période de novembre 2018 à mars 2019;
- 12 • 2020 : ventes de 2 006 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour capacités de transport FTSH Dawn – GMIT EDA  
13 pour la période de novembre 2019 à mars 2020.

1 L'annexe 9 présente les plans d'approvisionnement des scénarios sans et avec  
2 réservation de la capacité d'entreposage LSR par le client GM GNL sur l'horizon du plan.

### **9.2.3. Équilibrage**

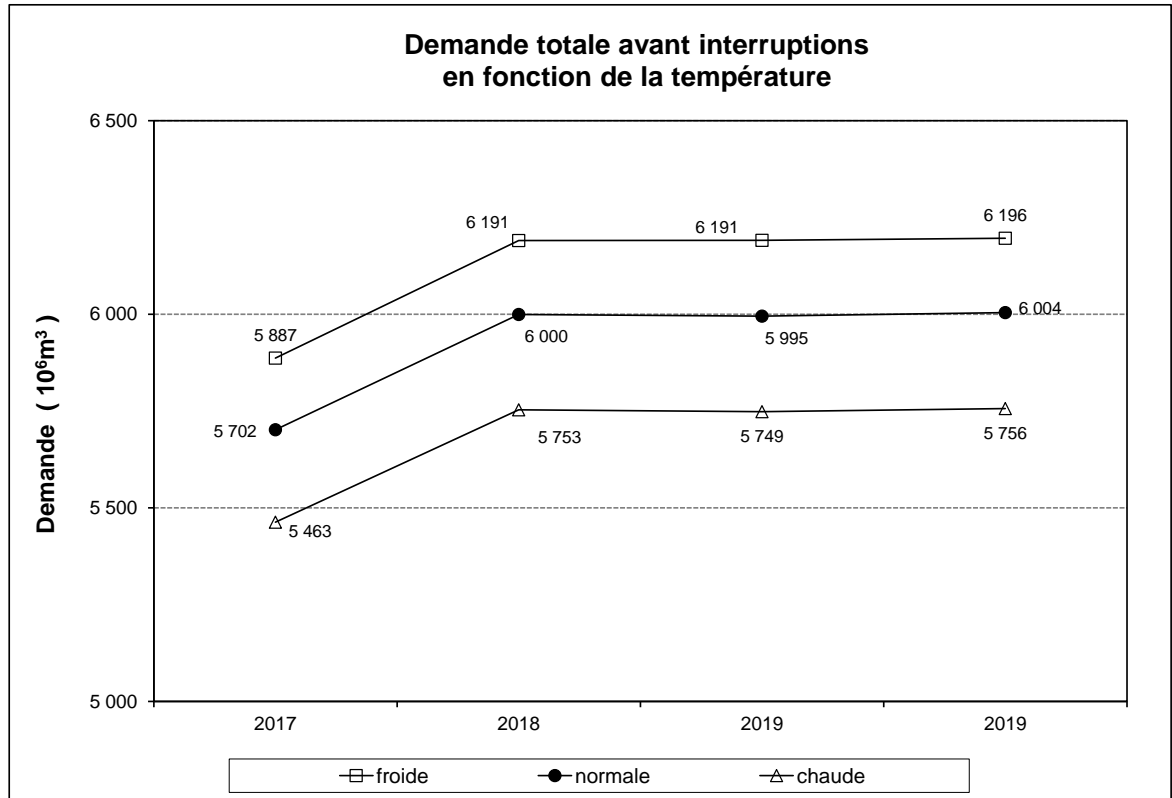
3 Gaz Métro prévoit maintenir les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan  
4 d'approvisionnement. Le détail des capacités, pour les périodes concernées, se retrouve  
5 à l'annexe 8, lignes 26 à 29.

6 Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée (daQ) est indiqué à la  
7 ligne 26.

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

8 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l'écart annuel total  
9 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les  
10 degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2017, évalués en base 13. Ces écarts sont  
11 de -15,2 % pour une année chaude et +11,8 % pour une année froide. Les variations  
12 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au  
13 graphique suivant :

Graphique 25



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 10. 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 (GR et AD) résultant de la modulation de la demande.

### 9.2.5. Scénario favorable

5 L'annexe 11 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 5.2.

8 Pour les années 2017, 2018 et 2019, des ventes de capacité moins importantes que celles  
 9 projetées au scénario de base seraient à faire alors qu'un achat de capacité de transport  
 10 serait requis pour l'année 2020 (ligne 52 de l'annexe 11). Les ventes des capacités  
 11 excédentaires pour les trois premières années, ainsi que l'ajout de capacité pour  
 12 l'année 2020 sont projetées entre Dawn et GMIT EDA de novembre à mars.

### **9.2.6. Scénario défavorable**

1 L'annexe 12 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales  
2 de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.  
3 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable  
4 se mesure par une augmentation des capacités de transport excédentaires  
5 comparativement au scénario de base. Des ventes de capacités de transport seraient  
6 requises (ligne 52 de l'annexe 12), pour les quatre années. À des fins d'illustration, des  
7 ventes de capacités FTLH Empress – GMIT EDA et FTSH Dawn-GMIT EDA sur la période  
8 de novembre à mars ont été considérées pour l'année 2017. Pour les années 2018, 2019  
9 et 2020, en plus des ventes de FTSH Dawn-GMIT EDA, des ventes de capacités FTSH  
10 Parkway-GMIT EDA combinées à des capacités de transport M12 de Union Gas ont  
11 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 leur obligation 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 2017 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

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

20 Selon les outils déjà contractés, des capacités excédentaires sont observées pour les  
21 quatre années du plan d'approvisionnement. Pour l'année 2017, les ventes de transport  
22 a priori suivantes sont projetées :

- 23 • Une capacité de 731 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA du 1<sup>er</sup> novembre 2016  
24 au 31 mars 2017. Cette vente est budgétisée au prix de 12,617 ¢/m<sup>3</sup> (3,33 \$/GJ)  
25 correspondant à la moyenne des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu  
26 de vente de 13,9 M\$; et

- 1           • Une capacité de 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au  
2           31 mars 2017. Cette vente est budgétisée au prix de 9,624 ¢/m<sup>3</sup> (2,54 \$/GJ)  
3           correspondant à la moyenne des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu  
4           de vente de 17,3 M\$.

5           Au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement de la présente cause tarifaire,  
6           aucune capacité de transport excédentaire n'était déjà vendue.

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

7           Une vente d'une capacité de transport de 290 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour est projetée entre le 1<sup>er</sup> avril et  
8           le 30 septembre 2017. Cette vente est budgétisée à un prix de 2,88 ¢/m<sup>3</sup> (0,76 \$/GJ)  
9           correspondant à la moyenne des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu de  
10          vente de 1,5 M\$.

11          Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2017 avant de procéder à cette vente.

#### **10.2. Transactions financières**

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

16          Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et  
17          dont les revenus générés sont fixes sont intégrés à la Cause tarifaire. Au moment du dépôt  
18          de la Cause tarifaire 2017, aucune transaction financière n'était réalisée pour l'année  
19          financière 2016-2017.

##### Transactions de prêt d'espace

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

25          En plus de générer des revenus d'optimisation, cette activité permet, dans certains cas, par  
26          l'échange de gaz avec cette même partie, d'éviter des coûts de gaz de compression qui,  
27          autrement, auraient été nécessaires afin de retirer ou d'injecter le gaz du site d'entreposage

1 de Union Gas. Par exemple, le retrait de Gaz Métro requis pour répondre à la demande est  
2 réduit par la quantité que la tierce partie demande d'injecter; l'effet net est un retrait moindre  
3 au site d'entreposage et, en conséquence une réduction des coûts de compression.

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

6 Gaz Métro n'encourt aucun risque avec ces transactions puisqu'elle détient le gaz des tiers  
7 en tout temps. Donc, si le tiers fait défaut de paiement, Gaz Métro pourrait opérer  
8 compensation en conservant le gaz équivalent puisqu'elle détient le gaz en inventaire.

9 Dans la décision D-2015-181 (paragr. 264), la Régie autorisait Gaz Métro à effectuer des  
10 transactions financières de prêts d'espace. Par ailleurs, elle lui demandait de démontrer, dans  
11 le cadre du prochain dossier tarifaire, qu'elle s'est assurée d'une gestion optimale de ses  
12 capacités d'entreposage détenues chez Union Gas.

13 Sur l'horizon de ce plan d'approvisionnement, Gaz Métro a appliqué la stratégie de gestion  
14 des retraits et des injections du site d'entreposage de Union Gas approuvée par la Régie dans  
15 sa décision D-2015-012. Aucune transaction de prêt d'espace n'est projetée à la Cause  
16 tarifaire 2017. Ces transactions, si les opportunités se présentent, seront effectuées en cours  
17 d'année de façon à garder la clientèle opérationnellement indemne et de maintenir la gestion  
18 des capacités d'entreposage chez Union Gas conforme à la stratégie approuvée par la Régie.

19 Il est à noter que pour l'exercice financier 2016, il n'y a pas eu de prêt d'espace au site  
20 d'entreposage de Union Gas. Il n'est donc pas nécessaire de se pencher sur la question de  
21 l'impact de ces transactions sur la gestion du site d'entreposage à Dawn.



## **CONCLUSION**

1 Gaz Métro a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2017 à 2020  
2 conformément au *Règlement*.

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

6 Sur l'horizon du plan 2017-2020, Gaz Métro maintient le rapprochement de la structure  
7 d'approvisionnement de son territoire pour le 1<sup>er</sup> novembre 2016. De plus, les livraisons des  
8 clients en achat direct seront effectuées à Dawn à compter de cette date.

9 Dans le présent plan d'approvisionnement, des excédents d'approvisionnement sont observés  
10 pour les quatre années. Conséquemment, des ventes de capacités de transport sont projetées  
11 sur l'horizon du plan.

12 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les**  
13 **années 2017-2020.**

14 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du fait qu'aucun outil de maintien n'est**  
15 **nécessaire pour l'année 2016-2017.**

16 **Gaz Métro demande à la Régie de mettre fin au suivi relatif à l'historique des achats réels**  
17 **de fourniture à Dawn (présenté à l'annexe 14), car, d'une part, la stratégie d'achat de la**  
18 **fourniture a été fixée par la décision D-2014-064 et, d'autre part, un suivi à cet effet est**  
19 **déposé au rapport annuel.**

20 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte de ses réponses aux suivis requis par la**  
21 **décision D-2015-181 et reproduits à l'annexe 5 de la présente pièce.**

## **ANNEXES**

- Annexe 1 : Prix régionaux
- Annexe 2 : Contrats d'approvisionnement existants - Fourniture de gaz naturel  
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2016-2017
- 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 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême
- Annexe 6 : Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2016-2017
- Annexe 7 : Plan d'approvisionnement 2017 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
- Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2017-2020
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2017-2020 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL
- Annexe 10 : Plan d'approvisionnement 2017-2020 – Impact potentiel de température
- Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2017-2020 – Scénario favorable
- Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2017-2020 – Scénario défavorable
- Annexe 13 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles  
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- Annexe 14 : Historique des achats réels de Gaz Métro à Dawn
- Annexe 15 : Contrat « Precedent Agreement » convenu auprès de TCPL
- Annexe 16 : Contrat d'entreposage LST 067 convenu auprès de Union Gas

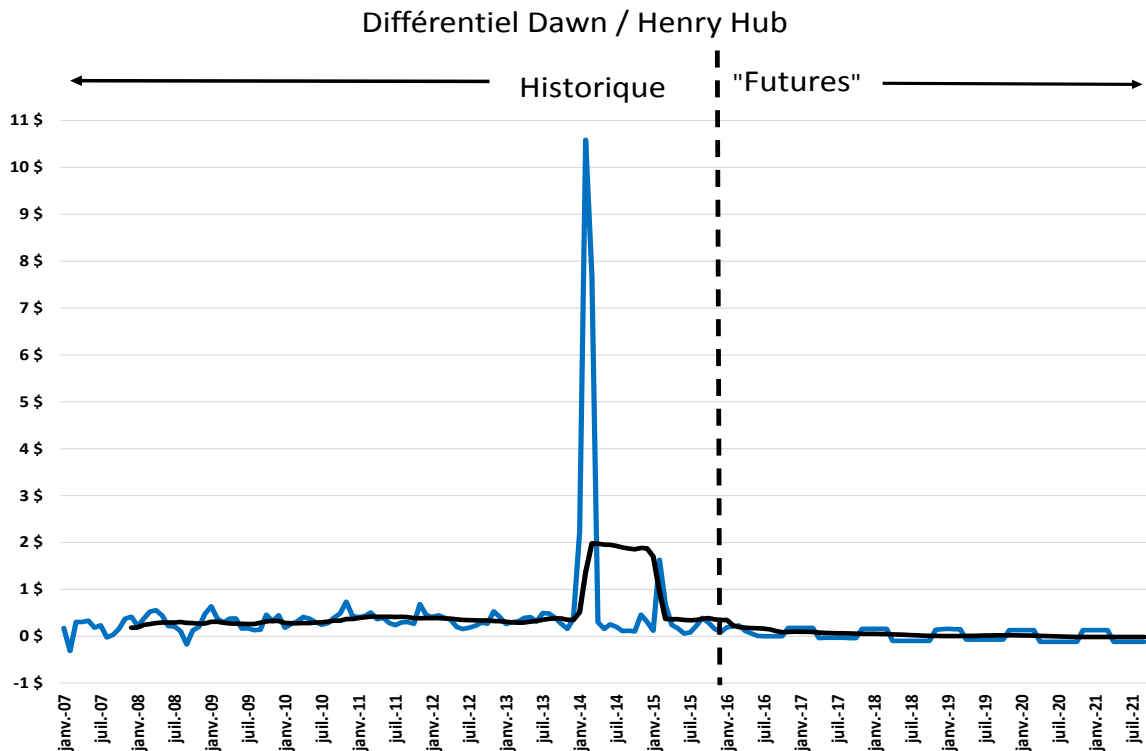
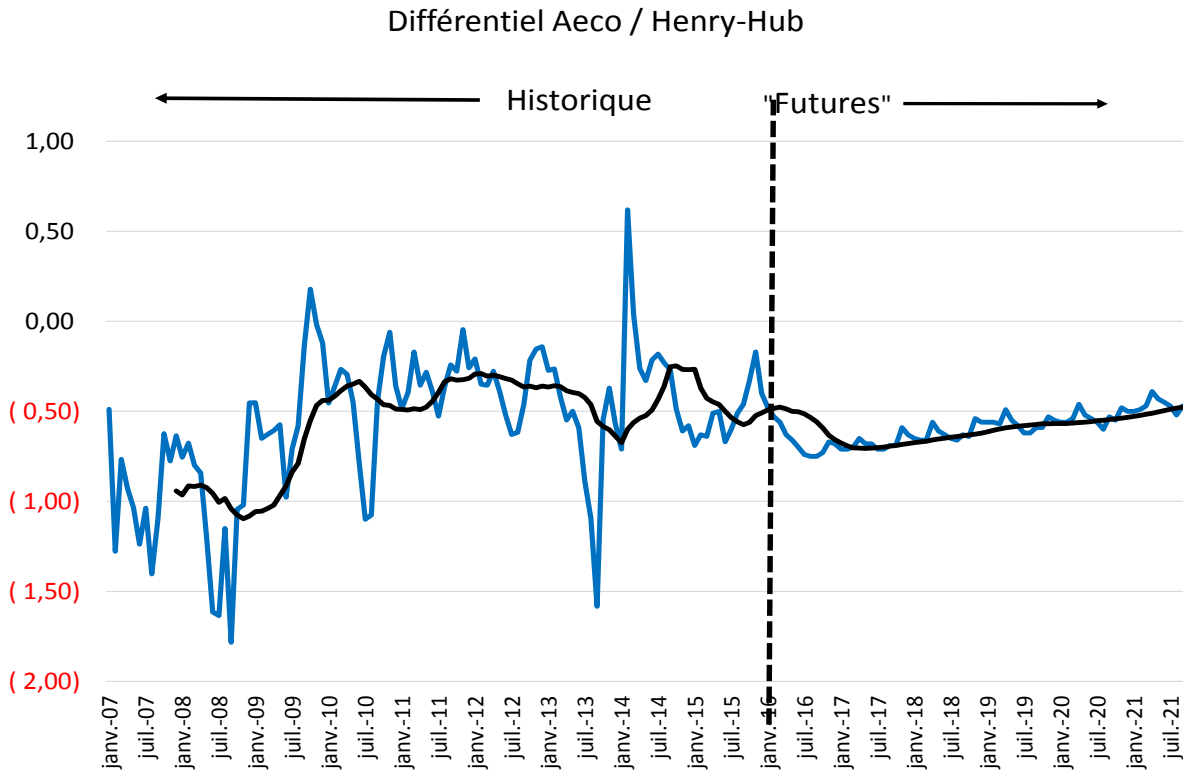
## PRIX RÉGIONAUX

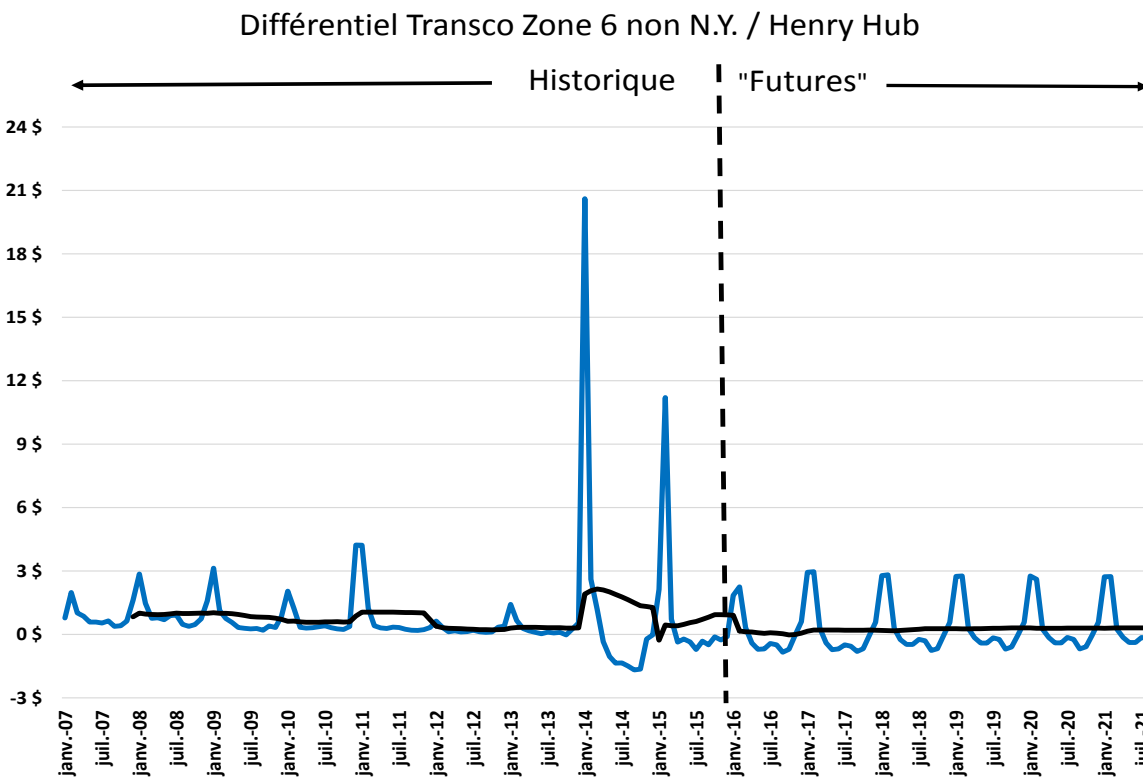
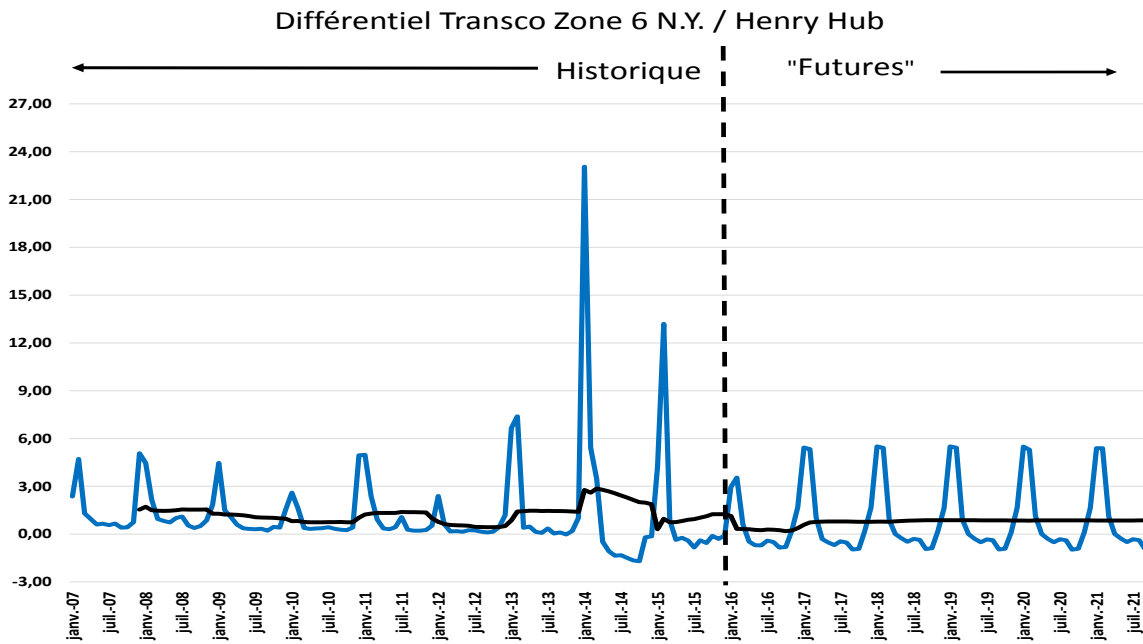
1 Cette annexe présente, sous forme graphique, l'évolution historique et la valeur des « Futures »  
2 des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel  
3 dans le nord-est du continent. L'historique de prix porte sur la période de janvier 2007 à novembre  
4 2015 alors que la valeur des « Futures » porte sur la période de décembre 2015 à septembre  
5 2021. Henry Hub est un carrefour d'échange situé en Louisiane où s'établit le prix des contrats  
6 « Futures » sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX).

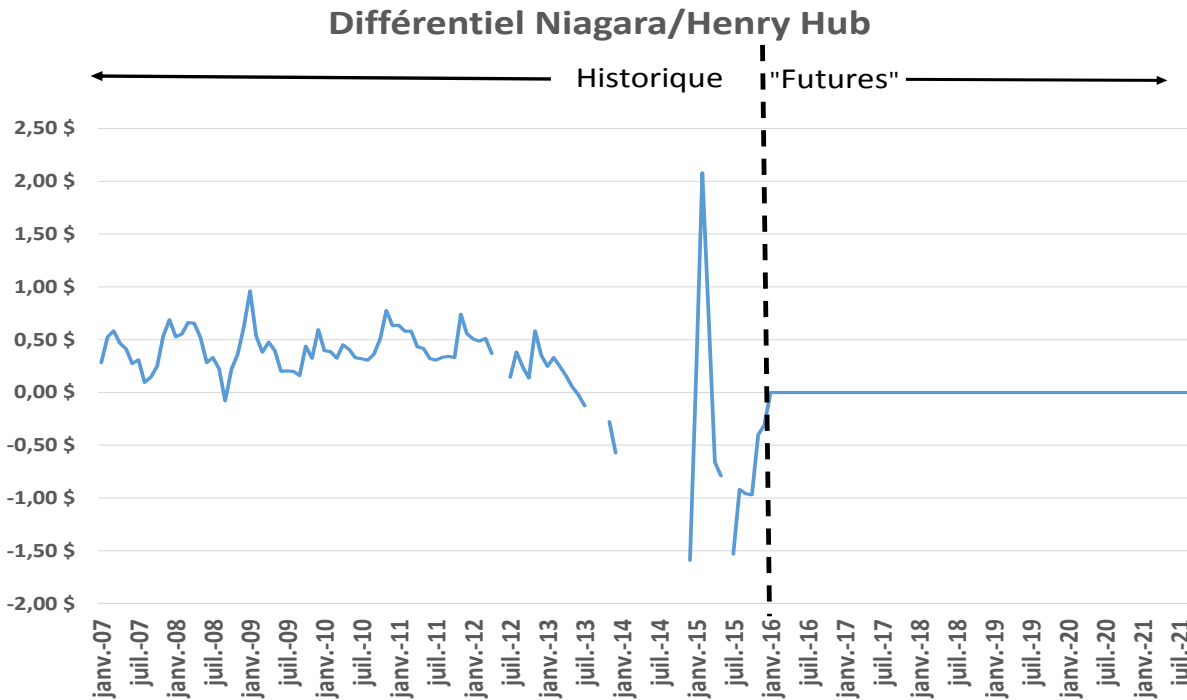
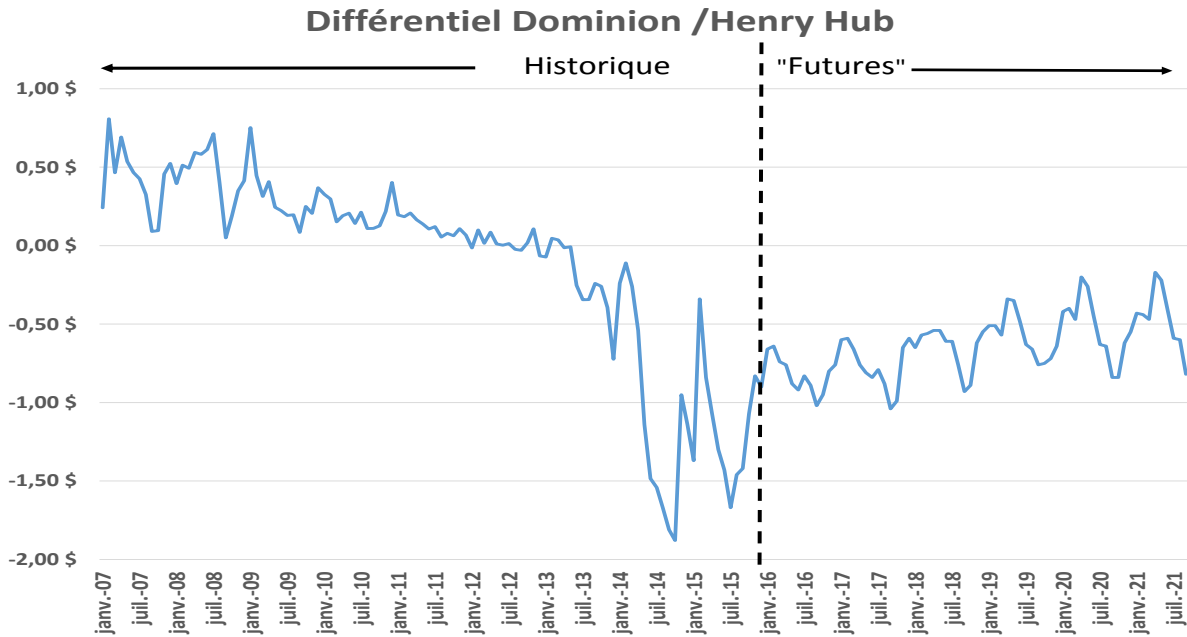
7 Les différentiels ont été calculés aux points identifiés sur la carte ci-dessous ainsi qu'à AECO. La  
8 base de données a été fournie par une tierce partie. Il est à noter que, par faute de liquidité, il y  
9 a plusieurs données manquantes pour le point Niagara. Particulièrement, sur la période de février  
10 2014 à novembre 2014, les prix n'ont pu être obtenus.

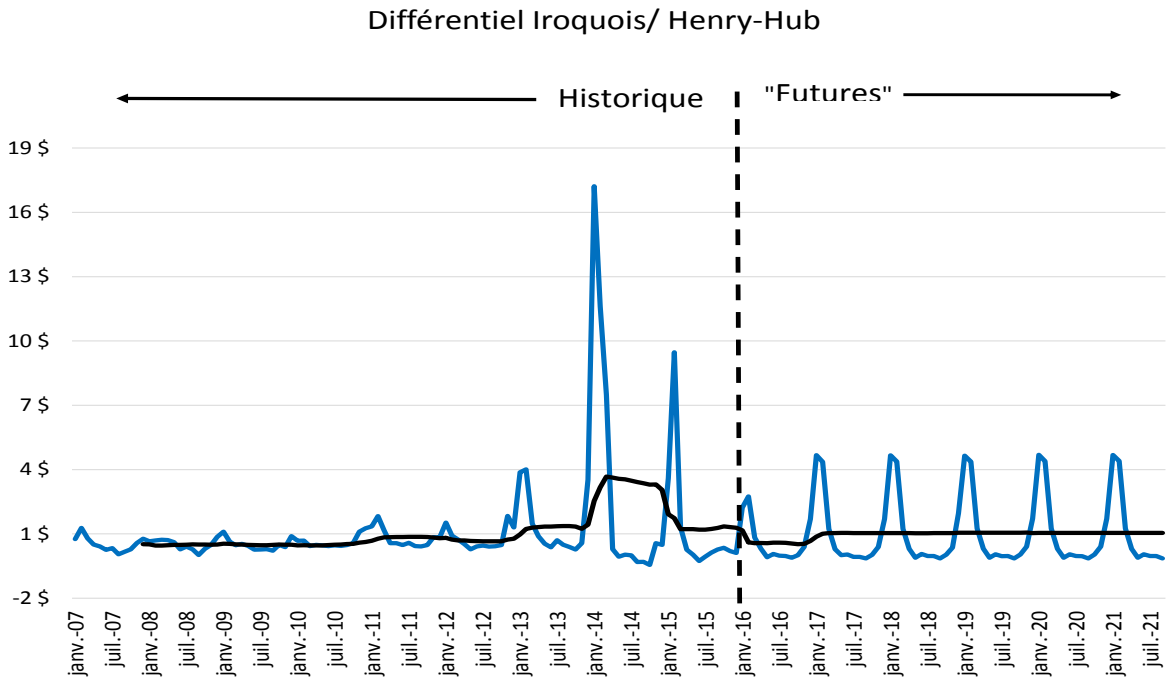
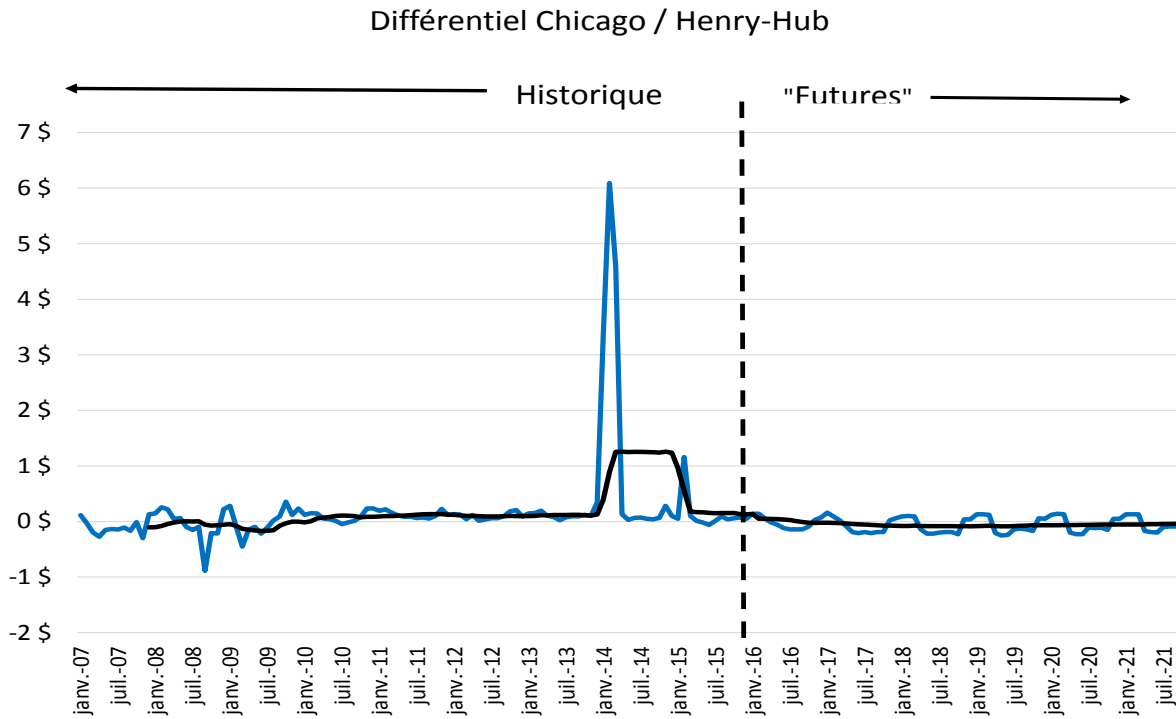


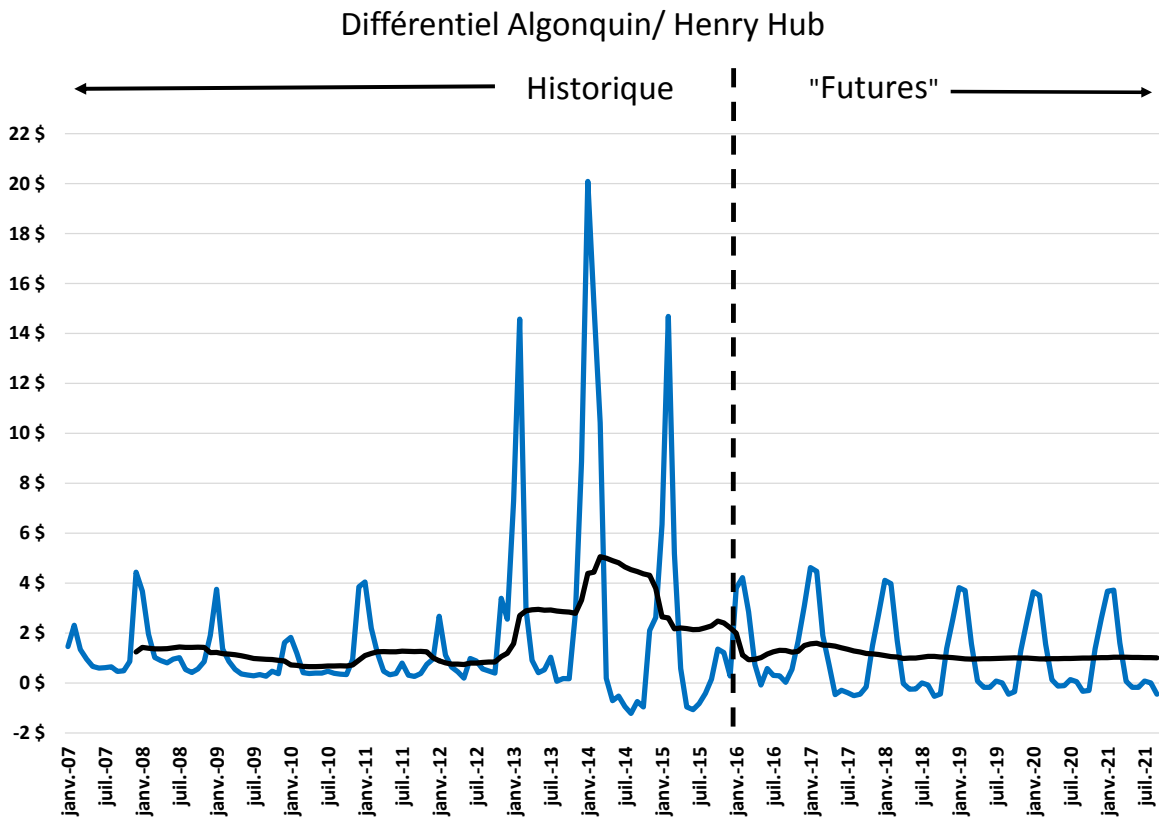
11













**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 2017 ( 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
	(1)			(4)	(5)				
1 2	<b>Empress</b>						0	0 0,0%	996
3 4	<b>Dawn</b>						0	0 0,0%	1 234
5 6	<b>Territoire de Gaz Métro</b>	2017-09-30	0	01-juin Note 1	30-sept	Dawn	1,7	1,7 100,0%	1,7
7 8	<b>Volume total annuel ( 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> ) :</b>							<b>1,7 0,07%</b>	<b>2 232</b>

Note 1: La date prévue de début des réceptions de gaz naturel renouvelable est le 1<sup>er</sup> juin 2017.

**ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2016-2017**

	Dawn			Empress			Territoire de Gaz Métro			Achats totaux			
	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	À contracter d'avance	En attente	Total	% à contracter d'avance
	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>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	
oct-16	0	35	35	0	147	147	0,0	0,0	0,0	0	182	182	0,0%
nov-16	119	53	172	59	8	68	0,0	0,0	0,0	178	62	240	74,3%
déc-16	123	51	174	61	10	71	0,0	0,0	0,0	184	61	245	75,1%
janv-17	196	51	247	61	10	71	0,0	0,0	0,0	258	61	319	80,9%
févr-17	200	46	246	55	10	65	0,0	0,0	0,0	255	56	311	81,9%
mars-17	164	73	237	61	10	71	0,0	0,0	0,0	225	83	308	73,1%
avr-17	40	73	113	0	83	83	0,0	0,0	0,0	40	156	196	20,2%
mai-17	0	3	3	0	85	85	0,0	0,0	0,0	0	88	88	0,0%
juin-17	0	0	0	0	82	82	0,4	0,0	0,4	0	82	82	0,5%
juil-17	0	0	0	0	84	84	0,4	0,0	0,4	0	84	85	0,5%
août-17	0	0	0	0	85	85	0,4	0,0	0,4	0	85	86	0,5%
sept-17	0	7	7	0	83	83	0,4	0,0	0,4	0	90	90	0,5%
<b>Total</b>	<b>841</b>	<b>393</b>	<b>1 234</b>	<b>299</b>	<b>697</b>	<b>996</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1,7</b>	<b>1 141</b>	<b>1 090</b>	<b>2 232</b>	
<b>Prorata du total</b>			<b>55,3%</b>			<b>44,6%</b>			<b>0,07%</b>	<b>51,1%</b>	<b>48,9%</b>		

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS  
TRANSPORT

(1)	(2)	(3)	(4)	Débit quotidien					(10)	(11)
				(5)	(6)	(7)	(8)	(9)		
1	Empress-GMIT EDA	1 174	2022-10-31	4 751	2 581	1 927	1 927	1 927	1	A
2			2016-10-31	3 431					2	B
3			2016-10-31	825					2	C
4			2016-10-31	1 064					2	
5			<i>Sous-total</i>	<i>10 070</i>		<i>2 581</i>	<i>1 927</i>	<i>1 927</i>	<i>1 927</i>	
6	Tierce partie	42	2016-10-31	528					2	
7			2016-10-31	557					2	
8			2016-10-31	264					2	
9			<i>Sous-total</i>	<i>1 349</i>						
10	Empress-GMIT NDA	148	2017-10-31	327	264	264	264	264	1	D
11			2017-10-31	129	129	53	53	53	1	E
12			2016-10-31	82					2	B
13			<i>Sous-total</i>	<i>538</i>	<i>393</i>	<i>317</i>	<i>317</i>	<i>317</i>		
14	Dawn-GMIT EDA	1 060	2022-10-31	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1	
15			2022-10-31	528	528	0	0	0	1	
16			2022-10-31	1 056	1 056	872	872	872	1	
17			<i>Sous-total</i>	<i>2 903</i>	<i>2 903</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>	<i>2 192</i>		
18	Tierce partie	790	2022-10-31	n/a	n/a	711	711	711	4	
19			2023-10-31	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	5	F
20			2033-10-31	n/a	n/a	n/a	435	435	5	
21			<i>Sous-total</i>	<i>2 164</i>	<i>2 164</i>	<i>2 875</i>	<i>3 311</i>	<i>3 311</i>		
22	Parkway-GMIT EDA	2 082	2022-10-31	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1	
23			2022-10-31	676	676	676	676	676	1	
24			2022-10-31	1 188	1 188	1 188	1 188	1 188	1	
25			2022-10-31	528	528	528	528	528	1	
26			<i>Sous-total</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>	<i>5 705</i>		
27	TCPL (FTSH)	3 999	2022-10-31	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1	
28			2031-10-31	n/a	6 312	6 312	6 312	6 312	1	G
29			2031-10-31	n/a	1 029	1 029	1 029	1 029	1	H
30			2031-10-31	n/a	515	515	515	515	1	I
31			2031-10-31	n/a	2 243	2 243	2 243	2 243	1	J
32			2032-10-31	n/a	n/a	955	955	955	955	1
33	<i>Sous-total</i>	<i>1 715</i>	<i>11 814</i>	<i>12 770</i>	<i>12 770</i>	<i>12 770</i>				
34	Parkway-GMIT NDA	135	2030-10-31	n/a	405	405	405	405	1	L

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

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux Année 2017 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (3)	Échéance (4)	Débit quotidien					Modalité de renouvellement (10)	Notes (11)	
				2016-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	2017-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (7)	2018-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)	2019-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (9)			
35	Dawn-Parkway	6 506	2019-03-31	1 381	1 381	1 381	1 381	1 381	3		
36			2019-03-31	605	605	605	605	605	3		
37			2019-03-31	2 342	2 342	2 342	2 342	2 342	3		
38			2019-03-31	924	924	924	924	924	3		
39			2027-10-31	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	3		
40				555	555	555	555	555	3		
41			2025-10-31	6 803	6 803	6 803	6 803	6 803	3	M	
42			2031-10-31	0	1 043	1 043	1 043	1 043	3	N	
43			2031-10-31	0	521	521	521	521	3	O	
44			2031-10-31	0	2 261	2 261	2 261	2 261	3	P	
45	2032-10-31	n/a	n/a	968	968	968	3	Q			
46			<i>Sous-total</i>	14 325	18 151	19 118	19 118	19 118			
47	Parkway-Dawn	Union (C1)	963	2019-03-31	2 639	2 639	2 639	2 639	2 639	3	

**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
4. Droit de prolongation avec préavis de 3 ans ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL
5. Droit de prolongation d'un an à l'échéance du contrat

**NOTE**

- A. Capacité de 2 169 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2016 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles  
Capacité de 655 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2017 seront disponibles
- B. Possibilité d'extension jusqu'au 31/10/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles
- C. Possibilité d'extension jusqu'au 31/10/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2016 seront disponibles
- D. Capacité de 63 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2016 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles
- E. Capacité de 77 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2017 seront disponibles
- F. Capacité de 1 056 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j livrée à Parkway du 1er avril au 31 octobre. Cette modalité prend fin le 1/04/2018 mais peut être prolongée annuellement
- G. "Precedent agreement" avec TCPL, 6 312 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif initialement au 1/11/2015 mais reporté
- H. "Precedent agreement" avec TCPL, 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- I. "Precedent agreement" avec TCPL, 515 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- J. "Precedent agreement" avec TCPL, 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- K. "Precedent agreement" avec TCPL, 955 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2017
- L. "Precedent agreement" avec TCPL, 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif initialement au 1/11/2015 mais reporté
- M. "Precedent agreement" avec Union Gas, 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2015
- N. "Precedent agreement" avec Union Gas, 1 043 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- O. "Precedent agreement" avec Union Gas, 521 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- P. "Precedent agreement" avec Union Gas, 2 261 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- Q. "Precedent agreement" avec Union Gas, 968 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2017

---

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

**TCPL**

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2016		
				\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
1	<b>FTLH Empress - GMIT EDA</b>	Prime fixe	66,57540	2,189	8,293	Taux à CU 100%
2	<b>FTLH Empress - GMIT NDA</b>	Prime fixe	48,41860	1,592	6,031	Taux à CU 100%
3	<b>FTSH Dawn - GMIT EDA</b>	Prime fixe	26,41427	0,868	3,290	
4	<i>Surcharge point de réception Union Dawn</i>		<i>0,10724</i>	<i>0,004</i>	<i>0,013</i>	
5		Total	26,52151	0,872	3,304	Taux à CU 100%
6	<b>FTSH Parkway - GMIT EDA</b>	Prime fixe	20,55649	0,676	2,561	Taux à CU 100%
7	<b>FTSH Parkway - GMIT NDA</b>	Prime fixe	17,00237	0,559	2,118	Taux à CU 100%
8	<b>STS Parkway - GMIT EDA/NDA</b>	Prime fixe	20,55649	0,676	2,561	Taux à CU 100%

**UNION GAS**

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2016		
				\$/GJ (2)	¢/m <sup>3</sup> (3)	
9	<b>M12 Dawn à Parkway</b>	Prime fixe	2,883	0,095	0,359	Taux à CU 100%
10		Prime variable pour excédent		0,719	2,724	
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 PROJETÉS DE GAZ DE COMPRESSION**

**TCPL**

		<b>Projection 2017</b>
1	FTLH Empress-GMIT EDA	4,63%
2	FTLH Empress-GMIT NDA	3,69%
3	FTLH Empress-Dawn	4,10%
4	FTSH Dawn-GMIT EDA	1,68%
5	FTSH Parkway-GMIT	1,15%
6	STS Parway-GMIT EDA	1,40%

**Union Gas**

		<b>Tarif M12 Dawn à Parkway</b>	<b>Tarif C1 Parkway à Dawn</b>
7	Octobre	0,734%	0,292%
8	Novembre	0,877%	0,156%
9	Décembre	0,989%	0,156%
10	Janvier	1,139%	0,156%
11	Février	1,082%	0,156%
12	Mars	1,011%	0,156%
13	Avril	0,856%	0,292%
14	Mai	0,608%	0,292%
15	Juin	0,505%	0,292%
16	Juillet	0,491%	0,292%
17	Août	0,390%	0,292%
18	Septembre	0,386%	0,292%

**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>3</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	(5)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)	(7)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (8)		
1 2	Union	LST 065	31/03/2017		116 126	1 394 929	871 581		
3 4		LST 080	31/03/2017		116 126	1 394 929	871 581		
5 6		LST 081	31/03/2018		116 785	1 401 934	876 584		
7 8		LST 068	31/03/2019	Note 1	0	1 394 929	871 581		
9		ASN 003	n/a	Note 2	0				
10 11		Total	Note 3	349 037	> 87 258 < 87 258	5 582 3 721	> 261 777 < 261 777	3 489 2 326	
12 13		LST 067	31/03/2019	Note 4	116 126	> 29 031 < 29 031	1 394 929	> 87 094 < 87 094	871 581
14 15 16 17 18 19 20	Intragaz PdL *		30/04/2023		22 700	[entre ; et] [16 700 ; 22 700] [12 300 ; 16 700] [9 300 ; 12 300] [6 900 ; 9 300] [1 900 ; 6 900] [0 ; 1 900]	1 200 1 100 1 000 800 500 200	[entre ; et] [0 ; 2 400] [2 400 ; 9 300] [9 300 ; 13 800] [13 800 ; 16 800] [16 800 ; 18 400] [18 400 ; 19 900] [19 900 ; 22 700]	2 400 2 300 1 500 1 000 800 500 50
21 22 23 24 25 26 27 28 29 30	Intragaz St-Flavien *		30/04/2023		120 000	entre ; et 2016/12/01 et 2016/12/23 2016/12/24 et 2017/01/03 2017/01/04 et 2017/02/01 2017/02/02 et 2017/02/15 2017/02/16 et 2017/02/22 2017/02/23 et 2017/03/01 2017/03/02 et 2017/03/08 2017/03/09 et 2017/03/27	1 200 0 1 520 1 200 1 050 940 800 636	entre ... et ... ; # jours 2016/10/01 et 2016/10/20 ; 18 2016/10/21 et 2016/11/10 ; 20 2016/11/11 et 2017/04/28 ; 169 2017/04/29 et 2017/05/12 ; 12 2017/05/13 et 2017/06/09 ; 26 2017/06/10 et 2017/07/07 ; 26 2017/07/08 et 2017/07/28 ; 19 2017/07/29 et 2017/08/18 ; 19 2017/08/19 et 2017/09/09 ; 19 2017/09/10 et 2017/09/30 ; 18	512 465 0 920 840 775 715 680 621 575
31 32 33 34	LSR *		Capacité totale Capacité utile Activité réglementée Client GNL		58 591 56 600 54 600 2 000		5 749 en vaporisation	Liquéfaction brute Liquéfaction nette	353 300

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

**NOTE**

1. Contrat de capacité de retrait et injection uniquement
2. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregate Storage Nomination Services - ASN"
3. Considérant le contrat de capacité de retrait et injection uniquement (LST 068), le niveau d'inventaire est évalué en fonction de la capacité totale d'entreposage détenue
4. Contrat effectif le 1/04/2017, décision D-2013-035 de la Régie de l'énergie

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

		<u><b>Au 1<sup>er</sup> avril 2016</b></u>	
<u><b>UNION GAS</b></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	LST 067	Valeur extrinsèque	5,684
6		Valeur variable	"U-Factor"
7	ASN 003	0	
8	<b>Prime variable (retrait et injection)</b>		0,227
9	<b>Prime variable (retrait et injection excédentaire)</b>		1,553
<b>Ratio de gaz de compression</b>			
10	Retrait et injection	0,60%	
11	Retrait et injection excédentaire	1,03%	

		<u><b>Au 1<sup>er</sup> septembre 2013</b></u>	
<u><b>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC</b></u>		\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /mois	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
12	<b>Prime de réservation</b>	11,951	143,408
13	<b>Prime de souscription</b>	82,683	992,191
		<b>\$/année</b>	
14	<b>Cavalier tarifaire</b>	-43 000	
15	<b>Gaz de compression maximum</b>	4,00%	
<b>Ratios projetés de gaz de compression</b>			
16	Retrait	3,50%	
17	Injection	0,20%	

		<u><b>Au 1<sup>er</sup> septembre 2013</b></u>	
<u><b>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN</b></u>		\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /mois	\$/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
18	<b>Prime de réservation</b>	8,624	103,484
19	<b>Prime variable - injection</b>		1,685
20	<b>Prime variable - retrait</b>		0,281
		<b>\$/année</b>	
21	<b>Cavalier tarifaire</b>	-255 800	
<b>Ratios projetés de gaz de compression</b>			
22	Retrait	0,80%	
23	Injection	1,60%	



**ÉTABLISSEMENT DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE**  
**ET**  
**DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT POUR L'HIVER EXTRÊME**

1 La section 1 de cette annexe présente la méthode d'établissement de la demande continue en  
2 journée de pointe ainsi que les différents éléments ou suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 3 • le détail de la projection de la demande continue en journée de pointe pour la Cause  
4 tarifaire 2017;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire 2016 et  
6 la Cause tarifaire 2017;
- 7 • la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent  
8 et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans  
9 le calcul de la journée de pointe;
- 10 • les suivis de la décision D-2015-181 :
  - 11 - (paragr. 243) relatif au détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les  
12 résultats de la régression pour refléter l'année témoin selon l'année de référence  
13 ainsi que pour les trois années précédant l'année témoin;
  - 14 - (paragr. 245) portant sur l'examen de la possibilité que le facteur d'ajustement  
15 puisse tenir compte de la croissance des volumes ainsi que du profil de  
16 consommation distinctement pour les grandes catégories VGE et PMD.

17 La section 2 présente la méthode d'établissement du débit quotidien de l'hiver extrême ainsi que  
18 les différents éléments et suivis relatifs à ce sujet, soit :

- 19 • le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la  
20 Cause tarifaire 2017;
- 21 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2016 et la Cause tarifaire  
22 2017.

## 1. Établissement de la journée de pointe

### 1.1. Méthode d'établissement de la demande en journée de pointe

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

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

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

#### 11 **Demande de la journée de pointe pour l'année 2016-2017 des clients au service continu** 12 **visés par la régression**

13 Les étapes sont les suivantes :

- 14 1. Établissement des paramètres de la régression linéaire : une régression linéaire est  
15 appliquée à la demande quotidienne réelle observée durant la période de l'hiver de la  
16 dernière année financière disponible (du 1<sup>er</sup> novembre 2014 au 31 mars 2015), pour  
17 les clients au service continu excluant les clients en combinaison tarifaire et les clients  
18 aux paliers 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire ;
- 19 2. Établissement de la journée de pointe la plus froide au cours de 30 dernières années :  
20 les paramètres  $D_{Jt}$ ,  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt}X_{Vt}$  de la régression linéaire, établie au point 1, sont  
21 appliqués aux différentes combinaisons des variables climatiques réchauffées pour  
22 chaque journée des 30 dernières années. La combinaison  $D_{Jt}$ ,  $D_{Jt-1}$  et  $D_{Jt}X_{Vt}$ , générant  
23 le volume maximal sur cette période, définit la journée de pointe ainsi que les  
24 paramètres d'évaluation de cette journée ;

- 1           3. Évaluation de la demande de la journée de pointe pour les clients visés par la  
2           régression : le produit des paramètres de la régression linéaire établis au point 1, et  
3           des paramètres de la journée de pointe établis au point 2, augmenté du facteur de  
4           base « Constante, Jour de semaine et Mois » résultant de la régression pour chacun  
5           des mois d'hiver ;
- 6           4. Évaluation de la demande de la journée de pointe de l'année 2016-2017, pour les  
7           clients visés par la régression : un facteur d'ajustement est appliqué au calcul effectué  
8           au point 3 pour refléter la demande prévue à la Cause tarifaire 2017. Cet ajustement  
9           est évalué en comparant la demande des mois d'hiver prévue à la cause à la  
10          demande découlant de l'application de la régression linéaire aux variables climatiques  
11          normales de la cause.

12          **Demande de la journée de pointe pour les clients au service continu exclus de la**  
13          **régression**

- 14          5. La somme des volumes souscrits des clients en combinaison tarifaire est considérée.  
15          Pour la présente cause tarifaire, les volumes souscrits ne sont pas majorés du 2 %,  
16          correspondant à la marge de manœuvre rendue disponible à cette clientèle lors des  
17          jours d'interruptions sous les *Conditions de service et Tarif* actuels. En effet, dans sa  
18          décision D-2015-181 (paragr. 579), la Régie a demandé à Gaz Métro, dans l'attente  
19          de la révision de l'offre interruptible, de facturer la majoration de 2 % aux clients en  
20          combinaison tarifaire à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Afin de respecter cette  
21          décision, Gaz Métro a aboli la marge de 2 % du volume souscrit à la facturation de la  
22          pénalité pour retraits interdits lors d'interruption aux *Conditions de service et Tarif* de  
23          l'année 2017. Ainsi, l'apport à la demande continue de la journée de pointe pour les

1 clients en combinaison tarifaire est limité à la somme des volumes souscrits au tarif  
2 D<sub>3</sub> ou D<sub>4</sub>.

3 6. la somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et  
4 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la  
5 projection à l'année témoin, est utilisée.

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

8 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq journées  
9 historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la journée de  
10 pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe**  
11 **historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 33 231 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour**  
12 **l'année financière 2016-2017.**

**Tableau 1**

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		2004-01-15	1994-01-15	2004-01-14	1994-01-26	2014-01-02
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 294,02					
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	378,16	36,70	39,70	39,59	40,25	37,14
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	78,83	39,59	26,22	35,12	33,78	36,30
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> / DJxkm/h)	1,55	1 252,40	1 102,13	482,17	306,09	849,85
<b>Volume projeté</b> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )		33 231	33 079	32 780	32 653	32 516

Note : Le paramètre « base » intègre l'apport à la pointe des clients en combinaison tarifaire et celui des clients aux sous-tarifs 4.9 et 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire.

## **1.2. Évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire 2016 et la Cause tarifaire 2017**

1 Le Tableau 2 présente le calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe ainsi  
2 que l'évolution de celle-ci entre la Cause tarifaire 2016 et la Cause tarifaire 2017. L'explication  
3 des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la Cause  
4 tarifaire 2017 et celle de Cause tarifaire 2016 est également présentée.

**Tableau 2**

<b>1 - Cause 2016 - D-2014-201</b>					<b>Commentaires</b>
	Décembre	Janvier	Février	Mars	
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
1	372 326	504 515	558 279	505 882	
2	82 857	89 661	91 101	84 868	
3	31 848	33 610	52 835	50 188	
4	2 587	1 957	2 572	2 782	
5	4 343	5 542	6 200	5 676	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>					
6	2013-2014				Année utilisée à la Cause 2016
7	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	7 575	8 201	7 870	7 599	
9	338	338	338	338	
10	104	104	104	104	
11	2	2	2	2	
12					2016 (historique 30 ans)
13	36,75				réchauffés
14	39,62				
15	1 253,26				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
16	26 910	27 537	27 206	26 935	
16	1,058	1,058	1,058	1,058	
17	28 460	29 123	28 773	28 486	
18	3 135	3 135	3 135	3 135	
19	1 305	1 922	1 922	1 922	
20	63	83	96	71	Demande mois / # jours mois
21	32 963	<b>34 263</b>	33 926	33 614	
<hr/>					
<b>2 - Cause 2016</b>					
22	2014-2015				Année utilisée à la Cause 2017
23	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avec correction pour jours fériés
24	7 939	8 737	8 816	8 003	
25	375	375	375	375	
26	78	78	78	78	
27	2	2	2	2	
28					2016 (historique 30 ans)
29	36,75				réchauffés
30	39,62				
31	1 253,26				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>					
32	26 750	27 548	27 626	26 814	
33	1,016	1,016	1,016	1,016	
34	27 180	27 991	28 071	27 245	
35	3 135	3 135	3 135	3 135	
36	1 305	1 922	1 922	1 922	
37	63	83	96	71	Demande mois / # jours mois
38	31 684	33 130	<b>33 223</b>	32 372	
39	<b>Variation de la pointe vs Cause 2016</b>		<b>-1 039</b>		Impact de la régression 2014-2015 v.s. régression 2013-2014

**Tableau 2 – suite**

<b>3- Cause 2016 - changement des paramètres de la journée de pointe</b>						
40	Année de régression	2014-2015				Année utilisée à la Cause 2017
41	Paramètres de régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avec correction pour jours fériés
42	Base	7 939	8 737	8 816	8 003	
43	D <sub>t</sub>	375	375	375	375	
44	D <sub>t-1</sub>	78	78	78	78	
45	D <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	2	2	2	2	
46	Paramètres journée de pointe					
47	D <sub>t</sub>	36,70				2017 (historique 30 ans)
48	D <sub>t-1</sub>	39,59				réchauffés
49	D <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	1 252,40				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>						
50	Pointe selon formule de régression	26 730	27 527	27 606	26 793	
51	Ajustement pour la demande 2016	1,016	1,016	1,016	1,016	
52	Pointe clients continus purs et Autres	27 160	27 970	28 050	27 224	
53	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 135	3 135	3 135	3 135	
54	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 922	1 922	1 922	
55	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mois / # jours mois
56	Journée de pointe = maximum	31 663	33 110	<b>33 203</b>	32 352	
57	<b>Variation de la pointe vs Cause 2016</b>			-1 060		
<b>4- Cause 2017</b>						
<b>Demande normale projetée</b>						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
58	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	361 778	483 426	561 150	509 433	
59	Clients continus en combinaison tarifaire	83 640	92 829	94 740	85 685	
60	Clients 4,9 et 4,10	33 785	35 850	39 250	35 450	
61	Client biogaz en réseau dédié	2 864	2 754	3 023	2 730	
62	Autres	4 300	5 381	6 131	5 571	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<b>3- Cause 2016 - changement des paramètres de la journée de pointe</b>						
63	Année de régression	2014-2015				Année utilisée à la Cause 2017
64	Paramètres de régression (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
65	Base	7 939	8 737	8 816	8 003	
66	D <sub>t</sub>	375	375	375	375	
67	D <sub>t-1</sub>	78	78	78	78	
68	D <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	2	2	2	2	
69	Paramètres journée de pointe					
70	D <sub>t</sub>	36,70				2017 (historique 30 ans)
71	D <sub>t-1</sub>	39,59				réchauffés
72	D <sub>t</sub> xDV <sub>t</sub>	1 252,40				
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>						
73	Pointe selon formule de régression	26 730	27 527	27 606	26 793	
74	Ajustement pour la demande 2017	1,008	1,008	1,008	1,008	
75	Pointe clients continus purs et Autres	26 938	27 742	27 821	27 002	
76	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 123	3 123	3 123	3 123	
77	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
78	Besoin GM GNL	268	268	268	268	
79	Client biogaz en réseau dédié	89	98	98	99	Demande mois / # jours mois
80	Journée de pointe = maximum	32 339	33 152	<b>33 231</b>	32 414	
81	<b>Variation de la pointe vs Cause 2016</b>			-1 032		Impact de la variation de la pointe Cause 2017 vs Cause 2016
82	<b>Sommaire des variations</b>					
83	Impact du changement de l'année de régression			-1 039		
84	Impact de la variation des paramètres de pointe			-21		
85	Impact de la variation de la demande			28		

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

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

**Tableau 3**

Élément	Paramètres de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	14 294,02		14 294
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	378,16	39	14 748
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	78,83	37	2 917
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	1,55	585	905
<b>Volume projeté (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			<b>32 863</b>

### 1.4. Suivis de la décision D-2015-181 – calcul du facteur d'ajustement

4 Dans la décision D-2015-181, la Régie demandait à Gaz Métro

5 « [243] (...) de déposer, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, le  
6 détail des calculs<sup>75</sup> des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats  
7 de la régression pour refléter l'année témoin selon l'année de référence  
8 ainsi que pour les trois années précédant l'année témoin. »

9 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la  
10 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la  
11 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2017, soit l'année 2014-2015, et les 3 années de  
12 référence précédentes.



**Tableau 4**

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Année de référence de la régression			
	CT 2017 2014-2015 Froide	2013-2014 Froide	2012-2013 Normale	2011-2012 Chaude
<b>Calcul du facteur d'ajustement</b>				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 374 447	2 282 173	2 193 337	2 103 330
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 392 959	2 392 959	2 392 959	2 392 959
3 Ajustement pour la demande 2017 (C=B/A)	1,0078	1,0485	1,0910	1,1377
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
4 <b>Demande pointe selon régression (D)</b>	<b>27 606</b>	<b>27 517</b>	<b>26 873</b>	<b>25 367</b>
5 <b>Demande pointe année témoin 2017 (E=DxC)</b> <b>(Clients visés par la régression)</b>	<b>27 821</b>	<b>28 853</b>	<b>29 319</b>	<b>28 860</b>
6 <i>Comparaison vs 2014-2015</i>		3,71%	5,38%	3,73%

**1.5. Suivis de la décision D-2015-181 – Facteur d'ajustement par catégorie VGE / PMD**

1 Dans la décision D-2015-181, la Régie demandait à Gaz Métro

2           **« [245] (...) de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un**  
3           **suivi portant sur l'examen de la possibilité que le facteur d'ajustement**  
4           **puisse tenir compte de la croissance des volumes ainsi que du profil de**  
5           **consommation distinctement pour les grandes catégories VGE et PMD. Ce**  
6           **suivi doit tenir compte de l'impact sur la journée de pointe. »**

7 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2016, Gaz Métro a développé une méthode  
8 d'établissement du facteur d'ajustement qui tient compte de la variation des volumes aux  
9 catégories de clients PMD et VGE, considérant la clientèle visée par la régression. Cette  
10 méthode a pour effet d'évaluer un facteur d'ajustement propre à chaque catégorie de client,  
11 en fonction de leur propre régression et d'évaluer par la suite un facteur d'ajustement global  
12 pondéré en fonction des volumes d'hiver projetés de l'année financière 2017 pour chaque  
13 catégorie.

14 Le Tableau 5 présente un comparatif des paramètres de régression de l'année de référence  
15 2014-2015, pour la clientèle visée par la régression et ce pour la demande totale et pour les  
16 catégories PMD et VGE.

**Tableau 5**

Paramètres de régression		TOTALE	PMD	VGE
1	DJ (t) (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	<b>375</b>	<b>347</b>	<b>29</b>
2	DJ (t-1) (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	<b>78</b>	<b>73</b>	<b>6</b>
3	DJ (t) x Vent (t) (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>
4	Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>5 544</b>	<b>3 140</b>	<b>2 405</b>
5	Dimanche (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	838	800	38
6	Lundi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	2 162	1 973	189
7	Mardi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	2 232	<b>2 025</b>	207
8	Mercredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>2 262</b>	1 954	<b>308</b>
9	Jeudi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	2 151	1 846	305
10	Vendredi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1 249	1 001	247
11	Samedi (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0	0	0
12	Férié (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	-2 145	-1 321	-825
13	Novembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0	0	0
14	Décembre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	133	186	-53
15	Janvier (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	930	812	<b>119</b>
16	Février (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	<b>1 009</b>	<b>913</b>	96
17	Mars (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	197	119	78
18	R <sup>2</sup>	0,984	0,985	0,890

1 Les valeurs en gras sont les paramètres utilisés dans l'évaluation de la demande de pointe. Il  
2 est à noter que les valeurs maximales pour la journée et le mois par catégorie PMD et VGE  
3 ne sont pas coïncidentes avec celles établies globalement.

4 Les paramètres de régression sont utilisés pour projeter le volume d'hiver de l'année témoin  
5 (2016-2017). Le facteur d'ajustement est obtenu en divisant le volume d'hiver visé de l'année  
6 témoin par le volume d'hiver projeté par la régression. Par la suite le facteur d'ajustement  
7 pondéré est établi au prorata des volumes d'hiver visés de chaque catégorie. Le tableau  
8 suivant détaille le calcul du facteur d'ajustement propre à chaque catégorie (PMD et VGE) et  
9 le facteur pondéré.

**Tableau 6**

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	PMD	VGE
<b>Calcul du facteur d'ajustement par catégorie</b>		
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 892 147	482 300
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	1 872 679	520 280
3 Ajustement pour la demande 2015 (C=B/A)	0,9897	1,0787
4 Pondération volumes d'hiver visés de l'année témoin	78,26%	21,74%
5 <b>Facteur d'ajustement pondéré</b>	1,0091	

1 Le Tableau 7 présente la comparaison de la demande de pointe selon l'application du facteur  
2 d'ajustement global et du facteur pondéré. Une hausse de 0,11 % de la demande de pointe  
3 est observée en considérant un facteur d'ajustement pondéré plutôt que le facteur global.

**Tableau 7**

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) Année de la régression Facteur d'ajustement	Pointe 2017 2014-2015	
	Global	Pondéré
1 Facteur d'ajustement	1,0078	1,0091
2 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		0,13%
3 Demande pointe selon la régression	27 606	27 606
4 <b>Demande pointe de l'année témoin (ligne 3 x ligne 1)</b>	<b>27 821</b>	<b>27 856</b>
5 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		35
6		0,13%
7 <b>Demande pointe clients exclus de la régression</b>	<b>5 410</b>	<b>5 410</b>
8 Volume souscrit clients combinaison tarifaire	3 123	3 123
9 Volume maximum clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922
10 Besoin GM GNL	268	268
11 Client biogaz en réseau dédié	98	98
12 <b>Demande de pointe totale (ligne 4 + ligne 7)</b>	<b>33 231</b>	<b>33 266</b>
13 <i>Variation facteur pondéré vs global</i>		35
14		0,11%

## **2. 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 en  
2 approvisionnement advenant qu'un hiver extrême se produise. Contrairement à la journée de  
3 pointe qui est un événement qui se produit une journée donnée, l'hiver extrême est un  
4 phénomène qui s'étend sur toute la période de l'hiver.

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

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

26 La méthode d'évaluation de l'hiver extrême est décrite ci-dessous.

## 2.1. Identification de l'hiver extrême

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

- les paramètres des conditions climatiques « degrés-jours et vent » de la régression linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de pointe de la demande continue<sup>1</sup>;
- aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières années, évalués en base 13°C.

Le Tableau 8 présente les volumes projetés de la clientèle continue visée par la régression pour les cinq hivers historiquement les plus froids, en fonction du calcul décrit ci-dessus, soit uniquement les conditions climatiques. L'hiver 2014-2015 présente le volume projeté le plus élevé et constitue alors l'hiver extrême des 30 dernières années.

**Tableau 8**

Année	Volumes projetés 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
2014-2015	1 435 282
2013-2014	1 432 607
1993-1994	1 400 799
2002-2003	1 365 550
1995-1996	1 355 440

## 2.2. Établissement de la demande pour l'hiver extrême

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

Clientèle au service continu :

- l'application des paramètres de la régression linéaire utilisée au plan d'approvisionnement pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne - considérant les facteurs calorifiques ( $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$ ), le facteur croisé de la température

<sup>1</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 et du vent ( $DJ_t \times V_t$ ) - aux combinaisons quotidiennes « degrés-jours et vent »  
2 réchauffées de l'hiver extrême identifié, soit l'hiver 2014-2015;

- 3 • À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en  
4 combinaison tarifaire et les clients aux paliers 4.9 et 4.10 sans combinaison tarifaire,  
5 ces clients ayant été exclus de la régression. Le volume moyen de cette clientèle,  
6 pour chacun des mois, est utilisé.

7 Clientèle au service interruptible :

- 8 • l'application des paramètres d'une régression linéaire basée sur la demande  
9 mensuelle projetée avant interruption, comme utilisée au plan d'approvisionnement  
10 pour répartir la demande annuelle en demande quotidienne - considérant les facteurs  
11 calorifiques ( $DJ_t$ ) - aux degrés-jours réchauffés de l'hiver extrême identifié, soit  
12 l'hiver 2014-2015<sup>2</sup>.

13 Considérant les degrés-jours réchauffés de l'hiver 2014-2015, la demande saisonnière de  
14 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint  
15 concurrence, s'élève à 3 465 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>.

### 2.3. Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

16 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à  
17 répondre à la totalité de la demande, et ce, pour chacune des journées de l'hiver extrême,  
18 en considérant les outils contractés par Gaz Métro, l'effritement des outils dans son territoire  
19 (Saint-Flavien, PdL et LSR) et le nombre maximal de jours d'interruption prévu aux  
20 *Conditions de service et Tarif*.

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

24 **Pour la Cause tarifaire 2017, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**  
25 **hiver extrême est de 33 016 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.**

---

<sup>2</sup> Pour la clientèle au service 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.

## 2.4. Évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2016 et la Cause tarifaire 2017

- 1 Le Tableau 9 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause  
2 tarifaire 2017 et ceux de la Cause tarifaire 2016.

**Tableau 9**

Données de l'hiver extrême	Cause 2016	Cause 2017	
	D-2015-181 Volume (1)	Volume (2)	var. vs 2016 (3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2013-2014	2014-2015	
<b>Demande totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
2 Continue	3 301	3 291	-10
3 Interruptible volet A	104	97	-7
4 Interruptible volet B	86	78	-9
5 Total	3 492	3 465	-26
<b>Demande moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	21 718	21 795	77
7 Interruptible volet A	686	641	-45
8 Interruptible volet B	567	514	-53
9 Total	22 971	22 950	-21
<b>10 Demande maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
11 Continue	30 853	29 813	-1 040
12 Interruptible volet A	922	872	-49
13 Interruptible volet B	829	812	-16
14 Total	32 603	31 497	-1 106
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	31 877	33 016	1 140
			Note 1

Note

- 1 La hausse des besoins d'approvisionnement est expliquée par un effritement plus important des outils en franchise en raison du changement de l'année de référence





**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**ANNÉE 2016-2017**

	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>DEMANDE</b>			
1	Continue *	3 074	2 288
2	Interruptible	175	124
3	Client biogaz en réseau dédié	14	18
4	Gaz d'appoint concurrence	1	7
5	<i>Sous-Total Demande</i>	3 265	2 437
6	Gaz perdu, usage de la compagnie	27	20
7	Compression (transport et entreposage)	85	69
8	Écart de mesurage	0	0
9	<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>3 376</b>	<b>2 526</b>
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>			
10	Union Gas	12	300
11	LSR (DaQ) **	2	14
12	Pointe-du-Lac **	20	2
13	Saint-Flavien **	3	117
14	Échanges de gaz	0	0
15	<b>SOUS-TOTAL INJECTIONS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>37</b>	<b>433</b>
16	<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>3 413</b>	<b>2 959</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>			
17	FTLH Empress - GMIT	339	873
18	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	42
19	Transport fourni par les clients	44	46
20	Gaz d'appoint	1	7
21	FTLH non utilisé	0	-53
22	Cessions / ventes de transport FTLH	0	0
	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>384</i>	<i>914</i>
23	Achats dans le territoire	0	2
24	Achats à Empress pour compression	18	37
25	Achats à Dawn (GR)	1 076	158
26	Achats à Dawn (AD)	1 455	1 807
27	Biogaz	14	18
28	Écart de mesurage	0	0
29	<b>SOUS-TOTAL TRANSPORT</b>	<b>2 947</b>	<b>2 936</b>
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>			
30	Union Gas	296	17
31	LSR (DaQ) **	9	7
32	Pointe-du-Lac **	21	0
33	Saint-Flavien **	120	0
34	Échanges de gaz	0	0
35	<b>SOUS-TOTAL RETRAITS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>446</b>	<b>24</b>
36	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 393</b>	<b>2 959</b>
37	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>-19</b>	<b>0</b>

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

\*\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2017 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 18 de la pièce Gaz Métro-2, 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  
7 contrat régulier, présentée au tableau 18 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1.

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

10 L.4 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande projetée pour la clientèle au service  
11 interruptible sous contrat de gaz d'appoint, présentée au tableau 18 de la pièce  
12 Gaz Métro-2, Document 1.

13 L.6 *Gaz perdu et usage de la compagnie* : Somme des volumes de gaz naturel projetés  
14 en gaz perdu et du gaz naturel utilisé par la compagnie dans ses installations.

15 L.7 *Compression (transport et entreposage)* : Gaz de compression requis pour  
16 transporter le gaz sur les différents pipelines et aux fins d'injection dans les sites  
17 d'entreposage.

18 L.8 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année  
19 financière : l'augmentation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts  
20 positifs entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans  
21 le territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited  
22 Balancing Agreement - LBA ».

23 L.10 à 13 *Inventaires injections* : Volumes de gaz naturel injectés dans les sites  
24 d'entreposage.

25 L.14 *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.17 *FTLH Empress - GMIT* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro  
3 auprès de TCPL entre Empress et son territoire (GMIT EDA et GMIT NDA).
- 4 L.18 *Transport par échange (EMP - GMIT)* : Capacités de transport entre Empress et le  
5 territoire de Gaz Métro requises pour répondre aux besoins opérationnels et  
6 contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange géographique.
- 7 L.19 *Transport fourni par les clients* : Projection des capacités de transport fournies au  
8 cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport  
9 de Gaz Métro.
- 10 L.20 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport déjà contractées ou projetées pour répondre  
11 à la demande de gaz d'appoint concurrence. Les capacités de gaz d'appoint pour  
12 éviter une journée d'interruption contractées au cours de l'année financière sont  
13 également considérées.
- 14 L.21 *FTLH non utilisé* : Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours  
15 de l'année financière.
- 16 L.22 *Cessions / ventes de transport FTLH* : Excédents de capacité de transport FTLH  
17 effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année  
18 financière.
- 19 L.23 *Achats dans le territoire* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro  
20 directement dans son territoire.
- 21 L.24 *Achats à Empress pour compression* : Achats de fourniture de gaz naturel par  
22 Gaz Métro à Empress pour le gaz de compression à remettre au transporteur.
- 23 L.25 *Achats à Dawn (GR)* : Achats de fourniture de gaz naturel effectués par Gaz Métro  
24 à Dawn.
- 25 L.26 *Achats à Dawn (AD)* : Achats de fourniture de gaz naturel à Dawn effectués par les  
26 clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou par les clients  
27 ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur.
- 28 L.27 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié  
29 relié directement au client.

- 1 L.28 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année  
2 financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs  
3 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le  
4 territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited  
5 Balancing Agreement - LBA ».
- 6 L.30 à 33 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 7 L.34 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Gaz Métro pour les  
8 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et  
9 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi  
10 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.
- 11 L.37 *Interruptions brutes* : Volumes des interruptions prévues pour l'année financière.

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017**

**STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ**

	<i>Vente LH &amp; SH hiver</i>	<i>Vente SH hiver</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
1	5 362	5 362	0
2	299	299	0
3	8	8	0
4	32	32	0
5	5702	5702	0
6	-19	-19	0
7	47	47	0
8	153	157	-4
9	0	0	0
10	<b>5 883</b>	<b>5 887</b>	<b>-4</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>			
11			
12	1 212	1 322	-110
13	42	42	0
14	90	90	0
15	8	8	0
16	-53	-53	0
17	1 298	1 409	-110
18	2	2	0
19	55	61	-6
20	1 234	1 121	113
21	3 262	3 262	0
22	32	32	0
23	0	1	-1
24	0	0	0
25	<b>5 883</b>	<b>5 887</b>	<b>-4</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>			
26	<b>33 231</b>	<b>33 231</b>	<b>0</b>
27	<b>33 016</b>	<b>33 016</b>	<b>0</b>
28	<b>33 231</b>	<b>33 231</b>	<b>0</b>
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>			
Coûts de transport			
29	n/a	n/a	n/a
30	105 367	119 951	-14 584
31	84 292	84 262	30
32	156 258	145 295	10 962
33	-1 530	-1 530	0
34	-35 577	-39 634	4 057
35	102	102	0
36	151	151	0
37	309 064	308 598	466
38	35 878	35 877	0
39	344 941	344 475	466
40	769 115	769 209	-94
41	4 400	4 406	-6
42	<b>1 118 456</b>	<b>1 118 090</b>	<b>366</b>
43			<b>0,03%</b>



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2017, R-3970-2016**

	<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>	<b>Hiver</b>	<b>2020</b>	<b>Total</b>	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	
<b><u>DEMANDE (10° m³)</u></b>													
1	Continue	3 074	2 288	5 362	3 189	2 475	5 664	3 197	2 463	5 660	3 214	2 455	5 668
2	Interruptible	175	124	299	164	126	290	164	126	289	165	125	290
3	Gaz d'appoint	1	7	8	6	8	14	6	8	14	6	8	14
4	Client biogaz en réseau dédié	14	18	32	14	18	32	14	18	32	15	18	32
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 265</i>	<i>2 437</i>	<i>5 702</i>	<i>3 373</i>	<i>2 627</i>	<i>6 000</i>	<i>3 381</i>	<i>2 615</i>	<i>5 995</i>	<i>3 399</i>	<i>2 605</i>	<i>6 004</i>
6	Interruptions	-19	0	-19	-27	0	-27	-22	0	-22	-23	0	-23
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	27	20	47	28	22	49	28	22	49	28	21	49
8	Compression (transport et entreposage)	85	69	153	86	59	145	86	58	144	87	58	144
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>3 357</b>	<b>2 526</b>	<b>5 883</b>	<b>3 460</b>	<b>2 707</b>	<b>6 167</b>	<b>3 473</b>	<b>2 694</b>	<b>6 167</b>	<b>3 491</b>	<b>2 685</b>	<b>6 175</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10° m³)</u></b>													
11	Transport												
12	FTLH (primaire & secondaire)	339	873	1 212	339	503	841	339	480	819	341	480	821
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	0	42	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	44	46	90	49	46	95	49	46	95	50	46	95
15	Transport gaz d'appoint	1	7	8	6	8	14	6	8	14	6	8	14
16	FTLH non utilisé	0	-53	-53	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>384</i>	<i>914</i>	<i>1 298</i>	<i>394</i>	<i>556</i>	<i>950</i>	<i>394</i>	<i>534</i>	<i>927</i>	<i>397</i>	<i>534</i>	<i>930</i>
18	Achats dans le territoire	0	2	2	3	4	7	4	6	10	5	7	13
19	Achat à Empress pour compression	18	37	55	18	21	39	18	20	38	18	20	38
20	Achats à Dawn (GR)	1 076	158	1 234	1 058	304	1 362	1 071	319	1 389	1 075	291	1 366
21	Achats à Dawn (AD)	1 455	1 807	3 262	1 570	2 207	3 776	1 568	2 201	3 770	1 579	2 217	3 796
22	Biogaz	14	18	32	14	18	32	14	18	32	15	18	32
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	410	-410	0	403	-403	0	404	-404	0	402	-402	0
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>3 357</b>	<b>2 526</b>	<b>5 883</b>	<b>3 460</b>	<b>2 707</b>	<b>6 167</b>	<b>3 473</b>	<b>2 694</b>	<b>6 167</b>	<b>3 491</b>	<b>2 685</b>	<b>6 175</b>

	2017		2018		2019		2020		
	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m³)	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m³)	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m³)	(PJ)	(10 <sup>6</sup> m³)	
<b>ENTREPOSAGE (Capacité)</b>									
26	LSR (daQ)	2,0	52,8	2,0	52,3	2,0	52,3	2,0	52,3
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
30	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>544,6</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</b>									
	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m³/j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m³/j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m³/j)	(TJ/j)	(10 <sup>3</sup> m³/j)	
31	Journée de pointe - continue	1 259	33 231	1 302	34 352	1 306	34 471	1 304	34 419
32	Besoins hiver extrême	1 251	33 016	1 291	34 076	1 294	34 164	1 290	34 039
33	Maximum	1 259	33 231	1 302	34 352	1 306	34 471	1 304	34 419
<b>Approvisionnements</b>									
34	FTLH (primaire & secondaire)	113	2 974	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	0	0	1	19	1	27	1	34
37	Transport clients & biogaz	16	426	18	479	18	479	18	480
38	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	109	2 875	125	3 311	125	3 311
40	FTSH (Parkway - GMIT)	463	12 219	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
43	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	268	10	268	10	268	10	268
47	Sous-total approvisionnements	1 332	35 150	1 343	35 447	1 360	35 891	1 360	35 898
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 332</b>	<b>35 150</b>	<b>1 363</b>	<b>35 975</b>	<b>1 380</b>	<b>36 419</b>	<b>1 380</b>	<b>36 426</b>
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	73	1 919	61	1 623	74	1 948	76	2 007
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	5,5%	5,5%	4,6%	4,6%	5,4%	5,4%	5,6%	5,6%
52	Achat / (vente) de transport <i>a priori</i>	-73	-1 919	-61	-1 620	-74	-1 945	-76	-2 006
53	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 259</b>	<b>33 231</b>	<b>1 302</b>	<b>34 354</b>	<b>1 306</b>	<b>34 473</b>	<b>1 304</b>	<b>34 420</b>
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	2	0	2	0	2
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	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 2017 est 37,99



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**COMPARAISON DE SCÉNARIOS SANS OU AVEC RÉSERVATION À L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL**

	<b>Scénario sans réservation à LSR</b>				<b>Scénario avec réservation à LSR</b>				<b>Variation</b>				
	<b>2017</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(1)</small>	<b>2018</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(2)</small>	<b>2019</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(3)</small>	<b>2020</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(4)</small>	<b>2017</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(5)</small>	<b>2018</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(6)</small>	<b>2019</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(7)</small>	<b>2020</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(8)</small>	<b>2017</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(9)</small>	<b>2018</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(10)</small>	<b>2019</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(11)</small>	<b>2020</b> <small>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</small> <small>(12)</small>	
<b>DEMANDE</b>													
1	Continue	5 362	5 664	5 660	5 668	5 362	5 664	5 660	5 668	0	0	0	0
2	Interruptible	299	290	289	290	299	290	289	290	0	0	0	0
3	Client biogaz en réseau dédié	32	32	32	32	32	32	32	32	0	0	0	0
4	Gaz d'appoint concurrence	8	14	14	14	8	14	14	14	0	0	0	0
5	<i>Sous-Total Demande</i>	5 702	6 000	5 995	6 004	5 702	6 000	5 995	6 004	0	0	0	0
6	Gaz perdu et usage de la compagnie	47	49	49	49	47	49	49	49	0	0	0	0
7	Compression (transport et entreposage)	153	145	144	144	153	145	144	144	0	0	0	0
8	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	<b>5 902</b>	<b>6 194</b>	<b>6 189</b>	<b>6 198</b>	<b>5 902</b>	<b>6 194</b>	<b>6 189</b>	<b>6 198</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>													
10	Union Gas	313	311	312	311	312	311	312	311	-1	0	0	0
11	LSR (DaQ)	15	18	18	16	16	18	18	16	0	0	0	0
12	Pointe-du-Lac	22	25	23	24	22	25	23	24	0	0	0	0
13	Saint-Flavien	120	120	120	120	120	120	120	120	0	0	0	0
14	<b>SOUS-TOTAL INJECTIONS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>470</b>	<b>475</b>	<b>473</b>	<b>471</b>	<b>470</b>	<b>475</b>	<b>473</b>	<b>471</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
15	<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	<b>6 372</b>	<b>6 668</b>	<b>6 662</b>	<b>6 669</b>	<b>6 372</b>	<b>6 668</b>	<b>6 662</b>	<b>6 669</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>APPROVISIONNEMENT</b>													
16	FTLH Empress - GMIT	1 212	841	819	821	1 212	841	819	821	0	0	0	0
17	Transport par échange (EMP - GMIT)	42	0	0	0	42	0	0	0	0	0	0	0
18	Transport fourni par les clients	90	95	95	95	90	95	95	95	0	0	0	0
19	Gaz d'appoint	8	14	14	14	8	14	14	14	0	0	0	0
20	FT non utilisé	-53	0	0	0	-53	0	0	0	0	0	0	0
21	Cessions / ventes de transport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	<i>Transport Emp-GMIT</i>	1 298	950	927	930	1 298	950	927	930	0	0	0	0
23	Achats dans le territoire	2	7	10	13	2	7	10	13	0	0	0	0
24	Achats à Empress pour compression	55	39	38	38	55	39	38	38	0	0	0	0
25	Achats à Dawn (GR)	1 234	1 362	1 389	1 366	1 234	1 362	1 389	1 366	0	0	0	0
26	Achats à Dawn (AD)	3 262	3 776	3 770	3 796	3 262	3 776	3 770	3 796	0	0	0	0
27	Biogaz	32	32	32	32	32	32	32	32	0	0	0	0
28	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	<b>SOUS-TOTAL TRANSPORT</b>	<b>5 883</b>	<b>6 167</b>	<b>6 167</b>	<b>6 175</b>	<b>5 883</b>	<b>6 167</b>	<b>6 167</b>	<b>6 175</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>													
30	Union Gas	313	311	312	311	312	311	312	311	-1	0	0	0
31	LSR (DaQ)	15	18	18	16	16	18	18	16	0	0	0	0
32	Pointe-du-Lac	22	25	23	24	22	25	23	24	0	0	0	0
33	Saint-Flavien	120	120	120	120	120	120	120	120	0	0	0	0
34	<b>SOUS-TOTAL RETRAITS &amp; ÉCHANGES</b>	<b>470</b>	<b>475</b>	<b>473</b>	<b>471</b>	<b>470</b>	<b>475</b>	<b>473</b>	<b>471</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
35	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 353</b>	<b>6 642</b>	<b>6 640</b>	<b>6 646</b>	<b>6 353</b>	<b>6 642</b>	<b>6 640</b>	<b>6 646</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
36	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	<b>-19</b>	<b>-27</b>	<b>-22</b>	<b>-23</b>	<b>-19</b>	<b>-27</b>	<b>-22</b>	<b>-23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
37	<b>NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
38	<b>OUTIL DE MAINTIEN DE FIABILITÉ</b>												
39	Capacité additionnelle (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE**

	<b>2017</b> (1)	<b>2018</b> (2)	<b>2019</b> (3)	<b>2020</b> (4)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1 Continue	[ 5 139 ; 5 535 ]	[ 5 433 ; 5 843 ]	[ 5 428 ; 5 844 ]	[ 5 436 ; 5 848 ]
2 Interruptible	[ 284 ; 311 ]	[ 274 ; 301 ]	[ 274 ; 301 ]	[ 274 ; 302 ]
3 Gaz d'appoint	8	14	14	14
4 Client biogaz en réseau dédié	32	32	32	32
5 <i>Sous-total</i>	----- [ 5 463 ; 5 887 ]	----- [ 5 753 ; 6 191 ]	----- [ 5 749 ; 6 191 ]	----- [ 5 756 ; 6 196 ]
6 Interruptions	[ -1 ; -41 ]	[ -4 ; -46 ]	[ -3 ; -45 ]	[ -2 ; -42 ]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	47	49	49	49
8 Compression (transport et entreposage)	148	139	138	139
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>[ 5 657 ; 6 050 ]</b>	<b>[ 5 938 ; 6 342 ]</b>	<b>[ 5 934 ; 6 343 ]</b>	<b>[ 5 943 ; 6 352 ]</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
11 Transport				
12 FTLH (primaire & secondaire)	1 212	841	819	821
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	42	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	90	95	95	95
15 Transport gaz d'appoint	8	14	14	14
16 FTLH non utilisé	-53	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	----- 1 298	----- 950	----- 927	----- 930
18 Achats dans le territoire	2	7	10	13
19 Achat à Empress pour compression	55	39	38	38
20 Achats à Dawn (GR)	[ 1 045 ; 1 377 ]	[ 1 169 ; 1 512 ]	[ 1 195 ; 1 542 ]	[ 1 171 ; 1 516 ]
21 Achats à Dawn (AD)	[ 3 225 ; 3 286 ]	[ 3 741 ; 3 802 ]	[ 3 731 ; 3 794 ]	[ 3 758 ; 3 822 ]
22 Biogaz	32	32	32	32
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	0	0	0	0
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>[ 5 657 ; 6 050 ]</b>	<b>[ 5 938 ; 6 342 ]</b>	<b>[ 5 934 ; 6 343 ]</b>	<b>[ 5 943 ; 6 352 ]</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE**

		2017 (1)		2018 (2)		2019 (3)		2020 (4)	
<b>ENTREPOSAGE (Capacité)</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>
26	LSR (daQ)	2,0	52,8	2,0	52,3	2,0	52,3	2,0	52,3
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
30	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>544,6</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</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>
31	Journée de pointe - continue	1 259	33 231	1 302	34 352	1 306	34 471	1 304	34 419
32	Besoins hiver extrême	1 251	33 016	1 291	34 076	1 294	34 164	1 290	34 039
33	Maximum	1 259	33 231	1 302	34 352	1 306	34 471	1 304	34 419
<b>Approvisionnement</b>									
34	FTLH (primaire & secondaire)	113	2 974	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	0	0	1	19	1	27	1	34
37	Transport clients & biogaz	16	426	18	479	18	479	18	480
38	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	109	2 875	125	3 311	125	3 311
40	FTSH (Parkway - GMIT)	463	12 219	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
43	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	268	10	268	10	268	10	268
47	Sous-total approvisionnements	1 332	35 150	1 343	35 447	1 360	35 891	1 360	35 898
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 332</b>	<b>35 150</b>	<b>1 363</b>	<b>35 975</b>	<b>1 380</b>	<b>36 419</b>	<b>1 380</b>	<b>36 426</b>
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	73	1 919	61	1 623	74	1 948	76	2 007
51	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	5,5%	5,5%	4,6%	4,6%	5,4%	5,4%	5,6%	5,6%
52	Achat / (vente) de transport <i>a priori</i>	-73	-1 919	-61	-1 620	-74	-1 945	-76	-2 006
53	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 259</b>	<b>33 231</b>	<b>1 302</b>	<b>34 354</b>	<b>1 306</b>	<b>34 473</b>	<b>1 304</b>	<b>34 420</b>
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	2	0	2	0	2
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	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 2017 est 37,99

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**SCÉNARIO FAVORABLE**

	<b>2017</b> (1)	<b>2018</b> (2)	<b>2019</b> (3)	<b>2020</b> (4)	
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>					
1	Continue	5 548	5 794	5 929	6 473
2	Interruptible	312	305	305	306
3	Gaz d'appoint	18	15	15	15
4	Client biogaz en réseau dédié	32	32	32	32
5	<i>Sous-total</i>	5 911	6 146	6 282	6 826
6	Interruptions	-19	-22	-17	-17
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	49	51	51	55
8	Compression (transport et entreposage)	162	147	148	157
9	Écart de mesurage	0	0	0	0
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 102</b>	<b>6 322</b>	<b>6 464</b>	<b>7 022</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>					
11	Transport				
12	FTLH (primaire & secondaire)	1 322	841	819	821
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	42	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	91	96	96	96
15	Transport gaz d'appoint	18	15	15	15
16	FTLH non utilisé	-14	0	0	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	1 458	952	929	933
18	Achats dans le territoire	2	7	10	13
19	Achat à Empress pour compression	63	39	38	38
20	Achats à Dawn (GR)	1 134	1 453	1 530	1 577
21	Achats à Dawn (AD)	3 413	3 838	3 924	4 430
22	Biogaz	32	32	32	32
23	Écart de mesurage	0	0	0	0
24	Retraits - injections	0	0	0	0
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 102</b>	<b>6 322</b>	<b>6 464</b>	<b>7 022</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**SCÉNARIO FAVORABLE**

		2017 (1)		2018 (2)		2019 (3)		2020 (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> )
26	LSR (daQ)	2,0	52,8	2,0	52,3	2,0	52,3	2,0	52,3
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
30	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>544,6</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</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)
31	Journée de pointe - continue	1 285	33 916	1 341	35 392	1 360	35 898	1 436	37 898
32	Besoins hiver extrême	1 271	33 552	1 315	34 702	1 330	35 090	1 390	36 692
33	Maximum	1 285	33 916	1 341	35 392	1 360	35 898	1 436	37 898
<b>Approvisionnement</b>									
34	FTLH (primaire & secondaire)	113	2 974	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	0	0	1	19	1	27	1	34
37	Transport clients & biogaz	16	428	18	482	18	482	18	483
38	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	109	2 875	125	3 311	125	3 311
40	FTSH (Parkway - GMIT)	463	12 219	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
43	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	268	10	268	10	268	10	268
47	Sous-total approvisionnements	1 332	35 153	1 343	35 450	1 360	35 893	1 360	35 901
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 332</b>	<b>35 153</b>	<b>1 363</b>	<b>35 978</b>	<b>1 380</b>	<b>36 421</b>	<b>1 380</b>	<b>36 429</b>
50	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	<b>47</b>	<b>1 236</b>	<b>2</b>	<b>58</b>	<b>0</b>	<b>-4</b>	<b>-76</b>	<b>-1 998</b>
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	3,5%	3,5%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	-5,6%	-5,6%
52	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	<b>-47</b>	<b>-1 235</b>	<b>-22</b>	<b>-586</b>	<b>-20</b>	<b>-523</b>	<b>56</b>	<b>1 470</b>
53	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 285</b>	<b>33 917</b>	<b>1 341</b>	<b>35 392</b>	<b>1 360</b>	<b>35 899</b>	<b>1 436</b>	<b>37 899</b>
54	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	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 2017 est 37,99

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**

	2017 (1)	2018 (2)	2019 (3)	2020 (4)
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1 Continue	5 162	5 151	5 087	5 040
2 Interruptible	276	264	267	267
3 Gaz d'appoint	0	0	0	0
4 Client biogaz en réseau dédié	24	24	24	24
5 <i>Sous-total</i>	5 461	5 439	5 377	5 330
6 Interruptions	-22	-32	-28	-33
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	46	45	45	45
8 Compression (transport et entreposage)	150	134	132	131
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 <b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 636</b>	<b>5 586</b>	<b>5 526</b>	<b>5 473</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
11 Transport				
12 FTLH (primaire & secondaire)	1 212	841	819	821
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	42	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	89	94	94	95
15 Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16 FTLH non utilisé	-21	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	1 322	935	913	916
18 Achats dans le territoire	2	7	10	13
19 Achat à Empress pour compression	56	39	37	38
20 Achats à Dawn (GR)	1 117	1 230	1 200	1 126
21 Achats à Dawn (AD)	3 116	3 351	3 342	3 358
22 Biogaz	24	24	24	24
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	0	0	0	0
25 <b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 636</b>	<b>5 586</b>	<b>5 526</b>	<b>5 473</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2020**  
**SCÉNARIO DÉFAVORABLE**

	2017 (1)		2018 (2)		2019 (3)		2020 (4)		
	(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>									
26	LSR (daQ)	2,0	52,8	2,0	52,3	2,0	52,3	2,0	52,3
27	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
28	Saint-Flavien	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0	4,6	120,0
29	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
30	<b>TOTAL</b>	<b>20,7</b>	<b>544,6</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</b>	<b>20,6</b>	<b>544,1</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)
31	Journée de pointe - continue	1 207	31 848	1 205	31 814	1 192	31 464	1 172	30 935
32	Besoins hiver extrême	1 208	31 887	1 208	31 883	1 198	31 619	1 171	30 906
33	Maximum	1 208	31 887	1 208	31 883	1 198	31 619	1 172	30 935
<b>Approvisionnement</b>									
34	FTLH (primaire & secondaire)	113	2 974	85	2 243	85	2 243	85	2 243
35	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire	0	0	1	19	1	27	1	34
37	Transport clients & biogaz	15	407	17	460	17	460	17	462
38	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	109	2 875	125	3 311	125	3 311
40	FTSH (Parkway - GMIT)	463	12 219	499	13 174	499	13 174	499	13 174
41	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
42	Pointe-du-Lac *	46	1 203	46	1 203	46	1 203	46	1 203
43	Saint-Flavien *	58	1 524	58	1 524	58	1 524	58	1 524
44	Outil de maintien de fiabilité	1	34	2	63	2	61	0	0
45	LSR (vaporisation) *	218	5 764	218	5 764	218	5 764	218	5 764
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	268	10	268	10	268	10	268
47	Sous-total approvisionnements	1 332	35 165	1 345	35 492	1 361	35 933	1 359	35 879
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	<b>TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)</b>	<b>1 332</b>	<b>35 165</b>	<b>1 365</b>	<b>36 019</b>	<b>1 381</b>	<b>36 460</b>	<b>1 379</b>	<b>36 407</b>
50	<b>Provision additionnelle avant achat / (vente)</b>	124	3 279	137	3 609	163	4 313	187	4 944
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	9,3%	9,3%	10,2%	10,2%	12,0%	12,0%	13,8%	13,8%
52	<b>Achat / (vente) de transport a priori</b>	-124	-3 278	-157	-4 134	-183	-4 839	-207	-5 472
53	<b>TOTAL approvisionnements après achat / (vente)</b>	<b>1 208</b>	<b>31 888</b>	<b>1 208</b>	<b>31 885</b>	<b>1 198</b>	<b>31 622</b>	<b>1 172</b>	<b>30 935</b>
54	<b>Provision additionnelle après achat / (vente)</b>	2	40	3	72	6	157	0	0
55	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.54/ 1.53)	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%

\* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2017 est 37,99



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> (2)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (3)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (4)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (5)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (6)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (7)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (8)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (9)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (10)	% (11)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
2016*	5 102	412	5 515	5 203	340	5 543	101	-73	28	0,51

Note: Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années 2003 à 2014 inclusivement excluent les volumes de GNL

\* Les livraisons réelles et prévisionnelles pour l'année 2016 incluent les volumes de GNL. Les livraisons réelles sont déterminées selon le budget 4/8 2016 (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 (8)	Ajustement de volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (9)	Volume estimé à 44 DJ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour (10)	Écart 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	Paramètres 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			
La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.										

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>2013</b>			29 077	28 917	Mercredi 2013-01-23			1 584	30 501	1 424
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 074,88									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
<b>2014</b>			31 521	29 171	Mardi 2014-01-21			3 457	32 628	1 108
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	12 786,50									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (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
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 698,96									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
<b>2016</b>			34 263	30 446	Dimanche 2016-02-14			2 743	33 189	-1 073
Base (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	13 813,44									
DJ <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ <sub>t-1</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
DJ <sub>t</sub> x V <sub>t</sub> (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /DJxkm/h)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
										La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2017, R-3970-2016**

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

Date (1)	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn Prix ¢/m <sup>3</sup> (12)	Écart de coût sur les achats d'avance	
	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	Prix moyen ¢/m <sup>3</sup> (3)	Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Coût unitaire ¢/m <sup>3</sup> (13)	Coût total 000 \$ (14)
			Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (4)	Prix moyen ¢/m <sup>3</sup> (5)	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (6)	Prix moyen ¢/m <sup>3</sup> (7)	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (8)	Prix moyen ¢/m <sup>3</sup> (9)	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (10)	Prix moyen ¢/m <sup>3</sup> (11)			
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>
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>

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2017, R-3970-2016**

Date (1)	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn Prix ¢/m³ (12)	Écart de coût sur les achats d'avance	
	Volume 10³m³ (2)	Prix moyen ¢/m³ (3)	Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Coût unitaire ¢/m³ (13)	Coût total 000 \$ (14)
			Volume 10³m³ (4)	Prix moyen ¢/m³ (5)	Volume 10³m³ (6)	Prix moyen ¢/m³ (7)	Volume 10³m³ (8)	Prix moyen ¢/m³ (9)	Volume 10³m³ (10)	Prix moyen ¢/m³ (11)			
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>
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	16,386	19 794	18,679	79 177	16,960	18,440	-1,480	-1 172
déc-14	57 667	16,091	10 636	14,285	69 543	19,368	24 545	15,379	104 724	17,917	15,283	2,634	2 758
janv-15	101 346	13,641	10 636	12,807	107 179	15,568	36 817	13,877	154 632	14,975	13,475	1,500	2 320
févr-15	118 121	22,580	9 607	12,674	96 807	14,870	33 254	19,863	139 667	15,908	19,811	-3,904	-5 452
mars-15	118 593	18,695	10 636	12,653	122 724	15,297	40 908	15,812	174 268	15,256	15,698	-0,442	-770
avr-15	46 318	13,129	0	0,000	59 382	12,962	19 794	12,268	79 177	12,788	12,540	0,248	196
mai-15	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	13,116	0,000	0
juin-15	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	12,529	0,000	0
juil-15	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	13,341	0,000	0
août-15	17 815	14,171	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,082	0,000	0
sept-15	24 809	14,547	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,461	0,000	0
<b>Total 2014-2015</b>	<b>656 173</b>	<b>17,457</b>	<b>41 515</b>	<b>13,116</b>	<b>515 017</b>	<b>15,679</b>	<b>175 112</b>	<b>16,037</b>	<b>731 644</b>	<b>15,619</b>	<b>14,865</b>	<b>-0,290</b>	<b>-2 120</b>

Note : Les prix de l'indice NGX-Dawn (col.12) ne correspondent pas aux prix des achats contractés d'avance (col.9) car ceux-ci sont transigés sur la base de l'indice NGX-Dawn augmenté d'une prime

**Precedent Agreement**

---

**PRECEDENT AGREEMENT**

THIS PRECEDENT AGREEMENT made as of the 11th day of February, 2016.

BETWEEN:

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
a Canadian corporation  
("TransCanada")

OF THE FIRST PART

AND:

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP**  
a Limited Partnership formed under the laws of  
the Province of Quebec  
("Shipper")

OF THE SECOND PART

WITNESSES THAT:

**WHEREAS** TransCanada owns and operates a natural gas pipeline system extending from a point near the Alberta/Saskatchewan border where TransCanada's facilities interconnect with the facilities of NOVA Gas Transmission Ltd. easterly to the Province of Quebec with branch lines extending to various points on the Canada/United States of America International Border (the "**TransCanada System**"); and

**WHEREAS** TransCanada utilizes capacity available from the TransCanada System and from its firm transportation service contracts on the natural gas transmission systems of the TBO Pipelines (the "**TBO Contracts**") to enable it to provide transportation service to its customers (such capacity on the TransCanada System and the TBO Contracts is collectively defined as the "**Combined Capacity**"); and

**WHEREAS** pursuant to a new capacity open season which closed on January 22, 2016 (the "**New Capacity Open Season**"), Shipper requested TransCanada to transport up to 16,500 GJ/d of natural gas from the Union Parkway Belt receipt point (the "**Receipt Point**") to the GMT EDA delivery point (the "**Delivery Point**") for delivery for the account of Shipper commencing the 1st day of November, 2018 (the "**In-Service Date**") or as soon as possible thereafter and terminating the 31st day of October, 2033 (the "**Requested Service**"); and

**WHEREAS** others have requested gas transportation services pursuant to the New Capacity Open Season (the "**Other Requests**"); and

## Precedent Agreement

**WHEREAS** TransCanada and Shipper recognize that, taking into account Shipper's request for the Requested Service and the Other Requests, an increase to the Combined Capacity may be necessary to accommodate the Requested Service and, subject to the terms and conditions of this Precedent Agreement, TransCanada is willing to use reasonable efforts to increase the Combined Capacity to the extent necessary, taking into account Shipper's request for the Requested Service and the Other Requests, in order to provide Shipper with the Requested Service, it being recognized that the extent to which it is necessary to increase the Combined Capacity may change from time to time, (the "**Required Increase**"); and

**WHEREAS** TransCanada will use reasonable efforts to provide the Requested Service, Other Requests and Required Increase in the most efficient manner which may or may not require an increase to the Combined Capacity; and

**WHEREAS** Shipper will support TransCanada's efforts to provide the Requested Service, Other Requests and Required Increase using the most efficient manner, including without limitation, consideration of options which may or may not require the installation of additional pipeline facilities; and

**WHEREAS** TransCanada and Shipper recognize that the Required Increase may rely on the installation of facilities which are required solely on account of Shipper's request for the Requested Service and/or facilities which are required on account of both Shipper's request for the Requested Service and one or more of the Other Requests; and

**WHEREAS** Shipper and TransCanada agree that, upon an Event of Cancellation, Shipper shall bear the risk of all reasonably incurred financial obligations and outlays in connection with TransCanada's efforts to increase the Combined Capacity to the extent necessary, taking into account the Requested Service and TransCanada's obligations pursuant to the Other Requests, in order to provide Shipper with the Requested Service, subject to the cost allocations and limitations set forth herein; and

**WHEREAS** Shipper has provided TransCanada with evidence of natural gas supply, market and upstream and downstream transportation arrangements corresponding to the Requested Service, as applicable; and

**WHEREAS** TransCanada and Shipper have executed a financial assurances agreement dated effective as of the Effective Date of this Precedent Agreement (such financial assurances agreement, as amended from time to time, being hereinafter called the "**Financial Assurances Agreement**"), pertaining to the financial security that TransCanada may require from Shipper in connection with the payment of transportation charges for the provision of the Requested Service; and

**WHEREAS** subject to the terms and conditions of this Precedent Agreement, TransCanada and Shipper desire to enter into a firm transportation service contract substantially in the form attached hereto as Exhibit "A" (the "**Firm Transportation Service Contract**").



## Precedent Agreement

NOW THEREFORE THIS CONTRACT WITNESSES THAT, in consideration of the covenants and agreement herein contained, the Parties hereto covenant and agree as follows:

1. Except where the context expressly states otherwise, the following capitalized terms, when used in this Precedent Agreement, shall have the following meanings:

### DEFINITIONS:

(a) "**Additional Information**" shall have the meaning given to it in Paragraph 2(b).

(b) "**Affiliate**" means, in relation to a Party, any company, corporation, partnership or association which:

(i) directly or indirectly controls the Party;

(ii) is directly or indirectly controlled by the Party; or

(iii) is directly or indirectly controlled by a company or corporation which directly or indirectly controls the Party;

where "controls", "controlled by" and "under common control with" mean the possession directly, or indirectly through one or more intermediaries, of more than 50% of the outstanding voting stock of the company in question, or the power to direct or cause the direction of management policies of, any person, whether through ownership of stock, as a general partner or trustee, by contract or otherwise.

(c) "**Allocated Cancellation Costs**" means all Cancellation Costs which are not included in the definition of Shipper Specific Cancellation Costs.

(d) "**Availability Provisions**" shall have the meaning given to it in Paragraph 2(a).

(e) "**Banking Day**" shall have the meaning ascribed thereto in the General Terms and Conditions of TransCanada's Canadian Mainline Transportation Tariff, as amended from time to time.

(f) "**Cancellation Charges**" means, to the extent such costs and charges arise from, are attributable to or are incurred in respect of an Event of Cancellation, all reasonably incurred costs and charges whatsoever which TransCanada incurs or becomes obligated to pay as a result of:

(i) not fulfilling all or any of its obligations under; or

(ii) cancelling or terminating all or any portion of,

## Precedent Agreement

any third party contract or agreement entered into in respect of, in whole or in part, the design, engineering, procurement, manufacture, construction or supply of any property, equipment, services or other components whatsoever related to, arising from or attributable to Shipper's request for the Requested Service and/or the Required Increase, regardless of whether such costs or charges are incurred prior to or after an Event of Cancellation.

- (g) "**Cancellation Costs**" means the sum of all the following amounts, whether such amounts were incurred prior to or after the Effective Date of this Precedent Agreement and provided that to the extent any amount falls within more than one of the categories described in this definition such amount shall only be accounted for once:
- (i) all Cancellation Charges; plus
  - (ii) all Financial Loss; plus
  - (iii) all Monthly Carrying Costs incurred in respect of Retained Equipment and until such time as such Retained Equipment and Materials are utilized, or otherwise disposed of, by TransCanada; plus
  - (iv) all Project Costs not otherwise accounted for pursuant to subparagraphs (i), (ii) or (iii) of this definition; plus
  - (v) TBO Costs; plus
  - (vi) any other financial obligations and outlays reasonably incurred by TransCanada not otherwise accounted for pursuant to subparagraphs (i), (ii), (iii), (iv) or (v) of this definition to the extent they arise from, are attributable to or are incurred in respect of Shipper's request for the Requested Service, regardless of whether such obligations and outlays are incurred prior to or after an Event of Cancellation ("**Other Financial Obligations and Outlays**").
- (h) "**Combined Capacity**" shall have the meaning given it in the 2<sup>nd</sup> recital.
- (i) "**Delivery Point**" shall have the meaning given to it in the 3<sup>rd</sup> recital.
- (j) "**Effective Date**" shall mean March 14, 2016.
- (k) "**Estimated Liability Limit**" shall have the meaning given to it in Paragraph 15(a).
- (l) "**Estimated Liability Limit Notice**" shall have the meaning given to it in Paragraph 15(c).

## Precedent Agreement

---

- (m) "**Event of Cancellation**" shall mean any one of the following events:
- (i) any declaration of an Event of Cancellation made in accordance with the terms and conditions of this Precedent Agreement becoming effective; or
  - (ii) in accordance with Paragraph 10 hereof, Shipper withdrawing its request for the Requested Service at any time prior to the execution of the Firm Transportation Service Contract.
- (n) "**Financial Assurances**" shall have the meaning given to it in Paragraph 20.
- (o) "**Financial Assurances Agreement**" shall have the meaning given to it in the 11<sup>th</sup> recital.
- (p) "**Financial Assurances Request**" shall have the meaning given to it in Paragraph 20.
- (q) "**Financial Loss**" means, to the extent arising from, attributable to or incurred in respect of an Event of Cancellation, any negative variance between cash proceeds received by TransCanada from the sale, disposal or return of property, equipment, materials, services or other components whatsoever related to, arising from or attributable to Shipper's request for the Requested Service (less any reasonably incurred costs of TransCanada related to such sale, disposal or return), and TransCanada's reasonably incurred costs (including, without limitation, costs for design, engineering, procurement, manufacture, construction, supply and any related costs) incurred in originally acquiring same, regardless of whether such amounts are incurred prior to or after an Event of Cancellation.
- (r) "**Firm Transportation Service Contract**" shall have the meaning given to it in the 12<sup>th</sup> recital.
- (s) "**GJ**" shall mean gigajoule, being 1,000,000,000 joules and include the plural as the context requires.
- (t) "**In-Service Date**" shall have the meaning given to it in the 3<sup>rd</sup> recital.
- (u) "**Monthly Carrying Costs**" means the monthly financial costs that TransCanada shall charge Shipper in respect of Retained Equipment and Materials, which costs shall be calculated, for any calendar month, by multiplying the aggregate amount of all out-of-pocket expenses incurred in the acquisition of Retained Equipment and Materials pursuant to this Precedent Agreement (calculated on the last day of such month) by that percentage amount equal to one twelfth (1/12) of the sum of the

## Precedent Agreement

- Canadian Imperial Bank of Commerce's prime lending rate per annum for Canadian dollar commercial loans in effect on the last day of such month plus one (1) percent.
- (v) "**NEB**" means the National Energy Board.
  - (w) "**New Capacity Open Season**" shall have the meaning given to it in the 3<sup>rd</sup> recital.
  - (x) "**Notice**" shall have the meaning given to it in Paragraph 23.
  - (y) "**Other Request Allocated Cancellation Costs**" means, with respect to each of the Other Requests pursuant to which a precedent agreement (similar to this precedent agreement) has been entered into, the "Allocated Cancellation Costs" (as defined therein).
  - (z) "**Other Requests**" shall have the meaning given to it in the 4<sup>th</sup> recital.
  - (aa) "**Parties**" means TransCanada and Shipper; "Party" means either one of them.
  - (bb) "**Precedent Agreement**" means this precedent agreement between TransCanada and Shipper.
  - (cc) "**Project Costs**" means the reasonably incurred internal and third party costs, expenses and charges of TransCanada arising from, attributable to or incurred in respect of:
    - (i) any regulatory proceedings to the extent related to, arising from or attributable to Shipper's request for the Requested Service, including the preparatory work effected in connection therewith; and
    - (ii) all engineering, design, procurement and construction related costs, expenses and charges to the extent related to, arising from or attributable to Shipper's request for the Requested Service, regardless of whether such amounts are incurred prior to or after an Event of Cancellation. Internal costs, expenses and charges shall only be included in the definition of Project Costs if such amounts are directly and exclusively charged and attributable to the project or projects which are wholly or partially attributable to Shipper's request for the Requested Service.
  - (dd) "**Receipt Point**" shall have the meaning given to it in the 3<sup>rd</sup> recital.
  - (ee) "**Requested Service**" shall have the meaning given to it in the 3<sup>rd</sup> recital.
  - (ff) "**Required Increase**" shall have the meaning given to it in the 5<sup>th</sup> recital.

## Precedent Agreement

---

- (gg) "**Retained Equipment and Materials**" means property, equipment, materials, services or other components, to the extent that the purchase of such property, equipment, materials, services or other components relates to, arises from or is attributable to Shipper's request for the Requested Service and to the extent that the construction of the contemplated facilities into which such property, equipment, materials, services, or other components were to be incorporated has been cancelled in accordance with Paragraph 13 herein, that TransCanada, acting in a commercially reasonable manner, elects to retain rather than return, sell, cancel or otherwise divest.
- (hh) "**Shipper Authorizations**" shall have the meaning given to it in Paragraph 2(c).
- (ii) "**Shipper Specific Cancellation Costs**" means the Cancellation Costs which relate to, arise from or are attributable to contemplated facilities which are solely attributable to the Shipper's request for the Requested Service, if any.
- (jj) "**TBO Contracts**" shall have the meaning given to it in the 2nd recital.
- (kk) "**TBO Costs**" means any costs or charges TransCanada incurs or becomes obligated to pay to the TBO Pipeline(s) attributable to the Requested Service and/or the Required Increase including without limitation any and all costs to cancel the TBO Contract or any other contract TransCanada is required to enter into with the TBO Pipeline or any and all costs or charges payable throughout the term of the TBO Contract or any other contract TransCanada is required to enter into with the TBO Pipeline(s) if TransCanada is unable to cancel the TBO Contract or such other contracts with the TBO Pipeline(s).
- (ll) "**TBO Pipelines**" means any person or entity that owns and/or operates a natural gas transmission system that TransCanada has or may enter into a TBO Contract with, including Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership, Union Gas Limited, Enbridge Gas Distribution Inc. and Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc..
- (mm) "**TransCanada Authorizations**" shall have the meaning given to it in Paragraph 3.
- (nn) "**TransCanada System**" shall have the meaning given to it in the 1st recital.

**SHIPPER AUTHORIZATIONS**

2. Shipper shall use reasonable efforts to do, or cause to be done, all lawful acts that may be necessary to:

- (a) qualify Shipper for service under the Firm Transportation Service Contract by complying, inter alia, with Section 1.1 (b) of the "Availability" provisions of the FT Toll Schedule as set out in TransCanada's Canadian Mainline Transportation Tariff as amended from time to time (the "**Availability Provisions**");
- (b) present to TransCanada, any information requested by TransCanada, including information pertaining to Shipper's natural gas supply, markets, and upstream and downstream transportation arrangements that are related to Shipper's request for the Requested Service that TransCanada determines necessary to fulfill the requirements of Part III of the National Energy Board Act and the National Energy Board Filing Manual (both as amended from time to time) in seeking approval for TransCanada's facilities application(s) in relation to Shipper's request for the Requested Service (the "**Additional Information**"); and
- (c) as applicable, obtain, or have others obtain, such certificates, permits, orders, licenses and authorizations from regulators or other governmental agencies in the United States and Canada, as the case may be, as are necessary to enable Shipper, or others designated by Shipper, to receive and make use of the Requested Service, including where applicable, the authority to purchase the gas to be transported and to export from the United States and to import and deliver into Canada to TransCanada at the Receipt Point(s) and to receive from TransCanada, to export from Canada, and to import and deliver into the United States at the Delivery Point(s) the quantities of natural gas to be transported by TransCanada under the Firm Transportation Service Contract (individually, a "**Shipper Authorization**" and collectively, the "**Shipper Authorizations**") provided that nothing herein shall obligate Shipper to appeal any decision of a regulatory or judicial authority which has the effect of denying any such certificate, permit, order, license or authorization or granting same on conditions unsatisfactory to the Parties hereto.

**TRANSCANADA AUTHORIZATIONS**

3. TransCanada shall, taking into account Shipper's request for the Requested Service, Other Requests and Required Increase, use reasonable efforts to do, or cause to be done, all lawful acts that may be necessary to obtain, or cause to be obtained, such certificates, permits, licenses, orders, approvals and other authorizations TransCanada determines are necessary on terms and conditions satisfactory to TransCanada to enable it to provide the Requested Service, Other Requests and Required Increase in the most efficient manner (individually, a "**TransCanada Authorization**" and collectively the "**TransCanada Authorizations**") provided that nothing herein shall obligate TransCanada to appeal, or seek a review of, any decision of a

## **Precedent Agreement**

---

regulatory or judicial authority which has the effect of denying any such certificate, permit, order, license or authorization or granting same on conditions unsatisfactory to either of the Parties hereto. Shipper shall actively support TransCanada's efforts to obtain the TransCanada Authorizations, provided however that such obligation to actively support TransCanada's efforts shall not obligate Shipper to actively support any aspect of TransCanada's efforts to the extent that it would not be reasonable or prudent for Shipper to do so having regard to any material adverse impact TransCanada's efforts may have on Shipper. Notwithstanding the foregoing, if Shipper fails to provide such support as determined by TransCanada, TransCanada may declare an Event of Cancellation. Notwithstanding anything to the contrary herein, the National Energy Board's leave to open with respect to the Required Increase shall not be included within the definition of TransCanada Authorizations.

### **SHIPPER'S FAILURE TO PROVIDE ADDITIONAL INFORMATION**

4. If Shipper does not provide TransCanada with the Additional Information requested pursuant to Paragraph 2(b) in a form satisfactory to TransCanada, TransCanada may declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of fifteen (15) days following receipt of such Notice by Shipper, unless prior to the expiration of such period Shipper has provided TransCanada with the Additional Information or given satisfactory reasons (in TransCanada's sole opinion) for not providing such Additional Information within such period.

### **ACCEPTANCE OR REJECTION OF SHIPPER'S AUTHORIZATIONS**

5. Upon obtaining each of the Shipper Authorizations and Shipper having exercised any avenue of appeal or review with respect to such Shipper Authorizations, Shipper shall promptly provide to TransCanada a copy of such Shipper Authorizations (as varied, if applicable). TransCanada shall within thirty (30) days of receipt of such Notice from Shipper give Notice to Shipper of TransCanada's acceptance or rejection of such Shipper Authorization. If TransCanada does not respond to Shipper's Notice within such thirty (30) day period, TransCanada shall be deemed to have accepted such Shipper Authorization. Acceptance of any Shipper Authorization by TransCanada shall not be unreasonably withheld and any Notice of rejection of a Shipper Authorization shall be accompanied by written reasons for such rejection. TransCanada acknowledges that it shall not reject an otherwise acceptable Shipper Authorization in the nature of an import or export permit by reason only that such permit is for a term which is shorter than the term of the Firm Transportation Service Contract. Shipper acknowledges that TransCanada's acceptance of any Shipper Authorization shall in no way constitute a representation by TransCanada that such Shipper Authorization will satisfy any regulatory requirements for obtaining acceptable TransCanada Authorizations.

**ACCEPTANCE OR REJECTION OF TRANSCANADA'S AUTHORIZATIONS**

6. Upon obtaining each of TransCanada Authorizations and TransCanada having exercised any avenue of appeal or review with respect to such TransCanada Authorization and as TransCanada, in its sole discretion, decides to undertake, TransCanada shall promptly provide to Shipper a copy, where applicable, of such TransCanada Authorization (as varied, if applicable) and Notice of TransCanada's acceptance or rejection of such TransCanada Authorization. Acceptance of any TransCanada Authorization by TransCanada shall not be unreasonably withheld and any Notice of rejection of a TransCanada Authorization shall be accompanied by written reasons for such rejection. TransCanada acknowledges that it will not reject any TransCanada Authorization provided such TransCanada Authorization is issued to TransCanada in the form and substance TransCanada applied for and provided such TransCanada Authorization is not subject to any conditions which are unacceptable to TransCanada, acting reasonably.

**FAILURE TO OBTAIN TRANSCANADA'S AUTHORIZATIONS**

7. In the event of a failure to obtain any TransCanada Authorization on terms and conditions satisfactory to TransCanada or rejection by TransCanada of a Shipper Authorization or a TransCanada Authorization, either Party shall thereafter have the right, but not the obligation, to declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to the other Party. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of thirty (30) days following receipt of such Notice by the other Party, unless within such thirty (30) day period the Parties agree in writing that such declaration of an Event of Cancellation shall not become effective as aforesaid or, provided such Event of Cancellation is only with respect to a rejection of one or more Shipper Authorizations, Shipper waives the requirement for all such rejected Shipper Authorizations in accordance with the provisions of Paragraph 5.

**BANKRUPTCY OR INSOLVENCY**

8. Upon any bankruptcy, winding-up, liquidation, dissolution, insolvency or other similar proceeding affecting Shipper or its assets or upon the commencement of any proceeding relating to the foregoing, TransCanada may declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective immediately upon receipt of such Notice by Shipper.



**EXECUTION OF THE FIRM TRANSPORTATION SERVICE CONTRACT**

9. The Parties shall execute the Firm Transportation Service Contract forthwith after:
- (a) Shipper has complied to TransCanada's satisfaction, acting reasonably, with the Availability Provisions referred to in Paragraph 2(a) hereof;
  - (b) TransCanada has received and accepted all of the TransCanada Authorizations pursuant to Paragraph 6 hereof;
  - (c) Shipper has received, and TransCanada has accepted, all of the Shipper Authorizations pursuant to Paragraph 5 hereof; and
  - (d) Shipper has supplied to TransCanada (where necessary) the financial assurances pursuant to Section 1 of the Financial Assurances Agreement.

Provided however, that if Shipper fails to execute and return to TransCanada the Firm Transportation Service Contract duly proffered by TransCanada within fifteen (15) days of receipt thereof by Shipper, TransCanada may, in its sole discretion, declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of five (5) days following receipt of such Notice by Shipper, unless within such five (5) day period Shipper has executed and returned the Firm Transportation Service Contract to TransCanada.

**WITHDRAWAL OF REQUESTED SERVICE**

10. Shipper may withdraw its request for the Requested Service at any time prior to the execution of the Firm Transportation Service Contract.

**SUNSET PROVISION**

- 11.
- (a) Notwithstanding any other provision in this Precedent Agreement, if by April 1, 2018, any of the requirements referred to in Paragraph 9 hereof have not been satisfied, then either Party may thereafter declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to the other Party. If any of the requirements referred to in Paragraph 9 hereof remain unsatisfied on the fifteenth (15<sup>th</sup>) day next following receipt of such Notice, any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective.
  - (b) If at any time TransCanada is of the opinion, acting reasonably, that any of the requirements referred to in Paragraph 9 will not be satisfied by April 1, 2018, despite the use of reasonable efforts, TransCanada may, in its sole discretion, declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of thirty (30) days following receipt of such Notice by Shipper, unless within such thirty (30) day

## **Precedent Agreement**

---

period the Parties agree in writing that such declaration of an Event of Cancellation shall not become effective as aforesaid.

### **AUTHORIZATION TO SPEND**

12. Shipper hereby authorizes TransCanada, prior to the receipt of all regulatory approvals TransCanada, taking into account Shipper's request for the Requested Service and the Other Requests, determines necessary for the Required Increase, to forthwith acquire all materials, enter into all agreements with individuals and/or organizations and take such other actions which TransCanada, acting reasonably, considers necessary: (i) for the timely commencement of the Requested Service by the In-Service Date, or as soon as possible thereafter; and (ii) for the timely commencement of the service requested pursuant to the Other Requests by the in-service dates requested pursuant to the Other Requests, or as soon as possible thereafter. Shipper recognizes that the provision of the Requested Service may rely on the installation of facilities which are required for both the provision of the Requested Service and for the provision of service pursuant to one or more of the Other Requests and that TransCanada's actions, as described above, may be influenced by any obligations TransCanada has with respect to the Other Requests.

### **EVENT OF CANCELLATION**

13. Upon the occurrence of an Event of Cancellation, TransCanada's and Shipper's obligations pursuant to Paragraphs 2, 3, 5, 6 and 9 shall terminate. TransCanada may, at its discretion, decide to cancel, in whole or in part, the construction of facilities which arise from or are attributable to Shipper's request for the Requested Service or to continue with, in whole or in part, the construction of facilities which arise from or are attributable to Shipper's request for the Requested Service. In making such decision, TransCanada shall act in a commercially reasonable manner, having regard to all materially relevant matters, including any obligations TransCanada has with respect to the Other Requests. Shipper recognizes that any decision made by TransCanada as described above may be influenced by any obligations TransCanada has with respect to the Other Requests and that such decisions may impact Shipper's obligations pursuant to this Precedent Agreement. Shipper further recognizes that any decision made by TransCanada as described above may be subject to change upon any change in any obligations TransCanada has with respect to the Other Requests, and that such change may impact Shipper's obligations pursuant to this Precedent Agreement. Subject to the foregoing, TransCanada shall use commercially reasonable efforts to minimize all costs payable by Shipper to TransCanada pursuant to Paragraph 14 below, which shall include efforts to minimize costs committed to prior to TransCanada receiving and accepting all of the TransCanada Authorizations and efforts to utilize in a prospective expansion within a reasonable time period, equipment, materials or internal or third party work product arising out of facilities contemplated on account of the Requested Service and the Other Requests (the construction of which has been cancelled), provided that such efforts shall be subject to TransCanada's other obligations with respect to the Requested Service and the Other Requests, including TransCanada's obligations with respect to the In-Service Date for the

## Precedent Agreement

---

Requested Service and the in-service date for the Other Requests. Upon making any determination, or changing any determination, of how it will proceed upon an Event of Cancellation, TransCanada shall provide Shipper with Notice describing the decision made.

### **PAYMENT OF CANCELLATION COSTS**

14. If an Event of Cancellation is declared on or after the Effective Date, Shipper shall pay to TransCanada the sum of the following amounts, subject to TransCanada's obligations pursuant to Paragraph 13 to use commercially reasonable efforts to minimize all costs payable by Shipper to TransCanada pursuant to this Paragraph 14:

- (a) 100% of the Shipper Specific Cancellation Costs, if applicable; plus
- (b) the product of:
  - (i) the sum of the Allocated Cancellation Costs plus the Other Request Allocated Cancellation Costs for each of the Other Requests pursuant to which a precedent agreement (similar to this precedent agreement) has been entered into and pursuant to which precedent agreements an "Event of Cancellation" (as defined therein) has occurred; multiplied by
  - (ii) a fraction, the numerator of which equals Shipper's contract demand pursuant to the Requested Service (in GJ/Day), and the denominator of which equals the sum of the numerator plus the sum of the contract demand for each of the Other Requests pursuant to which a precedent agreement (similar to this precedent agreement) has been entered into and pursuant to which precedent agreements an "Event of Cancellation" (as defined therein) has occurred.

Payments will be paid in accordance with the procedures set forth in Paragraph 17 herein.

**ESTIMATED LIABILITY LIMIT AND PROJECT COSTS**

15.

- (a) Shipper's total liability pursuant to Paragraph 14 upon an Event of Cancellation shall be the actual amount payable pursuant to Paragraph 14. The estimated liability limit is \$115,692,794, plus applicable taxes (the "**Estimated Liability Limit**"). The Estimated Liability Limit is calculated in accordance with the provisions set forth in Paragraph 16. TransCanada and Shipper acknowledge and agree that the Estimated Liability Limit is an estimate provided for information purposes only based upon the calculation described in Paragraph 16, and that to the extent Shipper's actual liability pursuant to Paragraph 14 is greater than or less than the Estimated Liability Limit Shipper's obligation to pay such amounts shall not be impacted by the provisions of this Paragraph 15. Shipper acknowledges that as of the Effective Date of this Precedent Agreement TransCanada's design of the facilities and the estimate, performed in accordance with Paragraph 16, are preliminary, and in particular, Shipper acknowledges that TransCanada's current design and estimate, performed in accordance with Paragraph 16, are based upon the assumption that all of the Other Requests will result in signed precedent agreements, similar to this Precedent Agreement.
- (b) Shipper acknowledges that it has been provided a quarterly estimated spend profile for the Project Costs. Where Shipper requests in writing from TransCanada a status update related to that spend profile, TransCanada shall provide an update of the key milestones and the aggregate of the Project Costs and future financial commitments if those costs exceed the estimated spend profile at that time. TransCanada shall provide such statement to Shipper within 30 days of the end of the calendar quarter in which Shipper made such request.
- (c) In the event that TransCanada determines at any time that the currently applicable Estimated Liability Limit is less than 80% of TransCanada's current estimate performed in accordance with Paragraph 16, then TransCanada shall give Shipper Notice (the "**Estimated Liability Limit Notice**") of such and, in such Estimated Liability Limit Notice, shall provide Shipper with a new estimate performed in accordance with Paragraph 16. The Estimated Liability Limit Notice shall also include an explanation of TransCanada's reasons for the changes to the Estimated Liability Limit.
- (d) The Estimated Liability Limit Notice shall and is hereby deemed to constitute a request by TransCanada to amend Paragraph 15(a) of this Precedent Agreement by increasing the Estimated Liability Limit to the amount set forth in the new estimate contained in the Estimated Liability Limit Notice.
- (e) If Shipper agrees to the amendments set forth in the Estimated Liability Limit Notice, or fails to respond to the Estimated Liability Limit Notice within fifteen (15) days of receiving the Estimated Liability Limit Notice, Paragraph 15(a) shall be deemed amended to increase the Estimated Liability Limit to the amount set forth in the Estimated Liability Limit Notice.

## **Precedent Agreement**

---

- (f) If Shipper does not agree to the amendments set forth in the Estimated Liability Limit Notice, TransCanada shall thereupon have the right, in its sole discretion, to declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper, which Event of Cancellation shall become effective immediately upon receipt of such Notice by Shipper.

### **ESTIMATED LIABILITY LIMIT CALCULATION**

16. The Estimated Liability Limit is equal to the sum of the following:
- (a) With respect to any contemplated facilities on the TransCanada System which, pursuant to TransCanada's current design, arise from or are attributable only to Shipper's request for the Requested Service, TransCanada's estimate of all internal and third party costs, expenses and charges TransCanada will incur to bring into service such facilities; and
  - (b) With respect to any contemplated facilities on the TransCanada System which, pursuant to TransCanada's current design, arise from or are attributable to both Shipper's request for the Requested Service and the Other Requests, TransCanada's estimate of all internal and third party costs, expenses and charges TransCanada will incur to bring into service such facilities multiplied by a fraction, the numerator of which equals Shipper's contract demand pursuant to the Requested Service (in GJ/Day), and the denominator of which equals the sum of the numerator plus the sum of the contract demand for each of the Other Requests, provided that in calculating such fraction, if calculated after the execution and delivery of this Precedent Agreement, the calculation of the denominator shall only be based upon the Other Requests which have resulted in a signed precedent agreement (similar to this Precedent Agreement).

### **INVOICING AND PAYMENT**

17. TransCanada shall invoice and Shipper shall pay all obligations under this Precedent Agreement to TransCanada as they may arise from time to time. Within fifteen (15) days following receipt of any invoices on account of such obligations, Shipper shall remit payment to TransCanada. If Shipper fails to pay any invoice in full within the time herein required, interest on the unpaid portion shall accrue from the date such payment is first overdue until payment is made at a rate of interest equal to the prime rate of interest per annum of the Canadian Imperial Bank of Commerce applicable to Canadian dollar commercial loans on the date such payment is first overdue, plus one (1) percent in addition thereto (with the exception of interest for TBO Costs which shall be determined pursuant to the TBO Contract), and such interest shall be immediately due and payable.

### **AUDIT RIGHTS**

18. Provided Shipper has paid to TransCanada all amounts invoiced hereunder, no earlier than fifteen (15) days after TransCanada has received a written request from Shipper, Shipper shall have the right, at its cost, to audit TransCanada's supporting documentation related to the

## Precedent Agreement

---

particular invoice(s) to verify the accuracy of the invoice in question. Shipper's audit rights shall be granted during normal business hours. Shipper's audit rights shall not include any right to break down the standard labour rates charged by TransCanada. The total number of audits commenced in any calendar year shall not exceed one. Any audit request by Shipper must be received by TransCanada within a period of two years after the invoice in question was received pursuant to Paragraph 17.

### **RETAINED EQUIPMENT AND MATERIALS**

19. Upon an Event of Cancellation, TransCanada shall:

- (a) provide to Shipper details of the current costs to be recovered from Shipper at the time of invoicing; and
- (b) within thirty (30) days following the receipt of TransCanada's invoice(s), and not as precondition to payment:
  - (i) allow Shipper, upon Shipper's written request, to inspect any Retained Equipment and Materials on which Shipper has been invoiced a Monthly Carrying Cost; and
  - (ii) supply Shipper, upon Shipper's written request, copies of invoices relating to all Cancellation Charges, Retained Equipment and Materials and details of any Financial Loss, Project Costs and Other Financial Obligations and Outlays incurred by TransCanada.

If TransCanada shall not have disposed of or utilized any Retained Equipment and Materials within six (6) months from the date TransCanada makes a determination to cancel construction of the facilities to which such Retained Equipment and Materials related, then Shipper shall have the right to purchase from TransCanada such property, equipment, materials, services or other components which in whole or in part fall within the definition of Retained Equipment and Materials at the manufacturers' invoiced cost plus any costs of TransCanada related to the original purchase of such property, equipment, materials, services or other components and plus any costs of TransCanada related to the sale of such property, equipment, materials, services or other components to Shipper.

### **FINANCIAL ASSURANCES**

20. TransCanada may as a condition of entering into this Precedent Agreement and at any time and from time to time prior to or during the term of this Precedent Agreement request, by Notice to Shipper, that Shipper provide financial assurances in an amount, type and form acceptable to TransCanada for the performance of its obligations pursuant to this Precedent Agreement or (if applicable) request that Shipper replace, increase or otherwise amend any financial assurances for the performance of its obligations pursuant to this Precedent Agreement previously provided by Shipper to TransCanada ("**Financial Assurances**"), such Financial Assurances are to be in an amount that does not exceed TransCanada's estimate of the maximum payment obligations Shipper could be subject to upon an Event of Cancellation

## **Precedent Agreement**

---

(the "Financial Assurances Request"). From time to time, and at any time, prior to or during the term of this Precedent Agreement TransCanada may assess the Shipper's creditworthiness related to the performance of its obligations pursuant to this Precedent Agreement. When performing any such assessment, TransCanada shall apply the same criteria in assessing Shipper's creditworthiness as it applies when determining whether to request Financial Assurances pursuant to TransCanada's Canadian Mainline Transportation Tariff (as amended from time to time) from a shipper on the TransCanada System. TransCanada shall not require Financial Assurances pursuant to this Paragraph 20 unless, pursuant to any assessment performed as described above, TransCanada makes a determination that Shipper is not creditworthy. No later than five (5) Banking Days from receipt of a Financial Assurances Request Shipper shall provide TransCanada with the Financial Assurances in the form and amount specified in such Financial Assurances Request. In addition to any other remedies TransCanada may have if Shipper fails to provide such Financial Assurances within five (5) Banking Days from receipt of such Financial Assurances Request, provided that no Event of Cancellation has occurred, TransCanada shall have the right, in its sole discretion, to declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper, which Event of Cancellation shall become effective immediately upon receipt of such Notice by Shipper.

### **TERM**

21. This Precedent Agreement shall remain in effect until the earlier of:
- (a) The date transportation service pursuant to the Firm Transportation Service Contract and the TBO Contract (if any) for all of the Requested Service has commenced; or
  - (b) The date where TransCanada has utilized or disposed of all the Retained Equipment and Materials, has invoiced the Shipper, and has been paid by Shipper for all obligations payable by Shipper, including Cancellation Costs pursuant to this Precedent Agreement.

### **WAIVER OF DEFAULT**

22. No waiver by TransCanada of any default by Shipper in the performance of any provision of or obligation under this Precedent Agreement shall operate or be construed as a waiver of any continuing or future default or defaults, whether of a like or different character.

**Precedent Agreement**

---

**NOTICE**

23. Any notice, request or demand ("**Notice**") to or upon the respective Parties hereto shall be in writing and shall be validly communicated by the delivery thereof to its addressee, either personally or by courier, first class mail, or facsimile to the address hereinafter mentioned:

**IN THE CASE OF TRANSCANADA**

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

(i) Mailing Address: 450 - 1<sup>st</sup> Street SW  
Calgary, AB T2P 5H1

(ii) Delivery Address: 450 - 1<sup>st</sup> Street SW  
Calgary, AB T2P 5H1

Attention: Director, Customer Service  
Facsimile: (403) 920-2446  
Email: mainline\_contracting@transcanada.com

**IN THE CASE OF SHIPPER**

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP**

(i) Mailing Address: 1717, rue du Havre  
Montreal, Quebec  
H2K 2X3

(ii) Delivery Address: Same as above

Attention: Francois Crepeau  
Facsimile: (514) 529-2253  
Email: fcrepeau@GazMetro.com

Such Notice sent as aforesaid shall be deemed to have been received by the Party to whom it is sent: (a) at the time of its delivery if personally delivered or if sent by facsimile or e-mail, or (b) on the day following transmittal thereof if sent by courier, or (c) on the third day following the transmittal thereof if sent by first class mail; provided however, that in the event normal mail service, courier service, or facsimile service shall be interrupted by a cause beyond the control of the Parties hereto, then the Party sending the Notice shall utilize any service that has not been so interrupted or shall personally deliver such Notice. Each Party shall provide Notice to the other of any change of address for the purposes hereof.



**ASSIGNMENT**

24. Any company which shall succeed by purchase, merger or consolidation to the assets substantially or in entirety, of Shipper or TransCanada, as the case may be, shall be entitled to the rights and shall be subject to the obligations of its predecessor under this Precedent Agreement. Either Party may, without relieving itself of its obligations under this Precedent Agreement, assign any of its rights and obligations hereunder to an Affiliate of such Party without the consent of the other Party hereto, but otherwise no assignment of this Precedent Agreement or any of the rights or obligations hereunder shall be made unless there first shall have been obtained the written consent thereto of the other Party, such consent not to be unreasonably withheld. It is agreed, however, that the restrictions on assignment contained in this paragraph shall not in any way prevent either Party to this Precedent Agreement from pledging or mortgaging its rights hereunder as security for its indebtedness. This Precedent Agreement shall be binding upon and inure to the benefit of the respective successors and permitted assigns of the Parties hereto.

**APPLICABLE LAW**

25. This Precedent Agreement shall be construed and applied in accordance with, and be subject to, the laws of the Province of Alberta, and, where applicable, the laws of Canada, and shall be subject to the rules, regulations, decisions and orders of any regulatory or legislative authority having jurisdiction over the matters contained herein.

**SEVERENCE**

26. If any provision of this Precedent Agreement is determined to be invalid or unenforceable in whole or in part, such invalidity or unenforceability shall apply only to such provision and all other provisions hereof shall continue in full force and effect.

**REPRESENTATION**

27. Shipper represents that neither Shipper nor any third party acting on behalf of Shipper have executed arrangements with other parties with respect to the acquisition of natural gas which would have the effect of eliminating Shipper's need for the Requested Service, and Shipper agrees that it shall not enter into any such arrangements without the prior written consent of TransCanada while this Precedent Agreement is in effect.

**SOLE BENEFIT**

28. TransCanada and Shipper hereby stipulate and agree that this Precedent Agreement is executed for the sole benefit of TransCanada and Shipper, including all successors and assignees permitted under the terms of this Precedent Agreement. TransCanada and Shipper expressly intend that no rights under this Precedent Agreement inure to any other parties.

**TRANSCANADA'S INTERNAL APPROVAL**

29. If TransCanada fails to obtain any internal approvals it determines necessary, including Board of Director approval, for the transactions contemplated herein on or before July 28, 2016, TransCanada may, in its sole discretion, declare an Event of Cancellation by providing Notice of its intention to do so to Shipper within ten (10) days of such date. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of five (5) days following receipt of such Notice to Shipper.

**AMENDMENTS**

30. This Precedent Agreement may not be amended except by a written amending agreement signed by TransCanada and Shipper.

**EFFICIENT PROVISION OF REQUESTED SERVICE**

31. Shipper acknowledges and agrees that TransCanada shall have the option to determine how the Requested Service, Other Requests and Required Increase will be provided in the most efficient manner, including, without limitation, consideration of options which may or may not require the installation of additional pipeline facilities.

**TIMING OF IN-SERVICE DATE**

32.

- (a) TransCanada will use reasonable efforts to facilitate the alignment of the In-Service Date with the in service date of upstream and downstream pipeline systems (if applicable). TransCanada and Shipper shall as soon as reasonably practicable, inform the other Party of any delays that may impact the In-Service Date.
- (b) Notwithstanding anything in this Precedent Agreement or the Firm Transportation Service Contract, Shipper agrees it shall have no cause of action or claims against TransCanada if TransCanada fails to meet the In-Service Date for any reason whatsoever, so long as TransCanada has used reasonable efforts to meet the In-Service Date.

**FAILURE TO OBTAIN TBO CONTRACT**

33. If TransCanada fails to obtain any TBO Contract it determines is necessary for the Requested Service and/or the Required Increase on terms and conditions satisfactory to TransCanada, TransCanada may in its sole discretion, declare an Event of Cancellation by providing Notice to Shipper. Any such declaration of an Event of Cancellation shall become effective on the expiration of fifteen (15) days following receipt of such Notice by Shipper, unless within such fifteen (15) day period the Parties have mutually agreed in writing to an alternate arrangement that does not require TransCanada to enter into the TBO Contract.

**LIMITATION OF LIABILITY**

34. TransCanada shall not be liable to Shipper for any:

(a) damages including consequential, incidental, punitive and exemplary damages; and/or

(b) losses including loss of revenue or loss of profit;

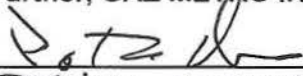
suffered, sustained, or incurred by Shipper as a result of this Precedent Agreement, unless such damages or losses occur as a result of TransCanada's willful default or gross negligence.


**Precedent Agreement**

---

IN WITNESS WHEREOF, the duly authorized Parties hereto have executed this Precedent Agreement as of the date first above written.

**GAZ METRO LIMITED PARTNERSHIP, by its General Partner, GAZ METRO INC.**

By:   
Name: **PATRICK CABANA**  
Title: **VP - GAS SUPPLY, PROC. & REG. AFFAIRS.**

By:   
Name: **NATHALIE LONGVAL**  
Title: **DIRECTOR, LEGAL AFFAIRS & CLAIMS MANAGEMENT.**

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

By: \_\_\_\_\_  
Name:

Title:

By: \_\_\_\_\_  
Name:

Title:

  
**C.D.**  
Initiales  
**540-388**  
No. Dossier

Contract Approval	
Customer Service Leader	
Customer Representative	
Legal Review	

FIRM TRANSPORTATION SERVICE CONTRACT

THIS FIRM TRANSPORTATION SERVICE CONTRACT, made as of the [•] day of [•].

BETWEEN:

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED  
a Canadian corporation  
("TransCanada")

OF THE FIRST PART

AND:

[•]  
an Entity Formed under the laws of  
[•]  
("Shipper")

OF THE SECOND PART

WITNESSES THAT:

WHEREAS TransCanada owns and operates a natural gas pipeline system extending from a point near the Alberta/Saskatchewan border where TransCanada's facilities interconnect with the facilities of NOVA Gas Transmission Ltd. easterly to the Province of Quebec with branch lines extending to various points on the Canada/United States of America International Border; and

WHEREAS Shipper has satisfied in full, or TransCanada has waived, each of the conditions precedent set out in Sections 1.1 (b) and (c) of TransCanada's Firm Transportation Service Toll Schedule referred to in Section 7.1 hereof (the "FT Toll Schedule"); and

WHEREAS Shipper has requested and TransCanada has agreed to transport quantities of gas, that are delivered by Shipper or Shipper's agent to TransCanada at the Receipt Point(s) referred to in Section 3.2 hereof (the "Receipt Point(s)"), to the Delivery Point(s) referred to in Section 3.1 hereof (the "Delivery Point(s)") pursuant to the terms and conditions of this Contract; and

**Exhibit "A"**

**Transportation Tariff**

**TransCanada PipeLines Limited**

FT CONTRACT

WHEREAS the Parties hereto have heretofore entered into an agreement dated as of the [•] day of [•], 200[•], (the "Precedent Agreement") which bound them, subject to fulfillment or waiver of the conditions precedent therein set forth, to enter into a Contract substantially upon the terms and conditions hereinafter described; and

WHEREAS the conditions precedent of the Precedent Agreement have been satisfied or waived; and

WHEREAS the quantities of gas delivered hereunder by Shipper or Shipper's agent to TransCanada are to be removed from the province of production of such gas by Shipper and/or Shipper's suppliers and/or its (their) designated agent(s) pursuant to valid and subsisting permits and/or such other authorizations in respect thereof.

NOW THEREFORE THIS CONTRACT WITNESSES THAT, in consideration of the covenants and agreement herein contained, the Parties hereto covenant and agree as follows:

**ARTICLE I – COMMENCEMENT OF SERVICE**

1.1 TransCanada shall use reasonable efforts to have the additional facilities (and/or obtain such transportation arrangements on other gas transmission systems) as may be required to effect the transportation of the gas hereunder (the "Necessary Capacity") in place by the [•] day of [•], 20[•], or as soon as possible thereafter. TransCanada's ability to provide service by the [•] day of [•], 20[•], will be subject to, inter alia:

- a) the timing of receipt by Shipper and TransCanada of the authorizations referred to in paragraphs 1 and 2 of the Precedent Agreement which are required prior to the commencement of construction of TransCanada's facilities and the timing of the commencement of the services required by TransCanada (if any) on Other Pipelines; and
- b) the lead time required for the acquisition, construction and installation of those facilities required by TransCanada.

TransCanada shall use reasonable efforts to provide Shipper with ten (10) days advance Notice of the anticipated availability of the Necessary Capacity (the "Advance Notice"). TransCanada shall give Shipper Notice of the actual date of availability of the Necessary Capacity ("TransCanada's Notice"), and service hereunder shall not commence prior to the actual date of availability of the Necessary Capacity.

**Exhibit "A"**

**Transportation Tariff**

**TransCanada PipeLines Limited**

FT CONTRACT

1.2 The date of commencement of service hereunder (the "Date of Commencement") shall be the earlier of :

- a) the date for which Shipper first nominates and TransCanada authorizes service hereunder; or
- b) the tenth (10<sup>th</sup>) day following the day on which Shipper received TransCanada's Notice;

PROVIDED that Shipper shall not be obligated to a Date of Commencement which is earlier than the [•] day of [•], 20[•], unless mutually agreed upon by both Parties.

**ARTICLE II – GAS TO BE TRANSPORTED**

2.1 Subject to the provisions of this Contract, the FT Toll Schedule, the List of Tolls, and the General Terms and Conditions referred to in Section 7.1 hereof, TransCanada shall provide transportation service hereunder for Shipper in respect of a quantity of gas which, in any one day from the Date of Commencement until the [•] day of [•], 20[•], shall not exceed [•] GJ/d (the "Contract Demand").

**ARTICLE III – DELIVERY POINT(S) AND RECEIPT POINT(S)**

3.1 The Delivery Point(s) hereunder are those points specified as such in Exhibit "1" which is attached hereto and made a part hereof.

3.2 The Receipt Point(s) hereunder are those points specified as such in Exhibit "1" hereof.

**ARTICLE IV -TOLLS**

4.1 Shipper shall pay for all transportation service hereunder from the Date of Commencement in accordance with TransCanada's FT Toll Schedule, List of Tolls, and General Terms and Conditions set out in TransCanada's Transportation Tariff as the same may be amended or approved from time to time by the National Energy Board ("NEB").

**Exhibit "A"**

**Transportation Tariff**

**TransCanada PipeLines Limited**

FT CONTRACT

**ARTICLE V – TERM OF CONTRACT**

5.1 This Contract shall be effective from the date hereof and shall continue until the [•] day of [•], 20[•].

**ARTICLE VI – NOTICES**

6.1 Any notice, request, demand, statement or bill (for the purpose of this paragraph, collectively referred to as "Notice") to or upon the respective parties hereto shall be in writing and shall be directed as follows:

**IN THE CASE OF TRANSCANADA:**

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

(i) mailing address:

P.O. Box 1000  
Station M  
Calgary, Alberta  
T2P 4K5

(ii) delivery address:

TransCanada Tower  
450 - 1st Street S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 5H1

Attention: Director, Customer Service  
Telecopy: (403) 920 - 2446

(iii) nominations:

Attention: Manager, Nominations and Allocations  
Telecopy: (403) 920 - 2446

(iv) invoices:

Attention: Manager, Contracts and Billing  
Telecopy: (403) 920 - 2446

(v) other matters:

Attention: Director, Customer Service  
Telecopy: (403) 920 - 2446



**Exhibit "A"**

**Transportation Tariff**

**TransCanada PipeLines Limited**

FT CONTRACT

- IN THE CASE OF SHIPPER:** [•]
- (i) mailing address: [•]
- (ii) delivery address: same as above
- (iii) nominations: Attention: [•]  
Telecopy: [•]
- (iv) invoices: Attention: [•]  
Telecopy: [•]  
E-mail address: [•]
- (v) other matters: Attention: [•]  
Telecopy: [•]

Notice may be given by telecopier or other telecommunication device and any such Notice shall be deemed to be given four (4) hours after transmission. Notice may also be given by personal delivery or by courier and any such Notice shall be deemed to be given at the time of delivery. Any Notice may also be given by prepaid mail and any such Notice shall be deemed to be given four (4) days after mailing, Saturdays, Sundays and statutory holidays excepted. In the event regular mail service, courier service, telecopier or other telecommunication service shall be interrupted by a cause beyond the control of the Parties hereto, then the Party sending the Notice shall utilize any service that has not been so interrupted to deliver such Notice. Each Party shall provide Notice to the other of any change of address for the purposes hereof. Any Notice may also be given by telephone followed immediately by personal delivery, courier, prepaid mail, telecopier or other telecommunication, and any Notice so given shall be deemed to be given as of the date and time of the telephone notice.

**ARTICLE VII – MISCELLANEOUS PROVISIONS**

7.1 The FT Toll Schedule, the List of Tolls, and the General Terms and Conditions set out in TransCanada's Transportation Tariff as amended or approved from time to time by the NEB are all by reference made a part of this Contract and operations hereunder shall, in addition to the terms and conditions of this Contract, be subject to the provisions thereof. TransCanada shall notify Shipper at any time that TransCanada files with the NEB revisions to the FT Toll Schedule, the List of Tolls, and/or the General Terms and Conditions (the "Revisions") and shall provide Shipper with a copy of the Revisions.

**Exhibit "A"**

**Transportation Tariff**

**TransCanada PipeLines Limited**

FT CONTRACT

7.2 The headings used throughout this Contract, the FT Toll Schedule, the List of Tolls, and the General Terms and Conditions are inserted for convenience of reference only and are not to be considered or taken into account in construing the terms or provisions thereof nor to be deemed in any way to qualify, modify or explain the effect of any such provisions or terms.

7.3 This Contract shall be construed and applied, and be subject to the laws of the Province of Alberta, and, when applicable, the laws of Canada, and shall be subject to the rules, regulations and orders of any regulatory or legislative authority having jurisdiction.

IN WITNESS WHEREOF, the Parties hereto have executed this Contract as of the date first above written.

[•]

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**

Per: \_\_\_\_\_ Per: \_\_\_\_\_  
Name: \_\_\_\_\_ Name: \_\_\_\_\_  
Title: \_\_\_\_\_ Title: \_\_\_\_\_  
Per: \_\_\_\_\_ Per: \_\_\_\_\_  
Name: \_\_\_\_\_ Name: \_\_\_\_\_  
Title: \_\_\_\_\_ Title: \_\_\_\_\_

Contract Approval	
Customer Service Leader	
Customer Representative	
Legal Review	Proforma Approved

Exhibit "A"

Transportation Tariff

TransCanada PipeLines Limited

FT CONTRACT

EXHIBIT "1"

This is EXHIBIT "1" to the FIRM TRANSPORTATION SERVICE CONTRACT made as of the [•] day of [•] between TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ("TransCanada") and [•] ("Shipper").

The Delivery Point hereunder is the point of interconnection between the pipeline facilities of TransCanada and [•] which is located at:

[•]

The Receipt Point hereunder is the point of interconnection between the pipeline facilities of TransCanada and [•] which is located at:

[•]



STORAGE CONTRACT dated as of the 1<sup>st</sup> day of December, 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 Québec, and 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.

Feb 8, 2016 Contract No. LST067



A Spectra Energy Company

**Original: 2016.04.29**

**Gaz métro - 2, Document 1  
Annexe 16 (en liasse)**

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

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; and,

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 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.

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

Contract No. LST067

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

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,

Contract No. LST067

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

6.02. The obligations of Shipper hereunder are subject to the following conditions precedent, which are for the sole benefit of Shipper and which may be waived or extended in whole or in part in the manner provided in this Contract:

- (a) Shipper shall have obtained, in form and substance satisfactory to Shipper, the approval from the Régie de l’Énergie du Québec to enter into the Storage Services under this Contract.

6.03 Union and Shipper shall each use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 6.01. Shipper shall use due diligence and reasonable efforts to satisfy and fulfil the conditions precedent specified in Section 6.02. Each party shall notify the other forthwith in writing of the satisfaction or waiver of each condition precedent for such party’s benefit. If a party 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, that party may, upon written notice to the other party, 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

Contract No. LST067



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 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 and Schedule 2), 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.

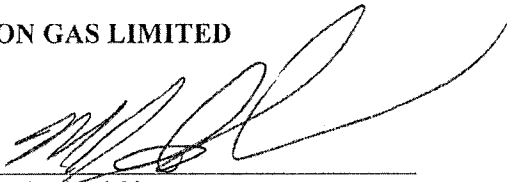
7.07 Severability: If any provision hereof is invalid or unenforceable in any jurisdiction, to the fullest extent permitted by law: (a) the other provisions hereof shall remain in full force and effect in such jurisdiction and shall be construed in order to carry out the intention of the parties as nearly 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.

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.

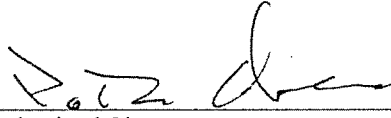
**UNION GAS LIMITED**

Per:   
Authorized Signatory

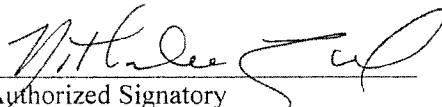
**Mark J. Isherwood**

Vice-President, Business Development, Storage & Transmission

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

Per:   
Authorized Signatory

**PATRICK CABANA, VP GAS SUPPLY, PROC. & REG. AFFAIRS**

Per:   
Authorized Signatory

**NATHALIE LONGVAL, DIRECTOR, LEGAL AFFAIRS &**

**CLAIMS MANAGEMENT**

 **GazMétro**  
**C.D.**  
-----  
Initiales  
**540-260**  
-----  
No. Dossier

Contract No. LST067

**CONTRACT PARAMETERS**

**Maximum Storage Balance**

- (a) The quantity of gas in the Storage Account shall not exceed 4,400,000 GJ (the “**Maximum Storage Balance**”);
- (b) On or between October 1 and November 1 of each year, the quantity of gas in the Storage Account must be at or above 75% of the Maximum Storage Balance at the end of at least one Day (the highest balance in the Storage Account on any Day during such period to be referred to as the “**Late Season Balance**”); and
- (c) On or between March 31 and April 30 of each year, the quantity of gas in the Storage Account must be at or below 45% of the Maximum Storage Balance at the end of at least one Day (the lowest balance in the Storage Account on any Day during such period to be referred to as the “**Early Season Balance**”).

**Maximum Daily Injection Demand**

- (a) from October 1 through and including November 30, on an interruptible basis, a daily quantity equal to 0.5% of the Maximum Storage Balance;
- (b) from December 1 through and including September 30, and provided that the current balance in the Storage Account is less than 75% of the Maximum Storage Balance, a daily quantity equal to 0.75% of the Maximum Storage Balance, on a firm basis; and
- (c) from December 1 through and including September 30, and provided that the current balance in the Storage Account is greater than or equal to 75% of the Maximum Storage Balance, a daily quantity equal to 0.5% of the Maximum Storage Balance, on a firm basis.

**Maximum Daily Withdrawal Demand**

- (a) from April 1 through and including May 31, on an interruptible basis, a daily quantity equal to 1.2% of the Maximum Storage Balance;
- (b) from June 1 through and including March 31, and provided that the current balance in the Storage Account is less than 25% of the Maximum Storage Balance, a daily quantity equal to 0.8% of the Maximum Storage Balance on a firm basis, plus a daily quantity equal to 0.4% of the Maximum Storage Balance on an interruptible basis; and
- (c) from June 1 through and including March 31, and provided that the current balance in the Storage Account is greater than or equal to 25% of the Maximum Storage Balance, a daily quantity equal to 1.2% of the Maximum Storage Balance on a firm basis.

**Receipt Points and Delivery Points**

- (a) A “**Receipt Point**” shall mean the point(s) where Union shall receive gas from Shipper as follows:
- Dawn (Facilities)
  - Dawn (TCPL)
- which points are more particularly described below.
- (b) A “**Delivery Point**” shall mean the point(s) where Union shall deliver gas to Shipper as follows:
- Dawn (Facilities)
- which points are more particularly described below.

DAWN (Facilities): Union’s Compressor Station site situated in the northwest corner of Lot Twenty-Five (25), Concession II, in the Township of Dawn-Euphemia, in the County of Lambton. This point is applicable for quantities of gas that have been previously transported or stored under other contracts that Shipper may have in place with Union.

DAWN (TCPL): At the junction of Union’s and TCPL’s facilities, at or adjacent to Dawn (Facilities).

**F24-S Service**

*Intentionally blank.*

**Fuel Requirements**

Fuel charges shall be as per Schedule 2 Pricing Provisions.

**Term**

This Contract shall be effective as of the date of execution hereof; however, the Storage Service obligations, terms, and conditions hereunder shall commence on the later of

- (a) April 1, 2017; and
- (b) the day following the date that all of the conditions precedent set out in Section 6.01 of this Contract have been satisfied or waived by the party entitled to the benefit thereof;

(such later date being referred to as the “**Commencement Date**”) and shall continue in full force and effect until March 31, 2019 (the “**Termination Date**”).

Without limiting the generality of the foregoing, this Contract may be terminated in accordance with Article XII of Schedule “A” of the MPSS.

**Conditions Date**

As referred to in Section 6.03: For Union - April 15, 2016

As referred to in Section 6.03: For Shipper - April 15, 2016

**Special Provisions**

*Intentionally blank.*

**PRICING PROVISIONS  
STORAGE SERVICES**

Shipper agrees to pay Union the following for the Storage Services:

- (a) **Monthly Demand Charge for a Storage Period:** A Monthly Demand Charge for a Storage Period equal to (Maximum Storage Balance ÷ 12) multiplied by U-Factor Price for that Storage Period.

For all Storage Periods, the Monthly Demand Charge will be determined using the following variables.<sup>A</sup>

1. Storage Period, Pricing Period and U-Factor Price as per the chart below, assuming Commencement Date of April 1, 2017:

Storage Period	Pricing Period	U-Factor Price
April 1, 2017 – March 31, 2018	April 1, 2016 – October 31, 2016	U-Factor Price as calculated for the corresponding Storage Period.
April 1, 2018 – March 31, 2019	April 1, 2017 – October 31, 2017	U-Factor Price as calculated for the corresponding Storage Period.

2. **Gross Price Spread** equals the average of the 3 highest price Winter Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period minus average of the 5 lowest price Summer Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period. A Winter Month is any calendar month between Nov 1 and March 31. A Summer Month is any calendar month between April 1 and October 31.
3. **Time Value of Money** equals the average of the 5 lowest price Summer Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period multiplied by [(Bank of Canada prime lending rate multiplied by 0.5) plus (Bank of Canada overnight lending rate multiplied by 0.5)] multiplied by (183/365).<sup>B</sup>
4. **Cycling Charge** equals [(Union's MPSS posted fuel ratio for firm Storage Services multiplied by the average of the 3 highest price Winter Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period) plus (Union's MPSS posted fuel ratio for firm Storage Services multiplied by the average of the 5 lowest price Summer Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period) plus (\$0.014)] multiplied by 0.8.<sup>C</sup>

<sup>A</sup> A U-Factor Input Price is calculated for each Trading Day in a Pricing Period in order to calculate the Monthly Demand Charge.

<sup>B</sup> The Time Value of Money calculation uses the average of the Bank of Canada prime lending rate and the overnight lending rate. The carrying period is assumed to be 183 days, or roughly half of one year.

<sup>C</sup> The Cycling Charge is calculated using the posted Union MPSS fuel ratios and a fixed commodity charge of US\$0.014/MMBtu per cycle. A factor of 0.8 is used in the calculation to reduce the charge. This factor represents the expectation that on an average year, only 80% of the Maximum Storage Balance will be cycled.

5. **Intrinsic Price** equals the Gross Price Spread minus the Time Value of Money minus the Cycling Charges.
6. **U-Factor Input Price<sup>D</sup>**: equals the Intrinsic Price multiplied by the Bank of Canada daily noon exchange rate for that day (USD to CAD) divided by 1.055056.

**Example of a U-Factor Input Price Calculation for the day of October 9, 2012:**

Variable to be used in U-Factor Input Price calculation for Oct. 9, 2012	Source	Variable Equal To:
average of the 3 highest price Winter Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period	NYMEX in US\$/MMBtu	\$4.368/MMBtu
average of the 5 lowest price Summer Months for the natural gas forward product as posted on the NYMEX within the Storage Period	NYMEX in US\$/MMBtu	\$3.932/MMBtu
Gross Price Spread (GPS) in US\$/MMBtu	Calculated per item 2 above	GPS = \$4.368/MMBtu - \$3.932/MMBtu GPS = \$0.436/MMBtu
Time Value of Money (TVM) in US\$/MMBtu	Bank of Canada prime lending rate Bank of Canada overnight lending rate  Calculated per item 3 above	TVM = \$3.932MMBtu x [(3.0% x 0.5)+(1.0% x 0.5)] x 183/365  TVM = \$3.932MMBtu x [2.0%] x 183/365  TVM = \$0.039/MMBtu
Cycling Charge in US\$/MMBTU	Union's MPSS posted fuel ratio for firm Storage Services  NYMEX in US\$/MMBtu  Fixed variable charge of \$.014 per cycle  Calculated per item 4 above	CC = [(MPSS fuel ratio x \$4.368/MMBtu) + (MPSS fuel ratio x \$3.932/MMBtu) + \$0.014/MMBtu] x 0.8  CC = [(0.006 x \$4.368/MMBtu) + (0.006 x \$3.932/MMBtu) + \$0.014/MMBtu] x 0.8  CC = \$0.051/MMBtu
Intrinsic Price (IP) in US\$/MMBTU	Union's MPSS posted fuel ratio  Calculated per item 5 above	IP = GPS - TVM - CC  IP = \$0.436/MMBtu - \$0.039/MMBtu - \$0.051/MMBtu  IP = \$0.346/MMBtu
U-Factor Input Price (UFIP) for Oct. 9, 2012 in C\$/GJ	Bank of Canada daily noon exchange rate (USD to CAD)  Calculated as per item 6 above	UFIP = IP x BOC Fx rate ÷ 1.055056 UFIP = \$0.346 x \$0.979 ÷ 1.055056 UFIP = \$0.321 CAD/GJ <sup>E</sup>

<sup>D</sup> The Intrinsic Price is converted from USD/MMBtu to CAD/GJ using the Bank of Canada Noon exchange rate and the MMBtu to GJ conversion factor of 1.055056 GJ per 1 MMBtu.

<sup>E</sup> For any specific Trading Day, the U-Factor Input Price, as per Step 7, shall be the greater of: The U-Factor Input Price or \$0.00/GJ.

7. For any Trading Day<sup>F</sup>, the U-Factor Input Price that is used to calculate the U-Factor Price for the Pricing Period shall be the greater of: The U-Factor Input Price or \$0.00/GJ.
8. **Extrinsic Value**<sup>G</sup> equals C\$0.15/GJ for each Storage Period.
9. **U-Factor Price** for a Storage Period equals the average of all U-Factor Input Prices for the Pricing Period plus the Extrinsic Value. The U-Factor Price is expressed in C\$ per GJ.
10. Union will provide to Shipper the worksheet and data used to calculate the U-Factor Price for review on or before November 30 following the end of each Pricing Period. Shipper will have thirty (30) business days from the receipt of the worksheet and data to verify the calculation with Union. Union will then send Shipper a letter confirming the U-Factor Price to be applied for the Storage Period.

**Example of a U-Factor Price Calculation for the Storage Period April 1, 2017 – March 31, 2018:**

Variable to be used in U-Factor Price	Source	Variable Equal To:
Average of all UFIPs calculated on each Trading Day during the Pricing Period of April 1, 2016 – October 31, 2016	Calculated as per example above. For this example the average of all UFIPs for the Pricing Period of April 1, 2016 – October 31, 2016 shall be deemed to be \$0.359.  Extrinsic Value = C\$0.15/GJ	U-Factor Price = Average of UFIPs + Extrinsic Value <sup>H</sup>  U-Factor Price = C\$0.359/GJ + C\$0.15/GJ  U-Factor Price = C\$0.509/GJ

**Example of Monthly Demand Charge Calculation for the Storage Period of April 1, 2017 – March 31, 2018:**

Variable to be used in Monthly Demand Charge (MDC)	Source	Variable Equal To:
Maximum Storage Balance (MSB)	Contract	MDC = MSB ÷ 12 x U-Factor Price
U-Factor Price for that Storage Period.	Calculated as per example above.	MDC = 4,400,000 GJ ÷ 12 x C\$0.509/GJ  MDC = C\$186,633.32

(b) **Demand Charge Escalation:** *Intentionally blank*

<sup>F</sup> “Trading Day” shall mean any Business Day during the Pricing Period that the NYMEX New York Trading Floor is not closed. If either the NYMEX or the Bank of Canada is closed, the day is not categorized as a Trading Day, and will therefore be excluded from the calculation of the average U-Factor Input Prices.

<sup>G</sup> The value of holding physical storage, including the value of security of supply, reliability, flexibility, reduced risk and cost benefits, will be added to the U-Factor Input Price to determine the U-Factor Price for the Contract.

<sup>H</sup> For each Trading Day within the Pricing Period, the U-Factor Input Price shall be calculated as described in Steps 1 through 7 above. The example above shows a sample of the U-Factor Input Price calculation for the Storage Period April 1, 2013 – March 31, 2013 for the Trading Day of Oct. 9, 2012. The Extrinsic Value, as identified in Step 8, shall be added to the average U-Factor Input Price to arrive at the U-Factor Price for the applicable Storage Period.



(c) **Variable Storage Charges:**

- (i) Firm: For each GJ of gas withdrawn from or injected into the Storage Account on a firm basis, a charge equal to the “**Commodity Charge**” of \$0.007/GJ.
- (ii) Interruptible: For each GJ of gas withdrawn from or injected into the Storage Account on an interruptible basis, a charge equal to the price set out under the heading ‘If Shipper supplies fuel Commodity Charge Price/GJ’ in the ‘Storage Services’ section under ‘(C) Pricing’ in the MPSS (currently \$0.041CDN/GJ).
- (iii) Authorized Overrun Charges: For each GJ of gas withdrawn from or injected into the Storage Account on an authorized overrun basis, a charge equal to the price set out under the heading ‘If Shipper supplies fuel Commodity Charge Price/GJ’ in the ‘Authorized Overrun’ section under ‘(C) Pricing’ in the MPSS (currently \$0.041CDN/GJ).

(d) **Fuel:**

- (i) Firm and Interruptible: For each GJ of gas withdrawn from or injected into the Storage Account on a firm or interruptible basis, an amount of fuel in kind equal to the fuel ratio set out under the heading of ‘If Shipper supplies fuel’ in the ‘Storage Services’ section under ‘(C) Pricing’ in the MPSS (currently 0.600%).
- (ii) Authorized Overrun: For each GJ of gas withdrawn from or injected into the Storage Account on an authorized overrun basis, an amount of fuel in kind equal to the fuel ratio set out under the heading of ‘If Shipper supplies fuel’ in the ‘Authorized Overrun’ section under ‘(C) Pricing’ in the MPSS (currently 1.03%).

(e) **Late Season Balance Charge and Early Season Balance Charge:**

For each period between October 1 and November 1 of each year, for each GJ by which the Late Season Balance is less than 75% of the Maximum Storage Balance, a charge equivalent to the price payable for a Drafted Storage Balance, excluding Extension Period charges, as per the MPSS, (currently \$6.00 CDN/GJ) shall apply.

For each period between March 31 and April 30 of each year, for each GJ by which the Early Season Balance exceeds 45% of the Maximum Storage Balance, a charge equivalent to the price payable for Overrun of Maximum Storage Balance, excluding Extension Period charges, as per the MPSS, (currently \$6.00 CDN/GJ) shall apply.

(f) **Dehydration Charge:** *Intentionally blank*

(g) **Shortfall Charge:** *Intentionally blank*

(h) **Other Charges:** Any and all other charges as may be set out in this Contract, and any charges relating to Unauthorized Overrun, Drafted Storage Balance and Overrun of Maximum Storage Balance as set out in the MPSS.

