

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2018-2021

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	5
SOMMAIRE	8
INTRODUCTION.....	10
1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....	11
1.1. Contexte récent : un nouvel accord sur le marché du pétrole	11
1.2. Marché gazier : les principaux fondamentaux.....	14
1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis	14
1.2.2. Contexte gazier au Canada.....	17
1.3. Carrefour d'échange de Dawn.....	23
1.4. Prix du gaz naturel	28
1.5. En résumé.....	35
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	37
2.1. Hypothèses économiques	37
2.2. Hypothèses énergétiques.....	38
3. SITUATION CONCURRENTIELLE	42
3.1. Marché grandes entreprises.....	43
3.2. Marché des petit et moyen débits.....	45
3.2.1. Marché résidentiel.....	45
3.2.2. Marché affaires	47
4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2017)	48
4.1. Livraisons 2016-2017 pour le marché grandes entreprises	48
4.2. Livraisons 2016-2017 pour le marché des petit et moyen débits	51
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2018-2021	52
5.1. Scénario de base 2018-2021	53
5.1.1. Livraisons 2018-2021 pour le marché grandes entreprises	53
5.1.2. Livraisons 2018-2021 pour le marché des petit et moyen débits	57

5.1.3.	Livraisons globales (scénario de base).....	61
5.2.	Scénario favorable	61
5.3.	Scénario défavorable	64
5.4.	Comparaison des plans d’approvisionnement 2018-2021 et 2017-2020.....	66
5.5.	Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu	67
6.	CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2018-2021	68
6.1.	Transport.....	68
6.2.	Fourniture de gaz naturel	70
6.3.	Autres sources d’approvisionnement.....	71
6.4.	Équilibrage	72
6.5.	Conclusion	73
7.	CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	74
7.1.	Fourniture de gaz naturel	74
7.1.1.	Clients au service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro	74
7.1.2.	Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	76
7.2.	Transport.....	77
7.2.1.	Services de transport du distributeur	77
7.2.2.	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client.....	77
7.2.3.	Gaz d’appoint.....	78
7.2.4.	Coûts de transport.....	78
7.3.	Équilibrage	78
7.3.1.	Entreposage hors-franchise	79
7.3.2.	Coûts d’entreposage	80
8.	PLANIFICATION D’APPROVISIONNEMENT	80
8.1.	Planification de l’année 2017-2018.....	81
8.1.1.	Établissement des outils du plan d’approvisionnement 2018.....	81
8.1.2.	Demande et sources d’approvisionnement gazier	86
8.1.3.	Stratégie d’approvisionnement et analyse de rentabilité	86
8.1.4.	Coefficient d’utilisation FTLH.....	88
8.1.5.	Nombre maximum de jours d’interruption	88

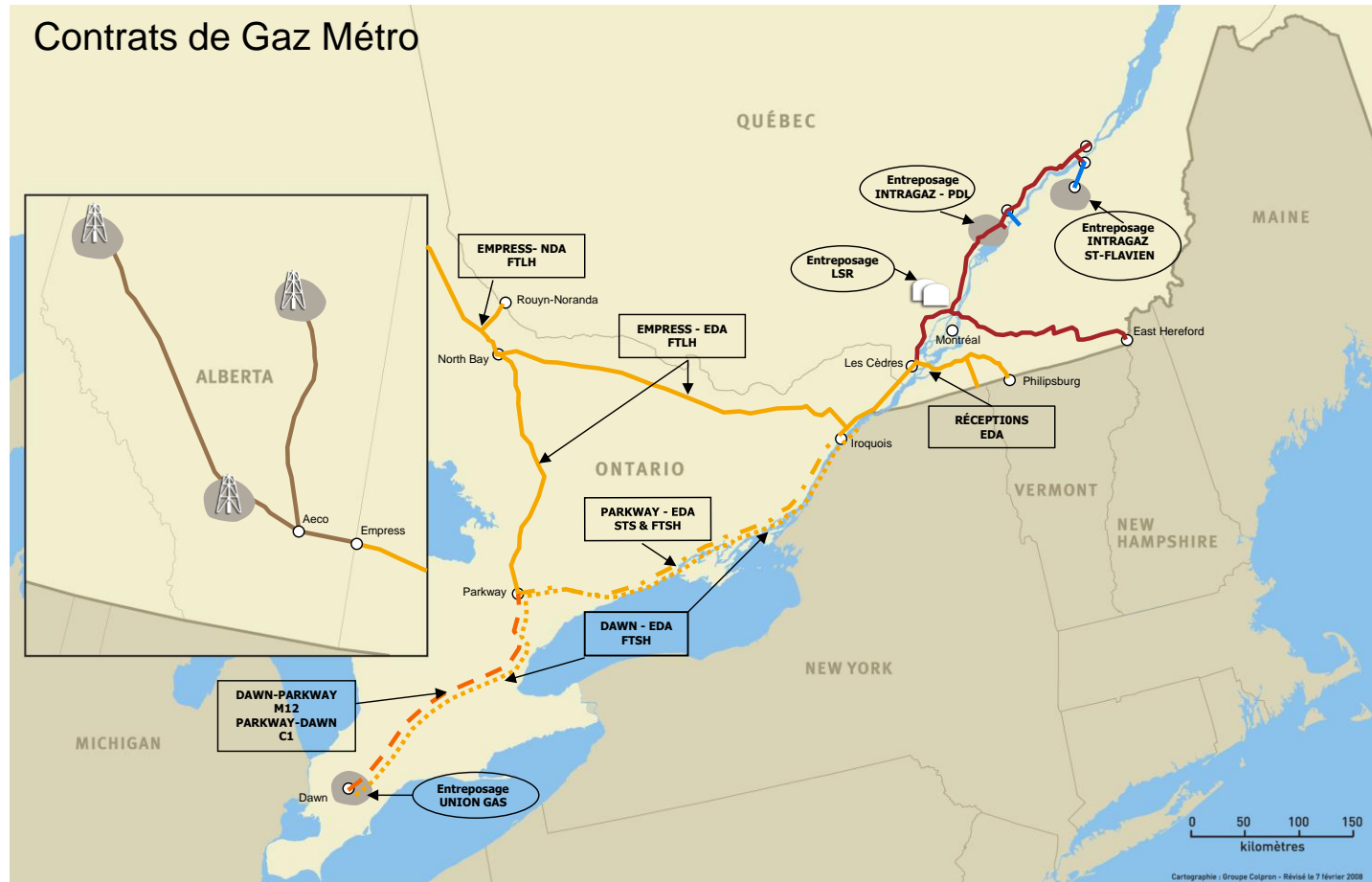
8.2.	Plan d'approvisionnement 2018-2021 – scénarios de base, favorable et défavorable	88
8.2.1.	Fourniture de gaz naturel	88
8.2.2.	Transport.....	89
8.2.3.	Équilibrage	90
8.2.4.	Impact de la température.....	91
8.2.5.	Scénario favorable	92
8.2.6.	Scénario défavorable	92
8.3.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	92
9.	REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS	93
9.1.	Transactions opérationnelles.....	93
9.1.1.	Vente de transport <i>a priori</i>	94
9.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé	94
9.2.	Transactions financières.....	94
10.	SUIVI DE LA DECISION D-2016-156 – OUTILS D'ÉVALUATION DE LA STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT	95
10.1.	Analyse quantitative	95
10.2.	Analyse qualitative	97
CONCLUSION		100
ANNEXES.....		101

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

1	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
2		production
3	DaQ	Clientèle assujettie à la distribution au Québec
4	Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
5	Degrés-jours	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	Empress	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	FTLH	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	FTSH	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	« Futures » - contrat à terme	
20		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité
21		(molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période
22		déterminée et d'un lieu de livraison
23	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
24	GNL	Gaz naturel liquéfié
25	GMIT EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
26		ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA
27		(« Eastern Delivery Area ») de TCPL
28	GMIT NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
29		celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern
30		Delivery Area ») de TCPL
31	Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules
32	LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner
33		l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
34	ONÉ	Office national de l'énergie
35	Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
36	PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la
37		production à l'intérieur des frontières d'un pays

1	SPEDE	Systeme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet
2		de serre du Québec
3	STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway
4		et GMIT EDA; ce service est disponible du 1 ^{er} novembre au 15 avril
5		inclusivement de chaque saison hivernale
6	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
7	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

1 Carte 1



Légende

- | | | |
|------|-----------|------|
| Nova | Union Gas | SCGM |
| TCPL | 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 2018 à 2021 se présente
3 comme suit :

Tableau 1

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 ⁶ m ³)			
	2018	2019	2020	2021
Grandes entreprises	2 985,0	3 284,9	3 311,9	3 300,8
Petit et moyen débits	2 727,5	2 713,1	2 702,4	2 683,9
TOTAL	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8

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 4,77 % de la demande totale en gaz
8 naturel est constatée sur l'horizon du plan, entre 2018 et 2021. Gaz Métro explique cette hausse
9 entre autres par des ajouts de charge chez des clients existants et l'arrivée de nouveaux clients
10 œuvrant principalement dans les secteurs de la chimie/pétrochimie et des pâtes et papiers.

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

16 Sur l'horizon du plan 2018-2021, Gaz Métro a une structure d'approvisionnement déplacée vers
17 Dawn. Les capacités de transport en provenance de Dawn (primaire et secondaire) et d'Empress
18 sont respectivement de 91 % et 9 % à compter du 1^{er} novembre 2017. De plus, elle a intégré les
19 approvisionnements découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à
20 compter de l'année 2019, cette refonte étant encore à l'étude auprès de la Régie de l'énergie
21 (« Régie »).

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

Tableau 2

Année	Capacités excédentaires 10 ³ m ³ /jour
2018	2 286
2019	1 642
2020	1 636
2021	1 855

- 1 Au moment de produire ce plan, Gaz Métro n'avait pas encore vendu de capacités excédentaires
2 pour l'année 2017-2018.
- 3 Le projet de Loi concernant la mise en œuvre de la *Politique énergétique 2030* du Gouvernement
4 du Québec, adopté le 9 décembre 2016, prévoit qu'une marge excédentaire de capacité de
5 transport serait autorisée, pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles de
6 Gaz Métro. En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2017-2018 de 5 712 10⁶m³,
7 la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 565 10³m³/jour (= 5 712 / 365 x 10 %), soit
8 une quantité inférieure aux capacités excédentaires observées sur l'horizon du plan
9 d'approvisionnement. Ainsi, Gaz Métro ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de
10 transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée.

INTRODUCTION

1 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2018 à 2021, 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 2017 et celle établie lors de l'exercice de
13 révision volumétrique 1/11 2017 (1 mois réel / 11 mois projetés) utilisée comme point de départ
14 pour la présente cause.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision volumétrique 1/11 pour l'année en cours,
16 Gaz Métro exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années
17 2018 à 2021.

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 2018-2021 sera présenté, considérant les diverses informations
22 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2018
23 seront également détaillées.

24 Dans la décision D-2016-156, la Régie demandait à Gaz Métro un suivi relatif aux outils
25 d'évaluation dont elle dispose pour évaluer les impacts des différentes transactions sur son
26 portefeuille de contrats de transport. Ce suivi est présenté à la section 10 du présent document.

1 D'autre part, toujours dans la même décision, la Régie demandait à Gaz Métro de tenir une
2 séance de travail :

3 « [103] La Régie demande également à Gaz Métro, dans le cadre du prochain
4 dossier tarifaire, de tenir une séance de travail afin de présenter à la Régie et aux
5 intervenants sa méthode de prévision de la demande par catégorie de clientèle, sa
6 méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe et, le cas échéant,
7 les améliorations apportées.»

8 Gaz Métro prévoit tenir cette séance au printemps 2017.

1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

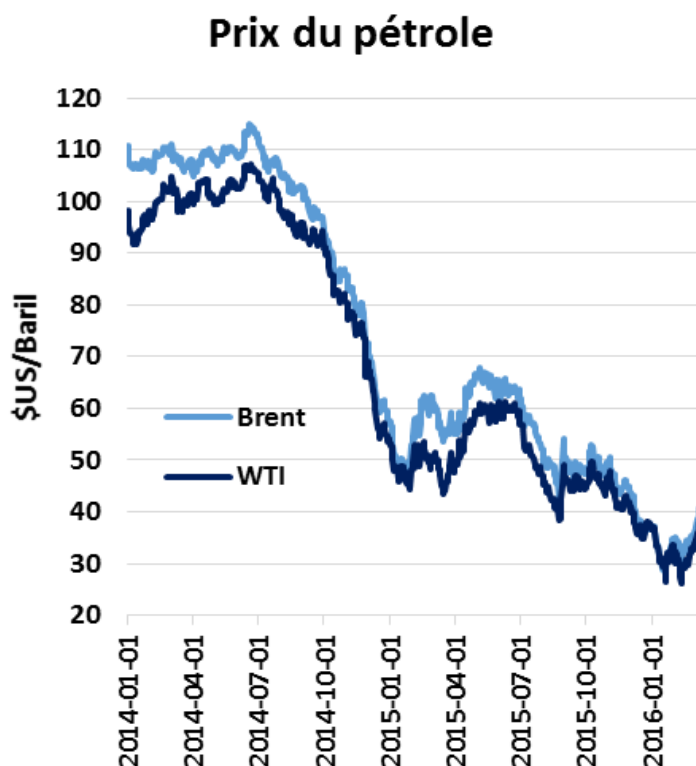
9 La présente section a pour but de présenter la vision long terme de Gaz Métro en matière
10 d'approvisionnement gazier. Cette vision s'inscrit notamment dans un contexte où :

- 11 • les prix du pétrole remontent à la suite d'un accord conclu entre l'OPEP et d'autres pays
12 producteurs non-membres du cartel;
- 13 • les prix du gaz naturel sur l'ensemble du continent, qui avaient atteint au printemps 2016
14 leur niveau le plus bas depuis 1998, se raffermissent tout en restant très compétitifs;
- 15 • les développements des champs gaziers de Marcellus et d'Utica se poursuivent, de même
16 que le développement des infrastructures associées à ces bassins;
- 17 • les distributeurs de l'est ont réalisé une autre phase du déplacement de leurs
18 approvisionnements à Dawn; et
- 19 • l'écart de prix entre Empress et Dawn a augmenté.

1.1. Contexte récent : un nouvel accord sur le marché du pétrole

20 Entre l'été 2014 et la fin de l'année 2016, le baril de pétrole a perdu près de 50 % de sa valeur.
21 L'OPEP, avec l'Arabie Saoudite en tête, avait décidé en novembre 2014 de ne pas abaisser
22 ses quotas de production comme elle le fait habituellement pour soutenir le prix. La stratégie
23 de l'OPEP visait à protéger ses parts de marché en laissant tomber le prix à un niveau qui
24 éliminerait, à terme, une partie de ses compétiteurs dont les coûts de production sont les plus
25 élevés. Il s'agit non seulement du pétrole de shale des États-Unis mais aussi du pétrole des
26 sables bitumineux canadiens dont les coûts de production se situent dans les plus hauts
27 niveaux sur la courbe d'offre mondiale de pétrole.

Graphique 1

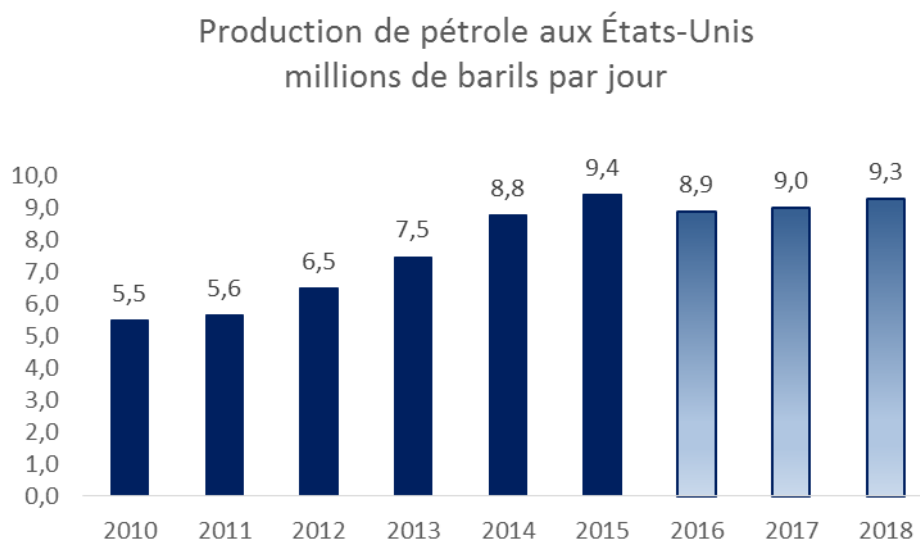


1 Après plus de 2 ans de ce régime de dépréciation des prix, des pays producteurs ont dû se
2 plier à des impératifs économiques et financiers. Un accord de réduction de la production de
3 pétrole brut conclu entre l'OPEP et d'autres pays producteurs, dont la Russie, a été annoncé
4 par l'OPEP à Vienne le 30 novembre 2016.

5 Si le marché a réagi à la hausse, à la suite de cette annonce, il n'a pas fracassé de plafond
6 (voir graphique 1). Au moment d'écrire ces lignes, le prix du WTI se transigeait encore sous
7 la barre des 52 \$/baril. Il faut mentionner que les producteurs américains ne sont pas liés par
8 l'accord de réduction. L'Energy Information Administration (« EIA ») prévoit une hausse de la
9 production de brut aux États-Unis en 2017 et 2018 par rapport à 2016. Les producteurs vont
10 ainsi profiter des prix un peu plus élevés pour augmenter leur activité de forage. L'EIA prend
11 comme hypothèses de prix du WTI une moyenne de 52,50 \$/baril en 2017 et de 55,18 \$/baril
12 en 2018 comparativement à 43,33 \$/baril en 2016.

1 Le graphique 2 présente les prévisions de production de pétrole brut aux États-Unis selon
2 l'EIA¹:

Graphique 2



Source : Energy Information Administration

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

4 Malgré la chute des prix de l'or noir, la production de pétrole canadien continue néanmoins
5 de croître. Cette croissance est associée à des projets qui étaient en construction avant 2014.

6 Il est vrai qu'au niveau actuel des prix, de nombreux projets de sables bitumineux fonctionnent
7 à perte. Ces projets étant conçus pour être en service sur une période de trente à quarante
8 ans, ils peuvent supporter une certaine volatilité dans les prix. Qui plus est, les producteurs
9 hésiteront à fermer des installations en période de bas prix puisque les coûts d'arrêt peuvent
10 être extrêmement onéreux et peuvent dépasser les pertes d'exploitation de plus ou moins
11 courte durée.

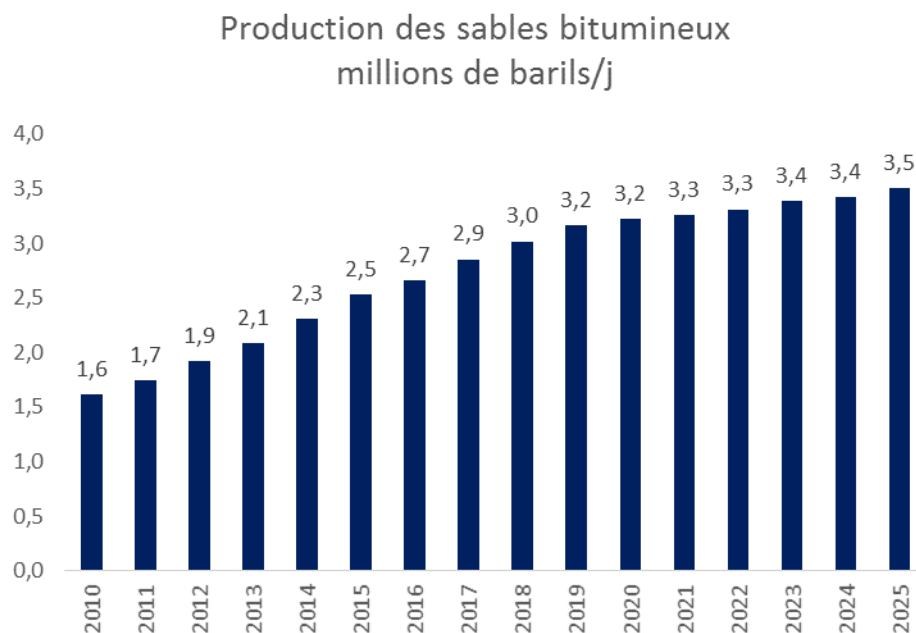
12 À plus long terme, la baisse des prix du pétrole aura pour effet de ralentir le rythme prévu de
13 la mise en valeur du pétrole des sables bitumineux. La faiblesse des prix du pétrole a eu une
14 incidence marquée sur le développement de nouveaux projets. Des investissements ont été
15 annulés ou reportés à plus tard. C'est d'ailleurs ce que reflète la prévision de l'ONÉ².

¹ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook – janvier 2017.

² ONE, Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour, Octobre 2016.

1 Rappelons que le gaz naturel est le principal combustible utilisé pour la production des sables
2 bitumineux.

Graphique 3



Source : Office national de l'énergie

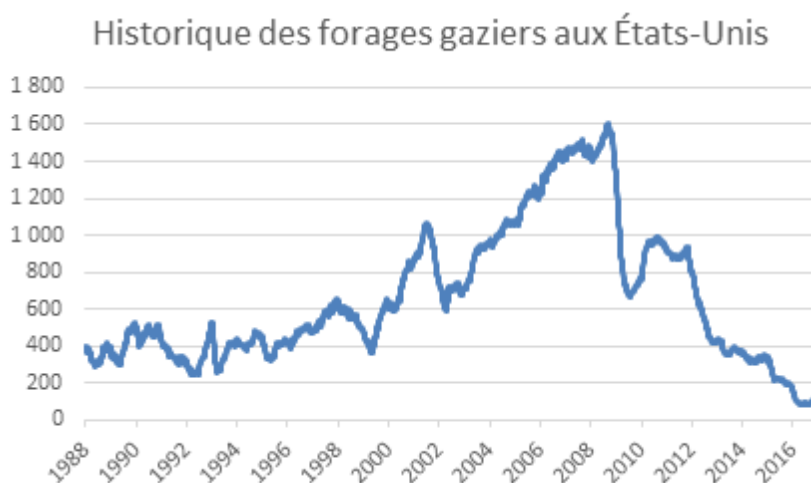
1.2. Marché gazier : les principaux fondamentaux

3 La dernière décennie a été marquée par d'énormes changements dans les techniques de
4 production de gaz naturel en Amérique du Nord. Avec l'intégration des forages horizontaux et
5 des techniques de fracturation en plusieurs étapes, le marché nord-américain du gaz naturel
6 s'illustre par une augmentation marquée de sa production.

1.2.1. Contexte gazier aux États-Unis

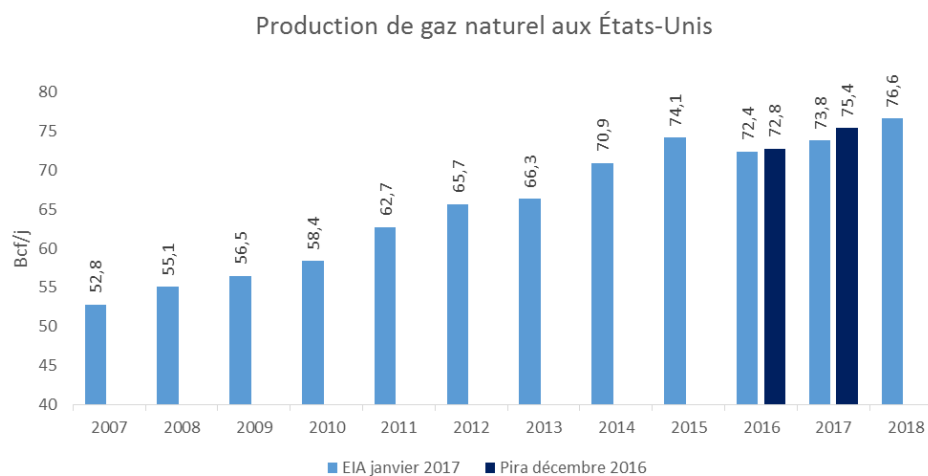
7 Jusqu'en 2015, la croissance de la production de gaz naturel aux États-Unis n'avait connu
8 aucun raté depuis 2007 et ce, malgré des prix très bas et une diminution importante des
9 forages. Or, une baisse drastique des forages, à la suite de la chute des prix durant le
10 premier semestre de 2016, aura finalement eu un impact à la baisse sur la production de
11 gaz naturel.

Graphique 4



Source : Site internet Baker Hughes

Graphique 5



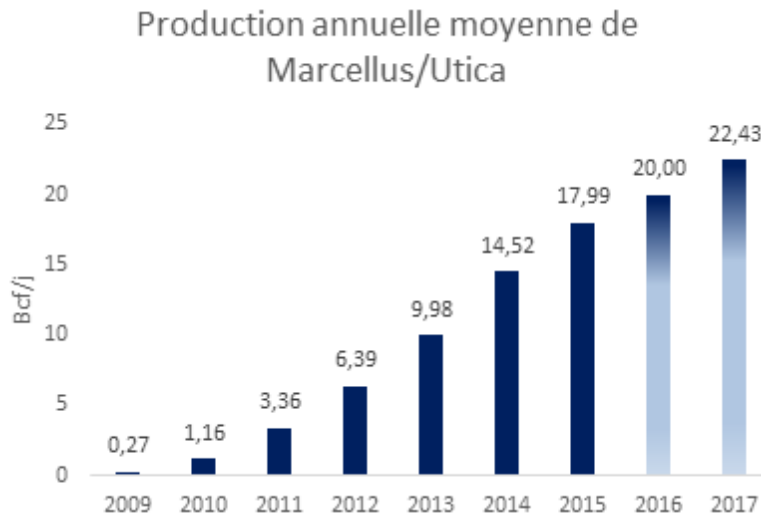
1 La production de gaz naturel aux États-Unis qui a augmenté de plus de 40 % entre 2007
2 et 2015³ a diminué en 2016. Selon les prévisions de l'EIA, la production annuelle moyenne
3 en 2016 sera de 72,4 Bcf/jour contre 74,1 Bcf/jour en 2015. En août 2016, seulement
4 81 unités de forage étaient au travail aux États-Unis. Il s'agit du plus bas niveau depuis le
5 début des statistiques de forage en 1988. Au 13 janvier 2017, le nombre de foreuses avait

³ Energy Information Administration, site Internet.

1 remonté à 136. C'est notamment pourquoi les prévisionnistes prévoient un retour à la
2 hausse de la production gazière dès 2017.

3 Depuis quelques années, la croissance soutenue de la production américaine de gaz
4 naturel provient principalement de la région des Appalaches. PIRA estime que la
5 production globale d'Utica et de Marcellus s'élèvera à 20 Bcf/jour en 2016 et à
6 22,4 Bcf/jour en 2017. La production de ces deux bassins représentera près de 30 % de
7 la production globale de gaz naturel aux États-Unis.

Graphique 6

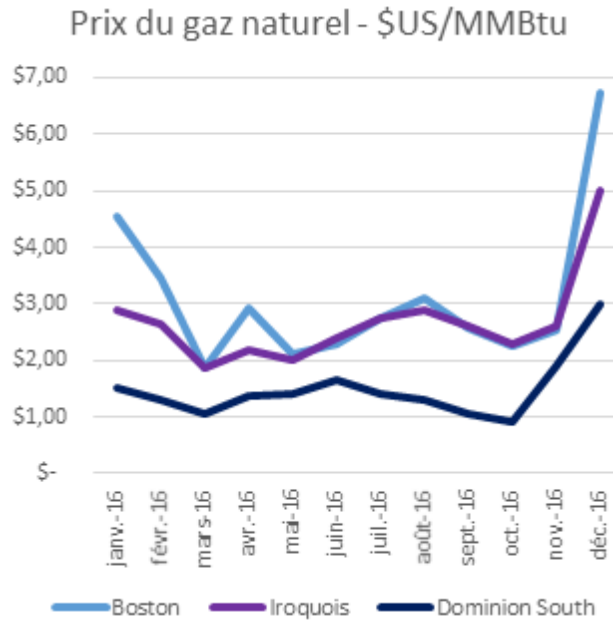


Source : PIRA, février 2016

8 En 2016, la capacité pipelinière desservant les bassins de Marcellus et d'Utica a
9 augmenté de 3,0 Bcf/jour⁴. Malgré cette augmentation, la croissance de la production de
10 cette région est toujours contrainte par le manque de capacité pipelinière pour acheminer
11 le gaz vers les marchés de consommation. C'est pour cette raison que les prix du gaz au
12 cœur du bassin de Marcellus (« Dominion ») sont fortement déprimés comparativement
13 aux prix pratiqués ailleurs sur le continent. La comparaison des prix à Dominion avec les
14 prix observés dans les marchés limitrophes rend cette situation encore plus évidente.

⁴ PIRA, North American Gas Forecast, Monthly, October 2016.

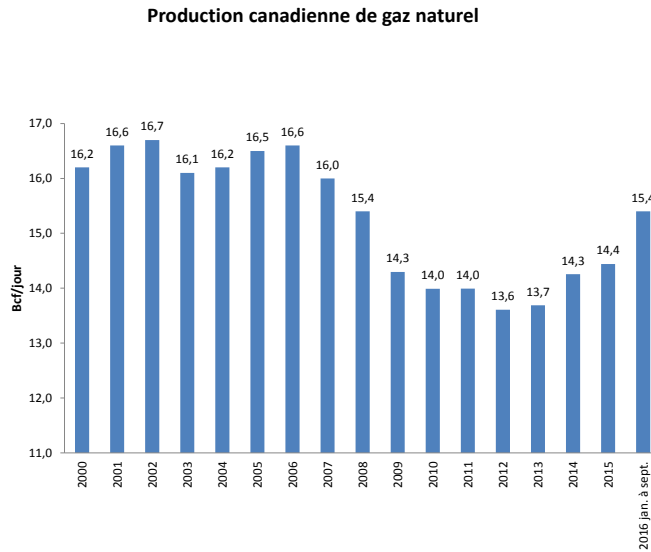
Graphique 7



1.2.2. Contexte gazier au Canada

- 1 La production de gaz naturel au Canada connaît une bonne croissance depuis 2012,
- 2 comme indiqué au graphique ci-dessous.

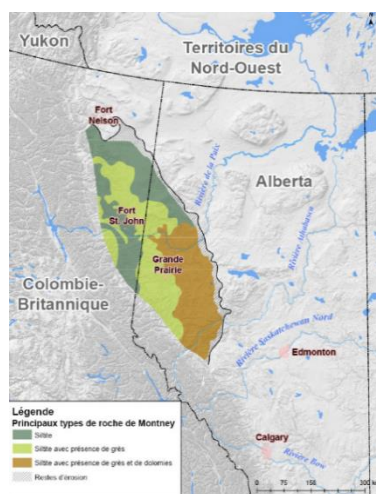
Graphique 8



Source : Statistique Canada

1 L'activité de forage se concentre actuellement dans la formation de Montney qui accapare
2 près du deux tiers des forages du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada (BSOC).
3 Selon First Energy Capital⁵, la formation Montney produit actuellement le tiers de la
4 production totale du BSOC. Cette part s'établissait à 6 % en 2010. La formation de
5 Montney s'étend sur 130 000 kilomètres carrés dans une diagonale du nord-est de la
6 Colombie-Britannique au nord-ouest de l'Alberta.

Carte 2 : Formation de Montney



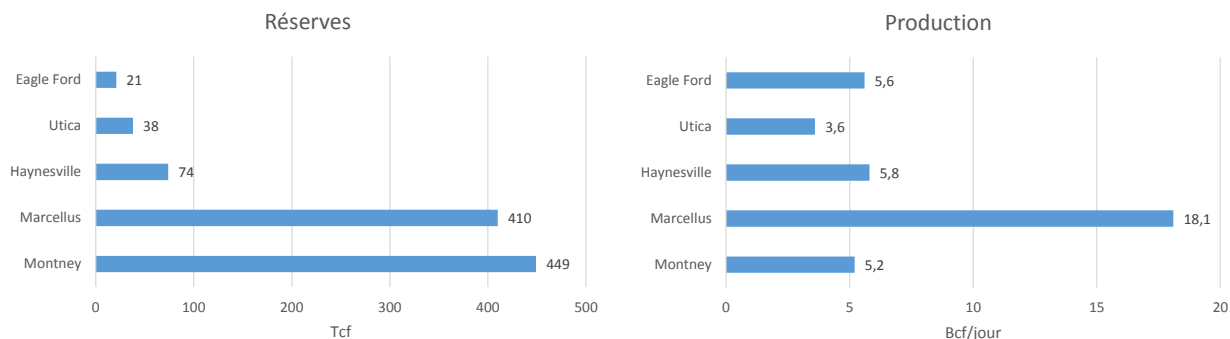
7 Selon une récente évaluation publiée récemment par l'Office national de l'énergie⁶, la
8 ressource non classique commercialisable de Montney s'élèverait à 449 Tcf. Il s'agit d'une
9 des réserves les plus imposantes au monde. Le graphique suivant, publié sur le site
10 internet de CBC News le 2 novembre 2016, compare la formation de Montney avec les
11 plus grandes zones de production de gaz aux États-Unis.

⁵ JWNENERGY, 22 septembre 2016.

⁶ ONÉ, Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta - Note d'information sur l'énergie, décembre 2016.

Graphique 9

1 Comparaison des cinq principaux champs gaziers en Amériques du Nord



2 Montney se compare donc avec les plus grands bassins de production nord-américains
3 sur les plans des réserves et de la production. D'autres zones gazières, telles que Horn
4 River dans le nord de la Colombie-Britannique et le bassin de Liard, sont très
5 prometteuses en termes de productivité des puits. Mais celles-ci sont éloignées du réseau
6 de transport existant et devront bénéficier de conditions économiques et commerciales
7 avantageuses pour pouvoir se développer.

8 Les principaux champs de gaz de shale du BSOC sont illustrés à la carte ci-dessous :

Carte 3

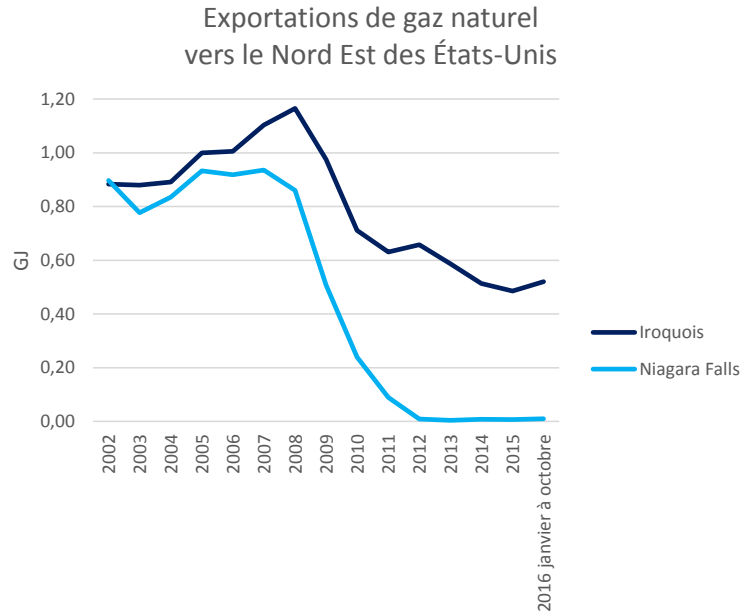


Source : Wood Mackenzie

9 Même si le potentiel gazier du bassin sédimentaire canadien est énorme, l'accès aux
10 marchés est difficile. L'industrie du gaz naturel au Canada fait face à une compétition
11 féroce des producteurs de shale américains. Les ressources à très bas coûts de Marcellus
12 évincent le gaz canadien sur les marchés du Nord-Est américain et seront de plus en plus

1 présentes en Ontario et au Québec avec le développement des nouvelles capacités de
 2 transport qui seront mises en service au cours des prochaines années (voir la section 1.3).
 3 L'historique des exportations canadiennes de gaz naturel vers le Nord-Est des États-Unis
 4 via les gazoducs Iroquois et Niagara illustre très bien cet état de fait.

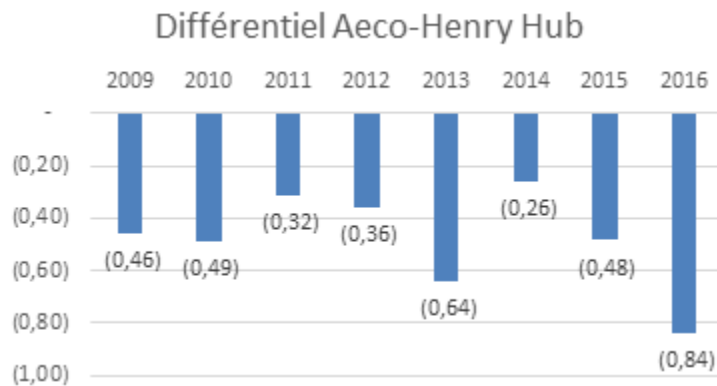
Graphique 10



Source : Office national de l'énergie

5 Or, les prix du gaz dans l'Ouest canadien sont de moins en moins chers relativement aux
 6 prix pratiqués ailleurs sur le continent. On a vu par exemple, au cours de la dernière
 7 année, les différentiels de prix s'agrandir entre AECO et Henry Hub.

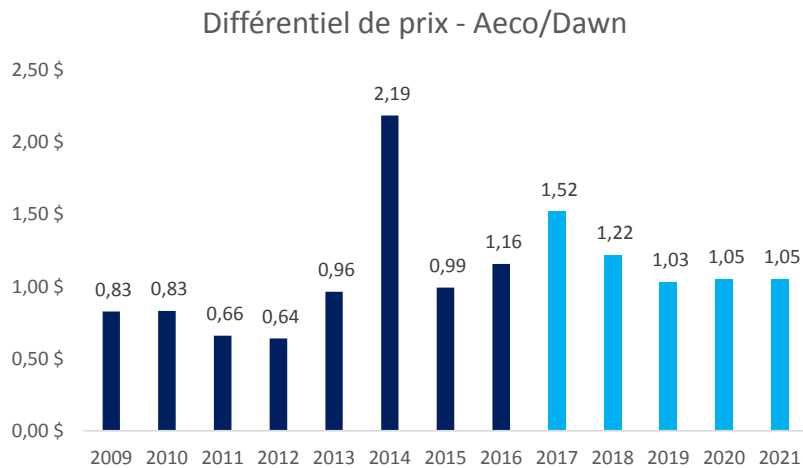
Graphique 11



Habituellement, une dépréciation du prix dans une zone de production par rapport à d'autres points apparaît lorsqu'il y a un manque physique de capacité de transport pour acheminer le gaz jusqu'aux marchés de consommation. Ce n'est pas le cas dans l'ouest du Canada puisque le réseau de TCPL est à moitié vide. Il ne s'agit donc pas ici d'un obstacle physique mais bien économique.

Le coût de transport de l'Alberta vers Dawn est de 1,83 \$/GJ. Il faut donc que le prix du gaz à Dawn soit supérieur au prix à Empress de plus de 1,83 \$/GJ (en plus du coût du gaz de compression) pour justifier économiquement cette route. Cela n'est pas le cas actuellement et les prix sur le marché indiquent un différentiel de prix inférieur à 1,83 \$/GJ pour les 5 prochaines années (2017 à 2021).

Graphique 12



Source : TD Securities 26 janvier 2017

En fonction des tarifs de transport actuels, la production de l'Ouest n'est pas concurrentielle sur les marchés de l'Est.

Compte tenu de cette situation, TCPL a proposé à l'automne 2016 un nouveau service de transport à prix fixe longue durée soit, le 2017 Dawn Long Term Fixed Price (LTFP), visant à inciter les producteurs de l'Ouest canadien à utiliser les capacités de transport existantes entre AECO et Dawn. Le tarif offert est inférieur au tarif ferme en vigueur, mais n'inclut pas les dispositions de flexibilité, tels les détournements et les changements de points de réception et livraison. La durée des contrats pour ce nouveau service était de 10 ans avec des droits de transport allant de 0,75 \$/GJ à 0,82 \$/GJ incluant la surtaxe associée aux

1 coûts d'abandon et la compression. Il est à noter que les expéditeurs détenant déjà des
2 contrats existants sur le réseau principal de TCPL ne subissaient pas d'impact suivant
3 cette offre de service.

4 Cette offre, lancée le 13 octobre 2016, n'a toutefois pas suscité assez d'intérêt auprès des
5 expéditeurs. En fait, les producteurs canadiens affirmaient que les tarifs offerts étaient
6 encore trop élevés dans le cadre d'un engagement de 10 ans. TCPL avait donc retiré le
7 projet.

8 Toutefois, le 22 février 2017, TCPL a relancé un appel d'offres pour un service de transport
9 similaire au 2017 LTFP. Le nouveau service offre un tarif fixe de 0,77 \$/GJ sur le tronçon
10 Empress-Dawn. Le terme du contrat est de 10 ans mais l'expéditeur aurait la possibilité
11 d'en réduire le terme à une durée de 1 à 5 ans en contrepartie d'une augmentation du
12 tarif. Si ce nouveau service suscite assez d'intérêt dans le marché, TCPL déposera une
13 demande devant l'ONÉ pour approbation.

14 Outre les marchés traditionnels des producteurs de gaz naturel canadiens, le
15 développement des ressources canadiennes repose aussi sur la conquête de nouveaux
16 marchés qui offriraient un contexte de prix plus intéressant. C'est le cas, notamment, des
17 marchés d'outre-mer pour le gaz naturel liquéfié (GNL). Plusieurs sont d'avis que la
18 croissance de la production gazière au Canada devra passer nécessairement par des
19 exportations sur le marché international.

20 Au mois d'octobre 2016, l'ONÉ⁷ avait reçu 42 demandes d'exportation ou d'importation de
21 GNL. De ce nombre :

- 22 • 32 demandes ont été approuvées par l'ONÉ;
- 23 • 3 demandes sont à l'étude;
- 24 • 6 demandes ont été jugées incomplètes; et
- 25 • 1 demande a été retirée par le demandeur.

26 Au moment d'écrire ces lignes, aucun de ces projets n'avait atteint la phase de
27 construction. Ces projets ont été fragilisés par la chute des prix du pétrole qui a entraîné
28 le prix du gaz naturel liquéfié dans son sillage. En effet, les prix du GNL ont connu une

⁷ Site internet Office national de l'énergie.

1 forte baisse en 2015. Sur les marchés asiatiques, il n'était pas rare que ceux-ci
2 dépassaient les 15 \$US/MMBtu avant 2014. En 2016, la moyenne a été de
3 6,90 \$US/MMBtu.

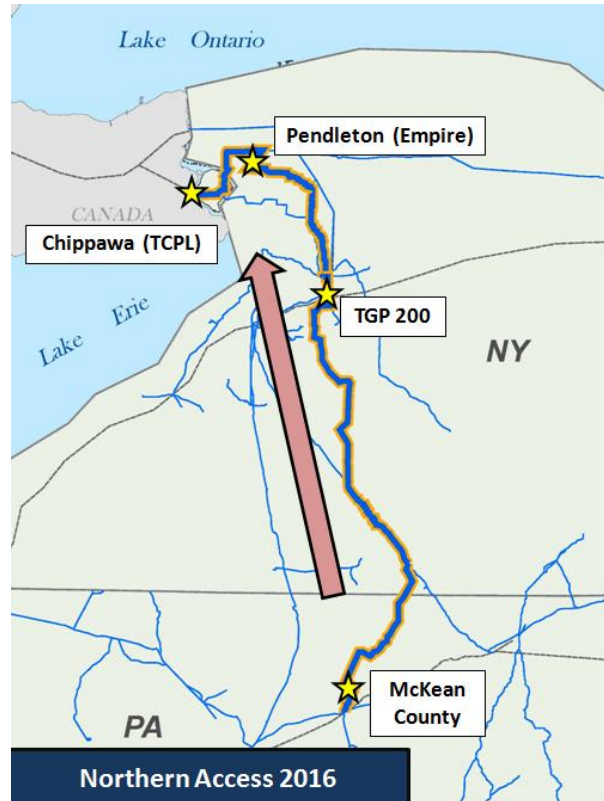
1.3. Carrefour d'échange de Dawn

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

14 Quatre nouveaux projets d'infrastructure viendront augmenter de manière considérable la
15 capacité de l'est du Canada à s'approvisionner auprès des bassins de Marcellus et d'Utica.

- 1 1. **Northern Access 2016** est un projet de National Fuel Gas Supply qui vise à ajouter
2 une capacité sud-nord de 0,5 Bcf/jour entre la région productrice de McKean County
3 en Pennsylvanie jusqu'à Chippawa. Le projet a reçu l'approbation du FERC le 4 février
4 2017. La mise en service de Northern Access est maintenant prévue pour le second
5 trimestre de 2018.

Carte 4



Source : National Fuel, site internet

1 2. **South to North (Sono)** est un projet d'Iroquois Gas Transmission System qui a pour but
2 d'inverser le flux gazier du sud vers le nord sur le pipeline Iroquois, ce qui permettra de
3 livrer à Waddington du gaz de Marcellus. TCPL travaille actuellement au renversement
4 de ses installations à ce point ce qui rendra Iroquois bidirectionnel. Ce renversement,
5 prévu pour le 1^{er} novembre 2017, permettra au gaz de s'écouler vers le nord en l'absence
6 de demande d'exportation vers le sud. Ce projet se réalisera malgré les délais et
7 incertitudes quant à la réalisation du projet Constitution. Rappelons que le projet
8 Constitution consiste en la construction d'un pipeline qui relierait le bassin de Marcellus
9 au pipeline Iroquois à Writth. En avril 2016, le « New York Department of Environmental
10 Conservation » a refusé d'accorder la certification pour la qualité de l'eau au projet. Le
11 dossier est devant les tribunaux depuis lors.

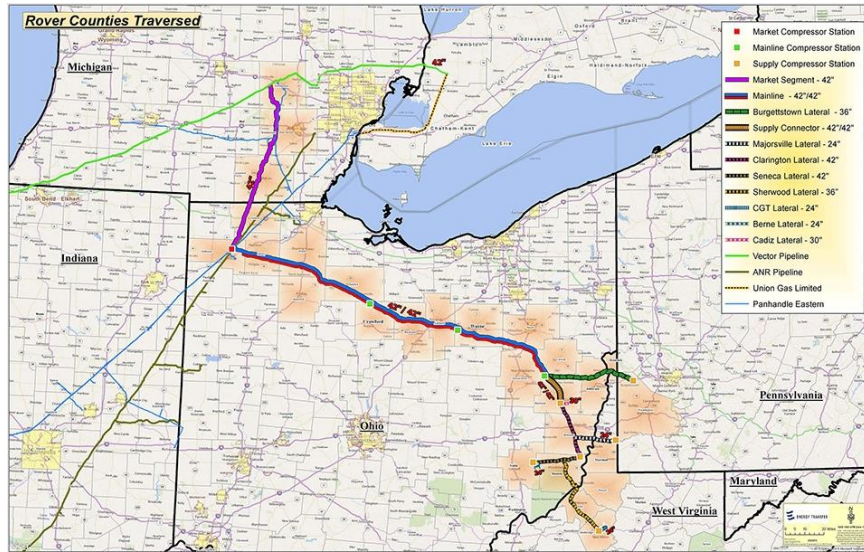
Carte 5



Source : Iroquois Gas Transmission System, Site internet

1 3. **ET Rover** est un projet de pipeline d'une capacité totale de 3,25 Bcf/jour entre
2 Clarington et Defiance en Ohio et un autre segment de 1,3 Bcf/jour entre Defiance et
3 Dawn. Rover a, sous contrat, le transport de près de 1 Bcf/jour entre Marcellus/Utica
4 et l'est du Canada via le pipeline Vector. Rover a reçu l'approbation du FERC le
5 2 février 2017. La mise en service est prévue pour novembre 2017⁸.

Carte 6

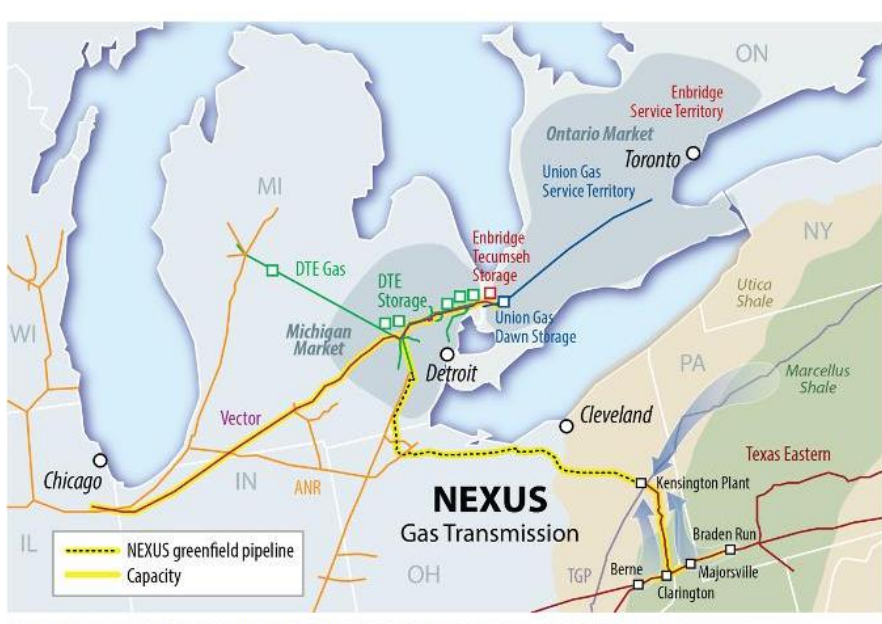


Source : Energy Transfer : Site internet

⁸ Gas daily, 16 novembre 2016.

1 4. **NEXUS** est un projet de transport pipelinier de Spectra Energy et DTE Energy d'une
2 capacité de 1,5 Bcf/jour à partir des champs de Marcellus et d'Utica. Ce projet vise à
3 desservir les marchés du Mid-Ouest américain et de l'est du Canada, à Dawn, par Vector.
4 Selon le promoteur Spectra, les deux tiers de la capacité totale du projet sont sous
5 contrat⁹. La mise en service de ce projet est prévue pour novembre 2017. Cette date est
6 probablement trop optimiste compte tenu du fait que NEXUS n'a toujours pas obtenu
7 l'approbation du FERC et qu'aucune décision ne peut actuellement être rendue par
8 l'organisme de réglementation en raison de la perte de son quorum.

Carte 7



Source : Spectra Energy, Site internet

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

⁹ Gas Daily, 15 septembre 2016.

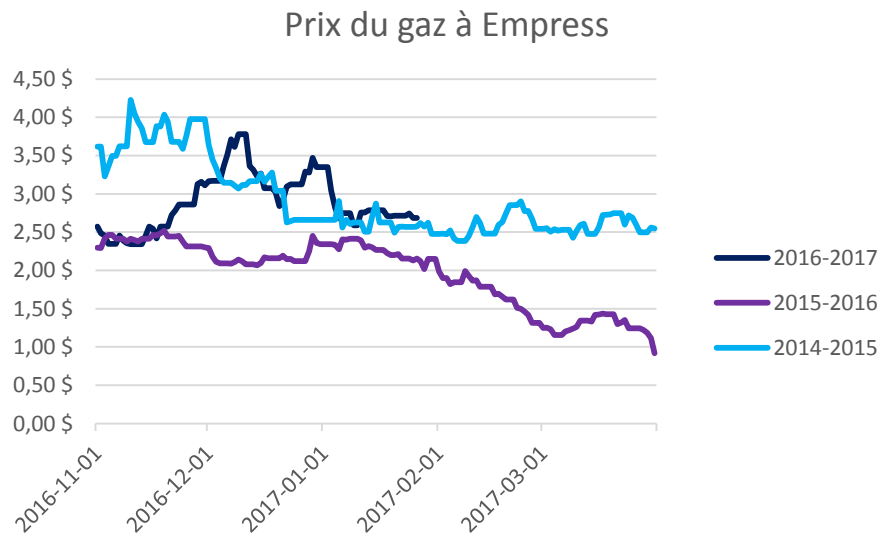
1.4. Prix du gaz naturel

1 L'augmentation de la production de gaz de shale aux États-Unis a eu pour effet de rendre
2 les prix du gaz très compétitifs par rapport à d'autres sources d'énergie.

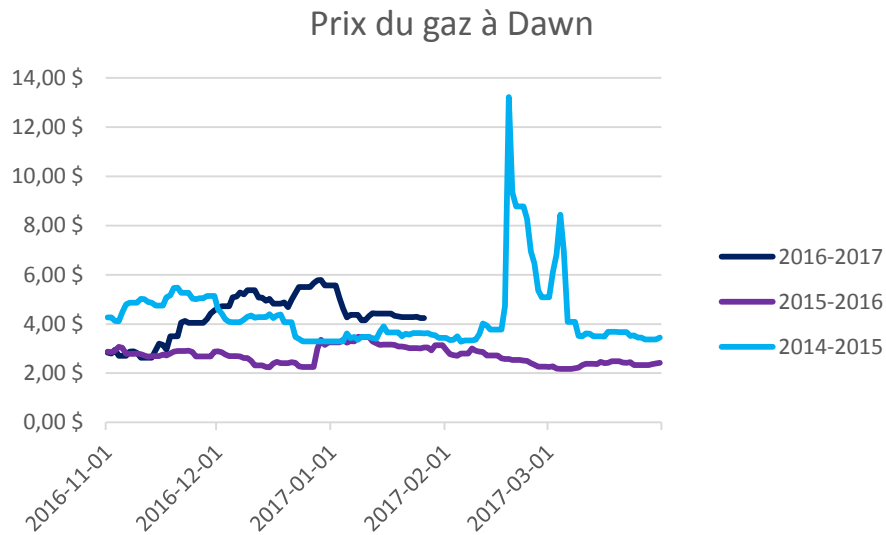
3 L'hiver 2015-2016 a été fort différent des deux précédents en termes de météo. Les
4 températures ont été beaucoup plus chaudes que la normale car le continent a été frappé
5 par un *El Niño* très intense. Cela a eu une incidence à la baisse sur les prix du gaz naturel.
6 Ces derniers ont connu un creux à la fin de l'hiver 2016 et ont remonté progressivement
7 par la suite.

8 Les graphiques 13 et 14 présentent les prix à Empress et à Dawn de l'hiver en cours avec
9 les deux hivers précédents.

Graphique 13

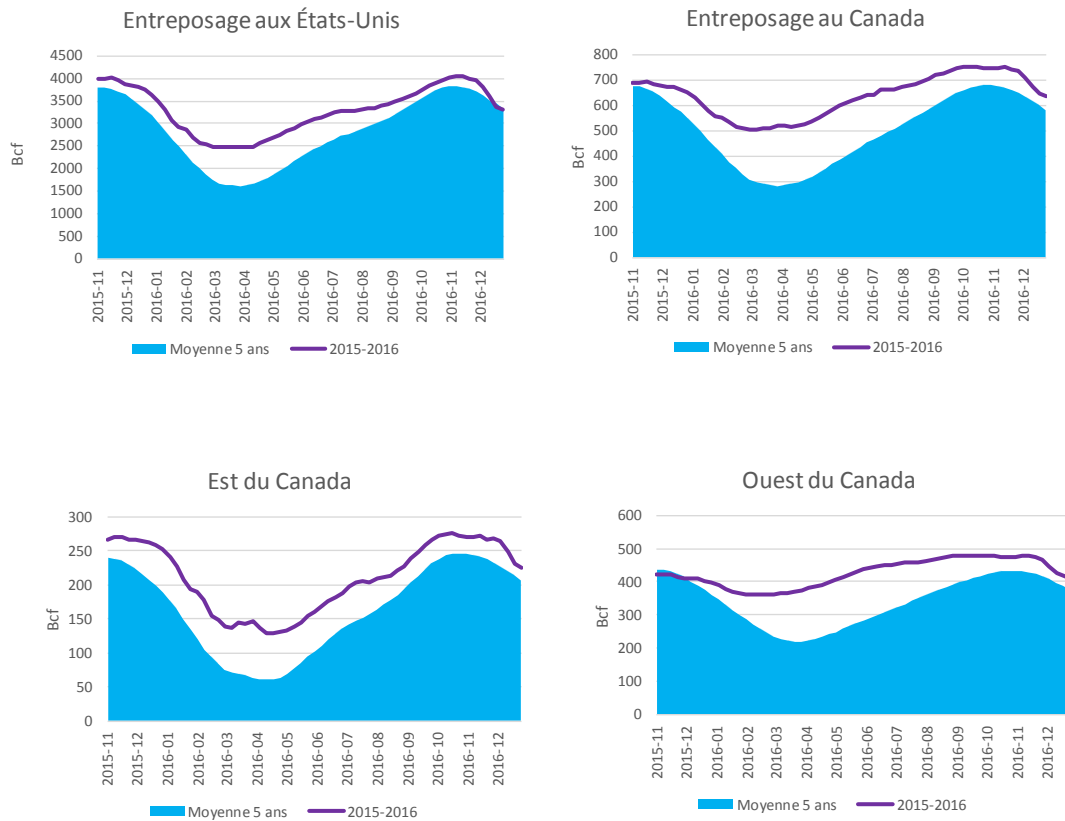


Graphique 14



1 L'hiver 2016 a laissé d'énormes surplus dans les sites d'entreposage nord-américains.

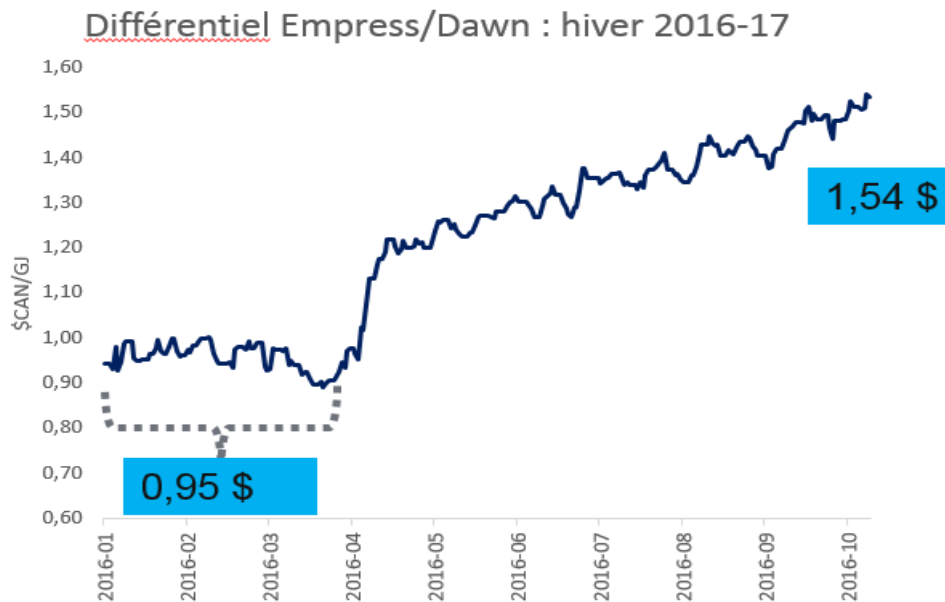
Graphique 15



1 Le cas des sites d'entreposage de l'ouest du Canada a été particulier comme le démontre le
 2 graphique ci-dessus. Les retraits ont été tellement bas au cours de l'hiver dernier que le
 3 remplissage de l'été s'est fait à grande vitesse. En date du 12 août 2016, les sites d'entreposage
 4 de l'ouest du pays étaient pleins à plus de 95 % et il restait encore 11 semaines d'injection avant
 5 l'hiver. Dès le mois de juillet, les stocks de l'ouest du Canada ont dépassé les niveaux
 6 généralement atteints à la fin de la saison d'injection (fin octobre).

7 Cela a eu une incidence certaine sur les prix du gaz dans l'Ouest et, par le fait même, sur l'écart
 8 de prix entre Empress et Dawn. Le graphique suivant présente le différentiel de prix entre Dawn
 9 et Empress sur le marché des « Futures » pour l'hiver 2016-2017. Les prix ont été tirés du marché
 10 financier¹⁰ sur la période allant de janvier 2016 à octobre 2016. L'écart de prix entre ces deux
 11 points a été en moyenne de 0,95 \$/GJ durant les trois premiers mois de l'année 2016 et au mois
 12 d'octobre, il se situait à 1,54 \$/GJ.

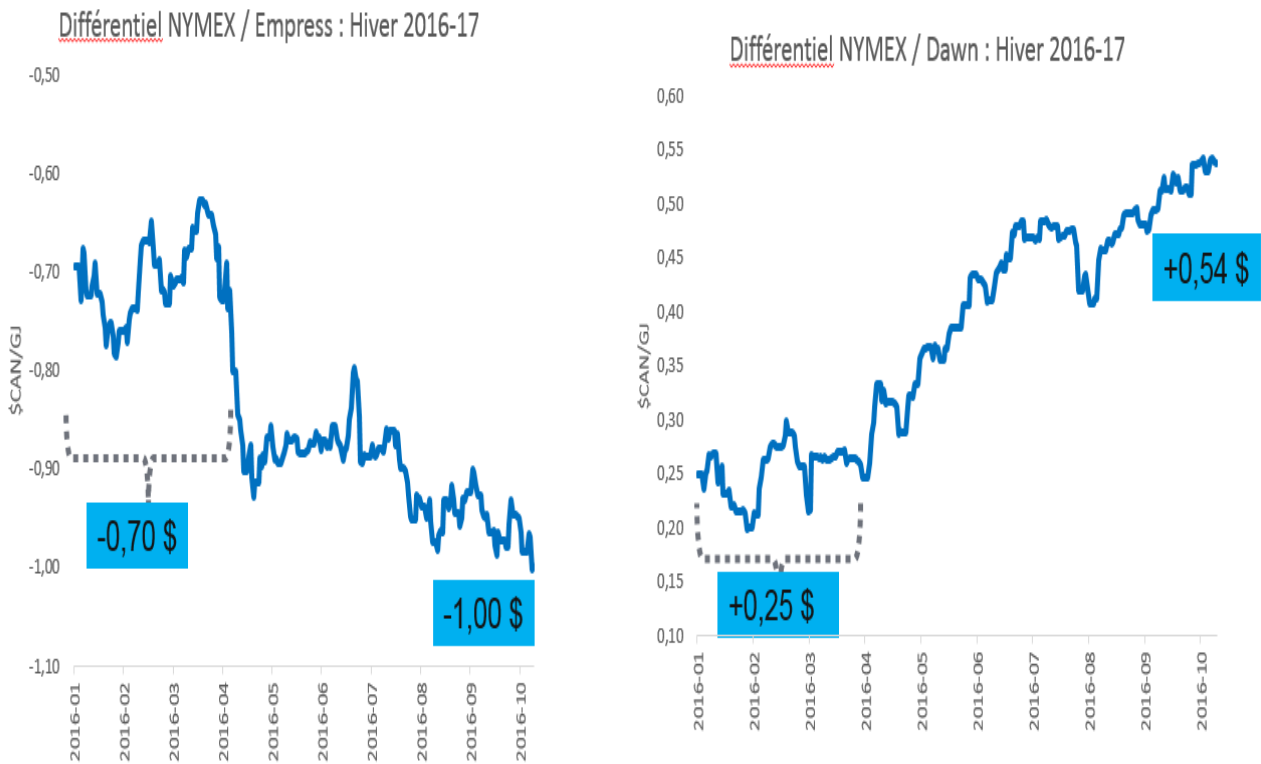
Graphique 16



¹⁰ TD Securities.

1 L'augmentation de l'écart de prix entre Empress et Dawn s'explique non seulement par la baisse
 2 relative des prix à Empress mais aussi par une croissance relative des prix à Dawn. En effet, sur
 3 la période allant du 1^{er} janvier au 15 octobre 2016, le marché des « Futures » indique que les prix
 4 à Empress par rapport au Nymex (Henry Hub) ont diminué de 0,30 \$/GJ au cours de la période
 5 alors que le différentiel entre Dawn et Nymex (Henry Hub) a augmenté de 0,29 \$/GJ. La baisse
 6 relative des prix à Empress a vraisemblablement été causée par les importants surplus
 7 accumulés durant l'hiver à cause des températures beaucoup plus élevées que la normale dans
 8 l'ouest du pays. Ces facteurs climatiques s'ajoutent à la croissance de la production dans le
 9 bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

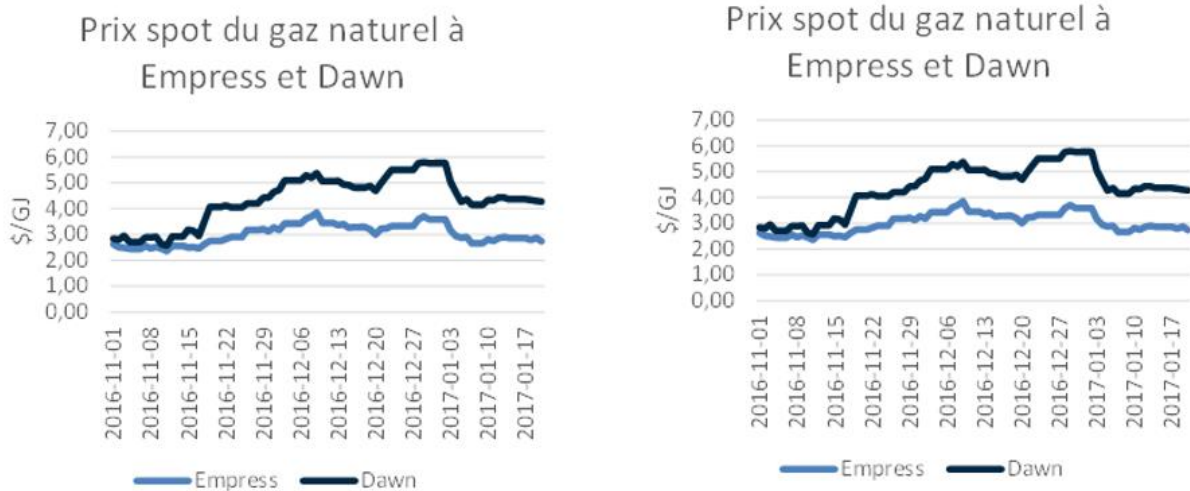
Graphique 17



10 Il est plus difficile d'expliquer la croissance relative des prix à Dawn. Comme il s'agit ici de prix
 11 « Futures » et non pas de prix réels, il se peut que la hausse relative des prix à Dawn soit reliée
 12 à de l'incertitude face à la liquidité du carrefour dès lors que les trois principaux distributeurs de
 13 l'est du pays se préparent à déplacer une partie de leur approvisionnement à ce point.

1 Au moment d'écrire ces lignes, deux mois s'étaient écoulés depuis le déplacement physique des
 2 approvisionnements. Le graphique suivant montre l'évolution des prix « spot » depuis le
 3 1^{er} novembre 2016. Gaz Métro constate que l'écart de prix entre Empress et Dawn s'est élargi à
 4 partir de la mi-novembre, soit au moment de la mise en service du projet King's North de TCPL
 5 et s'est accru jusqu'à la fin du mois de décembre. Depuis le début de l'année 2017, on observe
 6 une baisse de la pression sur les prix à Dawn.

Graphique 18



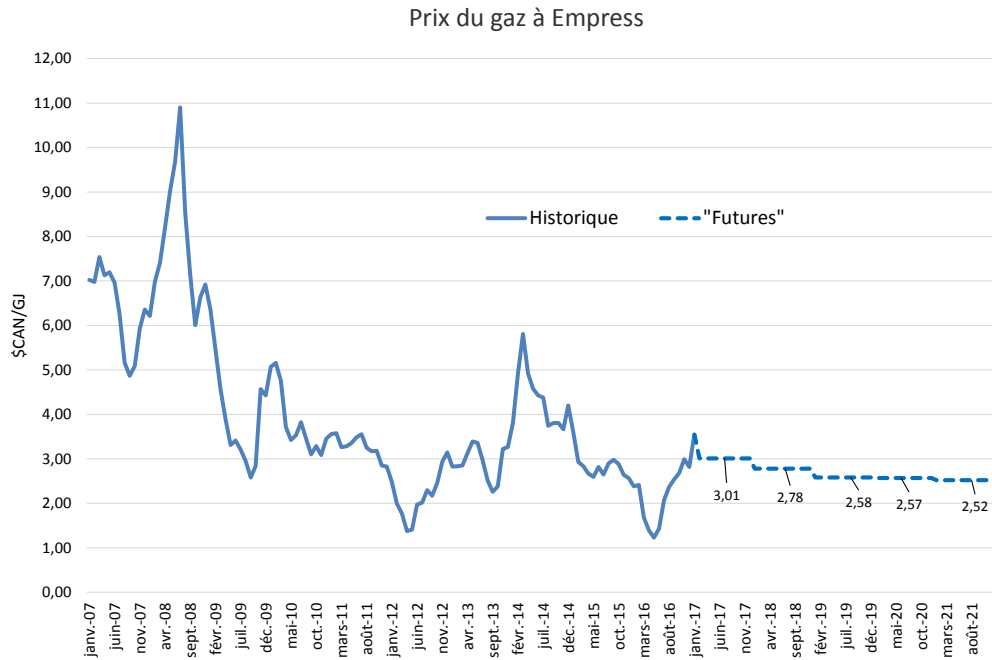
7 Quelles sont les attentes en matière de prix du gaz naturel à court et à moyen termes?

8 La chute des cours gaziers durant l'hiver 2016 a eu pour effet de diminuer l'activité de forage, ce
 9 qui a provoqué un repli dans la production de gaz naturel aux États-Unis. Cette baisse de la
 10 production arrive au moment même où les exportations américaines de gaz naturel se
 11 développent rapidement, notamment sous forme de gaz naturel liquéfié mais aussi par le biais
 12 de nouvelles capacités d'exportation vers le Mexique. Par contre, le retour à la hausse de l'activité
 13 de forage depuis le creux atteint en août dernier laisse entrevoir un retour à la croissance de la
 14 production.

15 L'EIA s'attend à une hausse des prix en 2017 et en 2018. Selon ses prévisions, les prix à
 16 Henry Hub qui ont été en moyenne à 2,31 \$US/MMBtu en 2016, seront de 3,32 \$US/MMBtu en
 17 2017 et à 3,73 \$US/MMBtu en 2018. Le marché financier projette quant à lui des prix plus élevés
 18 en 2017 par rapport à 2016 mais un retour à la baisse à partir de 2018 et pour les années
 19 subséquentes.

- 1 Les graphiques suivants présentent les prix « Futures » publiés par TD Securities, en date du
- 2 26 janvier 2017, à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel de prix entre ces deux points.

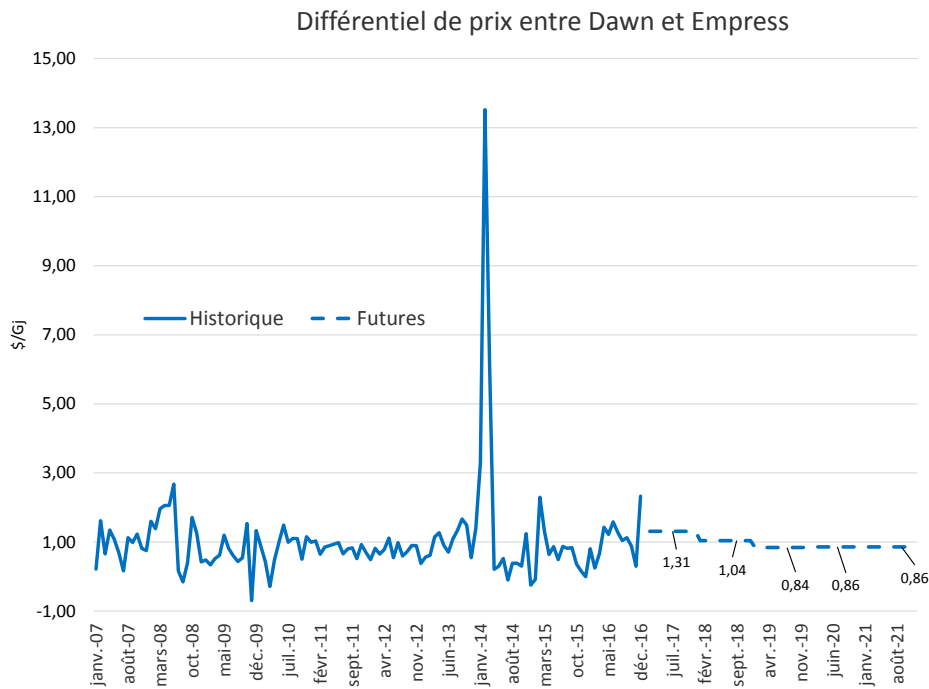
Graphique 19



Graphique 20



Graphique 21



1 Les prix « Futures » se situent à l'intérieur de la fourchette des niveaux historiques observés
2 depuis 2009. Quant au différentiel de prix entre Empress et Dawn, il baisse graduellement en
3 2017 et 2018 pour se stabiliser par la suite autour de 0,85 \$/GJ. Ce qui coïncide avec le
4 développement des capacités de transport entre les champs de Marcellus et Utica prévu en
5 2017 et en 2018.

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

1.5. En résumé

8 Pour la première fois depuis 2007, la croissance de la production de gaz naturel aux États-
9 Unis a été négative en 2016. Cette baisse fait suite à la baisse drastique des forages qui ont
10 atteint un creux historique en cours d'année. Un retour à la hausse de la production est
11 attendu dès 2017. La production de gaz naturel dans les Appalaches représente 30 % de la
12 production globale de gaz naturel aux États-Unis. Cette croissance est toutefois encore
13 contrainte par la capacité pipelinière qui relie la zone de production aux marchés de
14 consommation.

15 Au Canada, la production de gaz naturel a connu une très bonne année en 2016 attribuable,
16 en grande partie, au développement des réserves de la formation de Montney. Selon une
17 récente étude publiée par l'ONÉ, Montney se compare avec les plus grands bassins de
18 production nord-américains sur les plans des réserves et de la production.

19 Malgré ses ressources de classe mondiale, l'accès au marché est difficile pour les
20 producteurs de l'ouest du Canada. Les shales américains continuent d'empiéter sur ses
21 marchés traditionnels, les tarifs de transport sont trop élevés et les projets de GNL tardent à
22 se développer.

23 Quant au carrefour de Dawn, son lien avec la production de Marcellus/Utica sera renforcé
24 d'ici 2017/2018 avec la mise en place des projets Et Rover, Nexus, Northern Access et South
25 to North. Le développement par TCPL d'un nouveau service à tarif réduit entre AECO et Dawn
26 a été relancé en février 2017. Si un intérêt de la part des expéditeurs est démontré, TCPL
27 déposera une demande à l'ONÉ pour approbation. Il est à noter que, comme les projets de
28 capacité de transport ci-haut mentionnés, ce service contribuerait à l'augmentation de la
29 liquidité à Dawn.

1 L'écart de prix entre Empress et Dawn s'est élargi en 2016. Ce phénomène s'explique, entre
2 autres, par les surplus accumulés dans l'ouest du pays et vraisemblablement, par des
3 inquiétudes sur la profondeur du marché à Dawn en ce premier hiver du déplacement des
4 approvisionnements des distributeurs de gaz naturel de l'Est. Comme le marché financier
5 l'indique, cet écart de prix devrait diminuer progressivement en 2017 et 2018 pour se stabiliser
6 autour de 0,85 \$/GJ par la suite.

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1. Hypothèses économiques

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

Tableau 3

Hypothèses économiques				
	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Croissance du PIB québécois	1,6 %	1,4 %	1,3 %	1,2 %
Taux d'inflation québécoise	1,8 %	1,5 %	1,6 %	1,6 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,75	0,75	0,76	0,76

Sources des prévisions

3	<i>PIB Québec 2017-2018</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
4		<i>Desjardins (oct. 16)</i>
5		<i>Conference Board du Canada (juil. 16)</i>
6		<i>Banque Toronto Dominion (sept. 16)</i>
7		<i>Banque Nationale (nov. 16)</i>
8		<i>Banque Scotia (oct. 16)</i>
9	<i>PIB Québec 2018-2019 et 2019-2020</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
10		<i>Desjardins (oct. 16)</i>
11		<i>Conference Board du Canada (juil. 16)</i>

1	<i>PIB Québec 2020-2021</i>	<i>Par faute de sources de données pour 2021, Gaz Métro</i>
2		<i>a utilisé les prévisions de Desjardins (oct. 16) et du</i>
3		<i>Conference Board (juil. 16), pour l'année calendrier de</i>
4		<i>2020, comme proxy pour l'année financière 2020-2021</i>
5	<i>Inflation Québec 2017-2018</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
6		<i>Desjardins (oct. 16)</i>
7		<i>Conference Board du Canada (juil. 16)</i>
8		<i>Banque Toronto Dominion (juil. 16)</i>
9	<i>Inflation Québec 2018-2019 et 2019-2020</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
10		<i>Desjardins (oct. 16)</i>
11		<i>Conference Board du Canada (juil. 16)</i>
12	<i>Inflation Québec 2020-2021</i>	<i>Par faute de sources de données pour 2021, Gaz Métro</i>
13		<i>a utilisé les prévisions de Desjardins (oct. 16) et du</i>
14		<i>Conference Board (juil. 16), pour l'année calendrier de</i>
15		<i>2020, comme proxy pour l'année financière 2020-2021</i>
16	<i>Taux de change 2017-2018 à 2020-2021</i>	<i>TD Securities – valeur des « Futures », moyenne du</i>
17		<i>24 octobre au 4 novembre 2016</i>

2.2. Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

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

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

23 Les prix du service de fourniture de gaz naturel sur l'horizon du plan d'approvisionnement,
24 établis au point de référence Dawn, sont présentés au Tableau 5.

Tableau 4

Marché financier - Moyenne du 24 octobre au 4 novembre 2016				
Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj				
	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
AECO	2,76 \$	2,68 \$	2,68 \$	2,76 \$
Empress	2,96 \$	2,87 \$	2,88 \$	2,96 \$
Dawn	3,92 \$	3,67 \$	3,66 \$	3,77 \$
Nymex - Henry Hub	3,85 \$	3,68 \$	3,67 \$	3,76 \$

Source : TD Securities

Tableau 5

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2017-2018				
Prix à Empress	2,93 \$	3,25 \$	2,72 \$	2,96 \$
Prix à Dawn	3,91 \$	4,46 \$	3,47 \$	3,92 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,90 \$	3,93 \$	3,94 \$	3,93 \$
2018-2019				
Prix à Empress	2,80 \$	3,09 \$	2,71 \$	2,87 \$
Prix à Dawn	3,50 \$	4,10 \$	3,33 \$	3,67 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,84 \$	3,85 \$	3,87 \$	3,86 \$
2019-2020				
Prix à Empress	2,81 \$	3,07 \$	2,73 \$	2,88 \$
Prix à Dawn	3,41 \$	4,05 \$	3,38 \$	3,66 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,81 \$	3,84 \$	3,90 \$	3,87 \$
2020-2021				
Prix à Empress	2,84 \$	3,15 \$	2,81 \$	2,96 \$
Prix à Dawn	3,48 \$	4,12 \$	3,53 \$	3,77 \$
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,87 \$	3,92 \$	3,96 \$	3,93 \$

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 Dawn selon le point de référence en raison de l'écart de coût cumulé associé au calcul du
5 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

Marché financier - moyenne du 24 octobre au 4 novembre 2016				
Prix du pétrole (\$US/baril)				
	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Brent	54,39	56,32	57,73	59,09

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

Hypothèses retenues	
2017-2018	
Prix du Brent (\$US/baril)	54,39
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	58,61
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,67
2018-2019	
Prix du Brent (\$US/baril)	56,32
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	60,41
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,70
2019-2020	
Prix du Brent (\$US/baril)	57,73
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	61,67
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,71
2020-2021	
Prix du Brent (\$US/baril)	59,09
Mazout no 6, 1,0% soufre (\$CAN/baril)	62,89
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,73

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^{er} avril 2016 seront majorés de 2,0 % au premier avril de chaque année, de 2018 à 2021,
3 et ce, pour les trois raisons suivantes :
- 4 1. la concurrence de la production gazière des États-Unis sur les marchés canadiens
5 traditionnels;
 - 6 2. des tarifs de transports prohibitifs pour se rendre au marché; et
 - 7 3. les terminaux de gaz naturel liquéfiés qui ne se matérialisent pas.

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 2018-2021 sont
12 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 (Contexte économique et énergétique) du
13 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'inventaire et d'équilibrage utilisés
14 pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

15 Gaz Métro a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
16 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émissions réalisées par Bloomberg
17 New Energy Finance (BNEF)¹¹. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des
18 coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux de SPEDE effectifs depuis janvier
19 2016 et le prix moyen des quatre ventes aux enchères qui ont eu lieu entre novembre 2015 et
20 décembre 2016. La même méthodologie a été utilisée pour les mazouts lourds et légers. Les
21 deux tableaux suivants montrent les prix utilisés :

¹¹ Voir Gaz Métro-8, Document 1, Annexe 1.

Tableau 8

PROJECTION DES PRIX DES DROITS D'ÉMISSIONS DE 2018 A 2021

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(\$CAN/T CO ₂)
2018	14,51	1,33	19,30
2019	15,55	1,33	20,68
2020	16,64	1,32	21,96
2021	17,80	1,32	23,50

Tableau 9

PROJECTION DES TAUX DU SPEDE PAR SOURCE D'ÉNERGIE 2018 À 2021

Année civile	Gaz naturel (¢CAN/m ³)	Mazout no 2 (¢CAN/l)	Mazout no 6 (¢CAN/l)
2018	3,52	5,36	6,69
2019	3,73	5,66	7,04
2020	4,00	6,04	7,47
2021	4,25	6,39	7,88

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 % 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 10⁶m³ et celle au palier 4.7 se réfère à une consommation
16 annuelle de 20 10⁶m³. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont

1 respectivement de 1,5 10⁶m³ et 7 10⁶m³. 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 2018 à 2021

Marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1 2017-2018				
2 Mazout n° 6 (1 % soufre)	148	151	156	170
3 2018-2019				
4 Mazout n° 6 (1 % soufre)	149	155	160	173
5 2019-2020				
6 Mazout n° 6 (1 % soufre)	151	157	162	175
7 2020-2021				
8 Mazout n° 6 (1 % soufre)	151	157	162	175

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
 9 concurrentielle favorable. Les prévisions peu élevées des prix du gaz naturel lui permettent
 10 de demeurer concurrentiel, et ce, malgré la baisse des cours des prix du pétrole. Au cours de
 11 cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un coût de 48 % à 75 % supérieur à celui du gaz
 12 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. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
 15 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence.
 16 Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 7,26 \$/GJ en 2018 à
 17 8,01 \$/GJ en 2021.

Tableau 11

ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2018 à 2021
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
1 <i>Écart de prix en \$/GJ</i>				
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	7,26	7,78	7,97	8,01

3.2. Marché des petit et moyen débits

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 D₁ pour les clients ayant
4 des profils chauffage et au tarif D₃ pour le cas à profil stable. Tout comme pour le prix du
5 mazout n° 6, un supplément (de 14 ¢/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^{er} janvier 2016¹².

3.2.1. Marché résidentiel

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 récents, 74 % pour le gaz naturel
14 et 75 % pour le mazout si les équipements sont vieux. L'électricité a quant à elle une efficacité
15 constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

¹² 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 2018 à 2021
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 ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2017-2018			
2 Mazout n°2	136	146	137
3 Électricité	124	135	112
4 2018-2019			
5 Mazout n°2	141	151	141
6 Électricité	126	138	114
7 2019-2020			
8 Mazout n°2	143	154	144
9 Électricité	128	140	116
10 2020-2021			
11 Mazout n°2	145	155	146
12 Électricité	130	142	117

- 1 De 2018 à 2021, 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 36 % à 55 % selon l'année considérée et les cas présentés.
5 Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 24 % à 42 %.
- 6 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même
7 moins cher pour se chauffer au gaz naturel que s'il possédait un appareil aussi âgé au
8 mazout : le coût évité devrait se situer entre 37 % et 46 %. L'avantage du gaz naturel est
9 également suffisant pour que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à
10 l'électricité, soit un coût évité entre 12 % et 17 %.

3.2.2. Marché affaires

Tableau 13

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2018 à 2021

Marché affaires

(Gaz naturel = 100) Volume annuel		Profils chauffage				Profil stable
		14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	400 000 m ³	400 000 m ³
1	2017-2018					
2	Mazout n° 2	162	175	186	200	251
3	Électricité	160	181	178	197	248
4	2018-2019					
5	Mazout n° 2	167	181	192	207	260
6	Électricité	164	181	181	201	253
7	2019-2020					
8	Mazout n° 2	170	184	195	210	263
9	Électricité	166	183	184	204	256
10	2020-2021					
11	Mazout n° 2	172	186	197	212	265
12	Électricité	168	185	185	205	257

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires
2 demeurera favorable de 2018 à 2021. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 62 %
3 à 165 % 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 157 % selon le cas et l'année considérés.

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

4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2017)

1 Lors de Cause tarifaire 2017, les prévisions pour l'année 2017 avaient été évaluées plusieurs
2 mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des
3 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à
4 la lumière des mois réels enregistrés, une révision des prévisions de la demande pour l'année
5 2017 a été effectuée. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la
6 Cause tarifaire 2017¹³ et la plus récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision
7 1/11 2017.

4.1. Livraisons 2016-2017 pour le marché grandes entreprises

8 Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment
9 de la Cause tarifaire 2017 (2 991,010⁶m³) et la révision volumétrique 1/11 2017
10 (2 994,8 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation
11 par rapport aux volumes de l'année précédente.

¹³ R-3970-2016, CT 2017, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1.

Tableau 14

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2017 vs Révision volumétrique 1/11 2017

DESCRIPTION	Prévision Cause 2017	Révision 1/11 2017
	10^6m^3	10^6m^3
1 Livraisons au 30 septembre 2016 (après interruptions)	2 849,8*	2 950,2**
2 Interruptions 2015	2,9	4,4
3 Continu D ₄	-	-
4 Interruptible D ₅	2,9	4,4
5 Livraisons au 30 septembre 2016 (avant interruptions)	2 852,7	2 954,6
6 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(25,2)	(21,0)
7 Continu D ₄	(22,6)	(19,0)
8 Interruptible D ₅	(2,6)	(2,0)
9 Gains (pertes) face à la concurrence	0,4	18,4
10 Continu D ₄	0,4	18,4
11 Interruptible D ₅	-	-
12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	1,2	(3,7)
13 Continu D ₄	0,8	(3,0)
14 Interruptible D ₅	0,4	(0,7)
15 Fluctuations de production	131,3	(10,5)
16 Continu D ₄	125,0	23,9
17 Interruptible D ₅	6,3	(34,4)
18 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	28,6	48,8
19 Continu D ₄	70,6	97,8
20 Interruptible D ₅	(42,0)	(49,0)
21 Nouvelles ventes	13,1	32,0
22 Continu D ₄	7,8	21,0
23 Interruptible D ₅	5,2	11,0
24 Gaz d'appoint concurrence	(1,7)	(14,6)
25 Continu D ₄	-	-
26 Interruptible D ₅	(1,7)	(14,6)
27 Impact du 29 février	(9,3)	(9,2)
28 Continu D ₄	(8,0)	(8,0)
29 Interruptible D ₅	(1,3)	(1,3)
30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (avant interruptions)	2 991,0	2 994,8
31 Interruptions nettes	(19,4)	(14,9)
32 Continu D ₄	-	-
33 Interruptible D ₅	(19,4)	(14,9)
34 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (après interruptions)	2 971,6	2 979,9

* Livraisons anticipées 2016, Révision budgétaire 4/8 2016 (R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1, p.47, ligne 37)

** Livraisons réelles 2016 (R-3992-2016, B-0041, Gaz Métro-9, Document 1, p.1, lignes 13 et 26, colonne 5) et incluant les volumes de GNL (R-3992-2016, B-0045, Gaz Métro-9, Document 5, p.1, ligne 3)

1 Les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 1/11 2017 sont
2 supérieures de 3,8 10^6m^3 aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2017
3 (2 991,0 10^6m^3 vs 2 994,8 10^6m^3). La révision à la hausse des volumes de la clientèle grandes
4 entreprises (GE) s'explique d'abord par une augmentation des migrations de la clientèle vers

1 le service D₄. En effet, un client du secteur des pâtes et papiers passe du tarif D₁ au tarif D₄
2 à la suite de l'ajout d'une machine et amène une hausse de 13,3 10⁶m³ par rapport à ce qui
3 avait été estimé initialement. De plus, un autre client manufacturier pour lequel la migration
4 complète vers le service continu ainsi qu'une hausse de production avait été anticipée lors de
5 la rédaction de la Cause 2017, devrait dans les faits augmenter davantage son niveau de
6 production expliquant une hausse globale de 6,6 10⁶m³. Finalement, deux clients additionnels
7 du secteur des Aliments et des boissons ont délaissé complètement le tarif interruptible afin
8 de consommer au tarif continu et consommeront 0,6 10⁶m³ additionnel. Ces clients amènent
9 une hausse globale des volumes grandes entreprises de 56,4 10⁶m³ par rapport à l'année
10 financière 2016.

11 De plus, un écart significatif s'observe sur le plan des fluctuations de production entre la
12 révision volumétrique 1/11 2017 et la Cause 2017. Cet écart s'explique par des livraisons plus
13 élevées que celles anticipées pour les mois de février à septembre 2016 lors de
14 l'établissement du budget 4/8 2016 pour un client du secteur de la métallurgie. Lors de
15 l'établissement du dossier tarifaire 2017, ce client devait connaître une croissance de
16 58,7 10⁶m³ par rapport au budget 4/8 2016. Dans les faits, le client a consommé en 2016
17 91,0 10⁶m³ de plus que ce qui avait été initialement estimé et devrait plutôt réduire sa
18 consommation de 59,6 10⁶m³ pour 2017. Globalement, le client devrait consommer
19 27,2 10⁶m³ de moins que ce qui avait été budgété lors de l'établissement de la Cause 2017.
20 On remarque aussi une baisse des volumes de gaz d'appoint concurrence attendus par
21 rapport aux livraisons réelles de 2016. Par contre, les livraisons de GAC ont été revues à la
22 hausse lors de la prévision du 1/11 et sont plus élevées de 19,8 10⁶m³ que celles de la
23 Cause 2017.

24 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est
25 présenté à l'annexe 14, page 1.

4.2. Livraisons 2016-2017 pour le marché des petit et moyen débits

1 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment
2 de la Cause tarifaire 2017 (2 710,5 10⁶m³) et la révision volumétrique la plus récente de
3 l'année en cours, soit la révision 1/11 2017 (2 728,0 10⁶m³). La résultante de chacun des
4 exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories
5 représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 15

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS
Cause tarifaire 2017 vs Révision volumétrique 1/11 2017
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2017	Révision 1/11 2017
1 Livraisons au 30 septembre 2016	2 693,2 [*]	2 719,6 ^{**}
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(14,8)	(14,4)
3 Économie d'énergie hors programmes	(23,9)	(25,5)
4 Énergies nouvelles	(3,0)	(3,0)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(26,7)	(24,1)
6 Normale climatique	0,4	0,4
7 Impact du 29 février	(2,5)	(2,6)
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	4,0	2,1
9 Maturation des nouvelles ventes	83,8	75,5
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017	2 710,5	2 728,0

* Livraisons anticipées 2016, Révision budgétaire 4/8 2016 (R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1, p.49)

** Livraisons réelles 2016 (R-3992-2016, B-0041 Gaz Métro-9, Document 1, ligne 6, colonne 5)

6 Pour l'année 2017, une hausse de la demande de 17,5 10⁶m³ (2 710,5 10⁶m³ vs
7 2 728,0 10⁶m³) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause
8 tarifaire 2017. Tel que présenté dans le Tableau 15, le niveau de livraison réel en 2016 (ligne
9 1), supérieur de 26,4 10⁶m³ au niveau anticipé (révision 4/8), constitue le principal facteur
10 explicatif de cette hausse de 17,5 10⁶m³ (ligne 10). En effet, l'ensemble de la clientèle petit et
11 moyen débits, principalement au tarif D₁, a connu une hausse de consommation plus forte
12 qu'anticipée en 2016 de 26,4 10⁶m³ (2 693,2 10⁶m³ au 4/8 2016 vs 2 716,6 10⁶m³ au réel).
13 Cette hausse des livraisons en 2016 est contrebalancée par une révision à la baisse de
14 plusieurs variables pour l'année financière 2017. Dans un premier temps, les prévisions des
15 livraisons associées à la maturation des nouvelles ventes sont en baisse par rapport au

1 dossier tarifaire 2017. Cet écart à la baisse est principalement attribuable à une révision à la
2 baisse des prévisions des nouvelles livraisons de gaz naturel comprimé (GNC) ainsi qu'à un
3 léger décalage du moment prévu du début de consommation des nouveaux clients de
4 l'extension de réseau à Bellechasse par rapport au dossier tarifaire 2017. De plus, les
5 prévisions des pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique (ligne 3) ont été révisées à
6 la hausse afin de refléter entre autres la volonté accrue du gouvernement¹⁴ de favoriser une
7 meilleure utilisation de l'énergie.

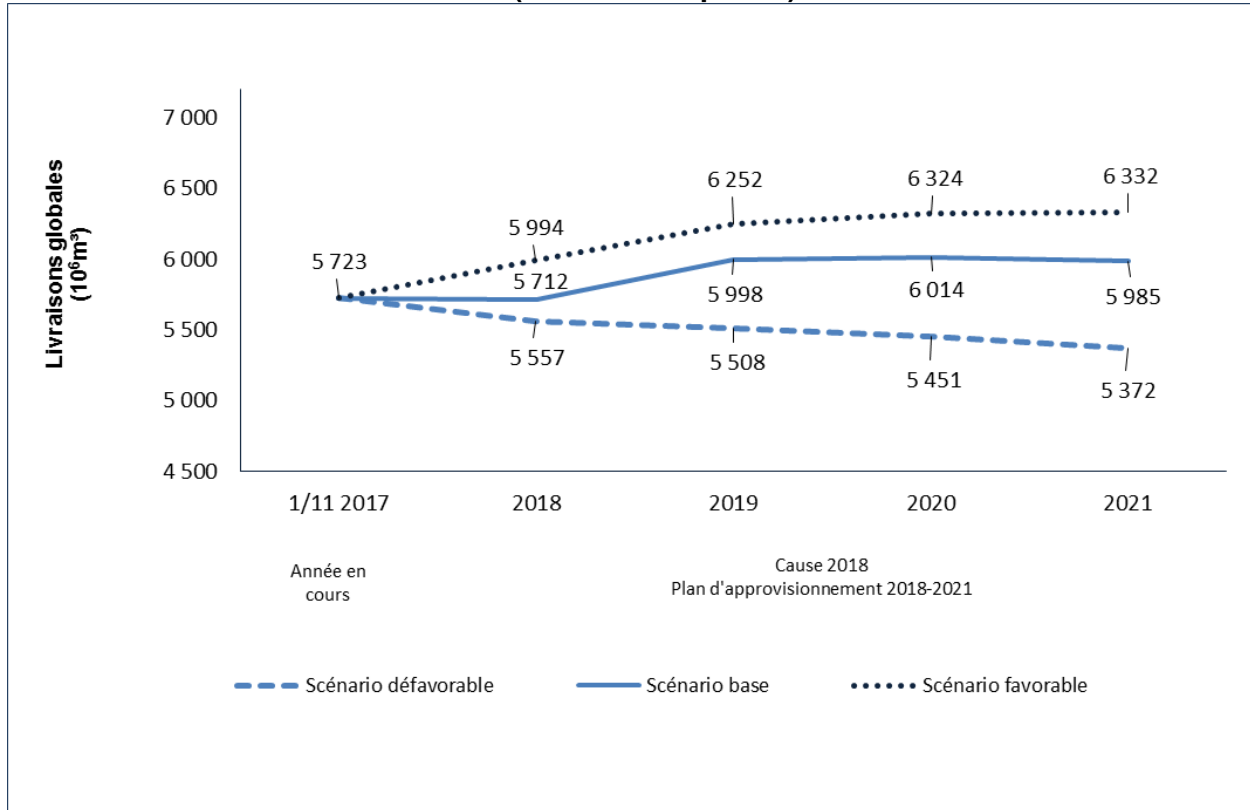
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2018-2021

8 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
9 d'approvisionnement 2018-2021, et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
10 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

¹⁴ Politique énergétique 2030 : L'énergie des Québécois - Source de croissance, Gouvernement du Québec, 2016.

Graphique 22

SCENARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DEFAVORABLE
Livraisons globales 2018-2021
(avant interruptions)



5.1. Scénario de base 2018-2021

5.1.1. Livraisons 2018-2021 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 un peu plus de 300
 3 clients, consommant environ 55 % des volumes globaux de Gaz Métro, qui ont été
 4 contactés par les représentants de Gaz Métro afin de produire des prévisions de livraisons
 5 propres à la réalité de chacun. Gaz Métro discute avec chacun de ces clients dans le but
 6 d'établir des prévisions sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des
 7 facteurs économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation des
 8 clients. Que ce soit par le contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations
 9 de production anticipées, des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité

1 énergétique ou autres, les représentants de Gaz Métro s'informent sur les différents
2 paramètres pouvant modifier les habitudes de consommation de leurs clients.

3 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à
4 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes
5 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de
6 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec
7 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leurs profils de
8 consommation et de leurs contrats respectifs, les clients aux tarifs D₃ et D₄ peuvent
9 modifier leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux
10 *Conditions de service et Tarif* sont alors applicables.

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

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

Tableau 16

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2018-2021
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES

DESCRIPTION	Continu	Interruptible	Total
	D ₄ 10 ⁶ m ³	D ₅ 10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (après interruptions)	2 705,2	274,6	2 979,9
2 Interruptions nettes	-	14,9	14,9
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017 (avant interruptions)	2 705,2	289,6	2 994,8
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,8)	(1,9)	(18,6)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	1,3	2,9
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,2)	1,9	1,7
7 Fluctuations de production	(38,6)	4,1	(34,5)
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	34,1	5,3	39,3
9 Nouvelles ventes	3,2	4,0	7,2
10 Gaz d'appoint concurrence	-	(7,8)	(7,8)
11 Livraisons anticipées au 30 septembre 2018 (avant interruptions)	2 688,5	296,5	2 985,0
12 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
13 Gains (pertes) face à la concurrence	81,1	-	81,1
14 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,5)	-	(0,5)
15 Fluctuations de production	193,4	5,0	198,4
16 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-	(1,1)	(1,1)
17 Nouvelles ventes	41,1	6,1	47,2
18 Gaz d'appoint concurrence	-	(7,2)	(7,2)
19 Livraisons anticipées au 30 septembre 2019 (avant interruptions)	2 987,3	297,6	3 284,9
20 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
22 Gains (pertes) face à la concurrence	1,6	-	1,6
23 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,7)	-	(0,7)
24 Fluctuations de production	13,7	0,8	14,5
25 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-	-	-
26 Nouvelles ventes	19,8	-	19,8
27 Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
28 Impact du 29 février 2020	8,8	1,1	9,9
29 Livraisons anticipées au 30 septembre 2020 (avant interruptions)	3 014,3	297,7	3 311,9
30 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(16,2)	(1,8)	(18,0)
31 Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
32 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(0,6)	-	(0,6)
33 Fluctuations de production	15,9	1,5	17,4
34 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-	-	-
35 Nouvelles ventes	-	-	-
36 Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
37 Impact du 29 février 2020	(8,8)	(1,1)	(9,9)
38 Livraisons anticipées au 30 septembre 2021 (avant interruptions)	3 004,5	296,3	3 300,8

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 2 979,9 10⁶m³ en 2017 à 3 300,8 10⁶m³ en
3 2021.

4 La baisse de volume globale au tarif D₄ de 16,8 10⁶m³ entre 2017 et 2018 est
5 essentiellement attribuable à une baisse de production chez un client du secteur de la
6 métallurgie. En effet, l'arrêt d'une chaîne de production pour l'ensemble de l'année 2018
7 de ce client amène à lui seul une baisse de 51,8 10⁶m³ au service continu. Cette baisse
8 de volume est atténuée en partie par la hausse de production de trois clients du secteur
9 de la chimie/pétrochimie consommant 7,1 10⁶m³ de plus. Ces baisses de volume au
10 service continu sont toutefois réduites par des migrations de volume vers le service D₄
11 amorcées au courant de l'année 2017. Cinq clients consommeront 12 mois au service
12 continu en 2017 et deux d'entre eux devraient aussi connaître des hausses de production.
13 Ces cinq clients amènent une hausse de 46,8 10⁶m³ au D₄ et une baisse de 12,7 10⁶m³
14 au D₅. Un client de l'aluminium devrait aussi revoir son volume souscrit à la baisse
15 réduisant les volumes continus de 9,9 10⁶m³ au D₄ et augmentant les volumes
16 interruptibles de près de 18 10⁶m³ au D₅. Entre 2017 et 2018, la baisse des volumes
17 globale au tarif interruptible de 6,9 10⁶m³ s'explique aussi par une réduction des ventes
18 attendues en gaz d'appoint concurrence.

19 La croissance des volumes au service continu en 2019 provient de fluctuations
20 importantes de production chez certains clients, par de nouvelles ventes attendues et par
21 des conversions d'énergies polluantes. En effet, un client de la métallurgie anticipe une
22 reprise complète de ses activités pour l'ensemble de l'année 2019, ce qui se traduit par
23 une croissance de 176,0 10⁶m³. Un client des pâtes et papiers prévoit aussi faire l'ajout
24 d'une nouvelle unité de production ajoutant 1,8 10⁶m³. De plus, dès 2019, Gaz Métro
25 prévoit toujours être en mesure de déplacer des énergies polluantes comme le charbon
26 et le coke de pétrole utilisés par les cimenteries. En effet, Gaz Métro pense toujours que
27 l'introduction du SPEDE, jumelée à de nouvelles subventions gouvernementales pour
28 substituer les énergies polluantes, lui permettront de convertir les cimenteries vers le gaz
29 naturel. Cette conversion d'énergie polluante permettra de livrer 81,1 10⁶m³
30 supplémentaires au service continu à partir de 2019. Des nouvelles ventes dans le secteur
31 de la chimie/pétrochimie et des pâtes et papiers débiteront leur consommation en 2019
32 et amèneront une hausse de 41,1 10⁶ m³ au service continu et de 6,1 10⁶ m³ au service

1 interruptible. Les volumes pour les années suivantes sont assez stables pour le marché
2 grandes entreprises. La croissance des volumes provient de la maturation des nouvelles
3 ventes amorcées précédemment et des fluctuations de production attendues chez
4 certains clients. Une perte de volume attribuable à l'efficacité énergétique est aussi
5 attendue pour l'ensemble du plan.

5.1.2. Livraisons 2018-2021 pour le marché des petit et moyen débits

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

Tableau 17

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2018-2021
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION		10 ⁶ m ³
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2017</i>	2 728,0
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,4)
3	Économies d'énergie hors programmes	(28,4)
4	Énergies nouvelles	(3,0)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(25,2)
6	Normale climatique	(5,5)
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(0,2)
9	Maturation des nouvelles ventes	77,3
10	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2018</i>	2 727,5
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)
12	Économies d'énergie hors programmes	(28,4)
13	Énergies nouvelles	(3,0)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,3)
15	Normale climatique	(3,2)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(9,9)
18	Maturation des nouvelles ventes	73,4
19	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2019</i>	2 713,1
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)
21	Économies d'énergie hors programmes	(28,3)
22	Énergies nouvelles	(3,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(35,0)
24	Normale climatique	(3,2)
25	Impact du 29 février	2,6
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	72,1
28	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2020</i>	2 702,4
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(15,9)
30	Économies d'énergie hors programmes	(28,2)
31	Énergies nouvelles	(3,0)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(37,0)
33	Normale climatique	(3,2)
34	Impact du 29 février	(2,6)
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	71,4
37	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2021</i>	2 683,9

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de $0,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ la
2 première année du plan d'approvisionnement (passant de $2\,728,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à
3 $2\,727,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$). L'augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles
4 ventes au tarif D_1 et D_3 est contrebalancée par les mesures d'efficacité énergétique du
5 PGEÉ et celles réalisées hors des programmes de Gaz Métro, ainsi que par l'effet sur les
6 livraisons de la faiblesse de la croissance prévue du PIB en 2018. Les volumes de
7 livraisons diminueront ensuite de $14,4 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à la deuxième année du plan. Enfin, des
8 baisses de $10,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ et de $18,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ sont respectivement prévues pour la troisième et
9 la quatrième année du plan.

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

11 **Mesures d'économies d'énergie** : Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
12 ($15,4 \cdot 10^6 \text{m}^3$ en 2018) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
13 d'énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
14 programmes et excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité
15 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
16 directement à la maturation des nouvelles ventes. La mise en place de mesures
17 d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées de « hors
18 programme » aura également un effet important à la baisse sur les livraisons ($28,4 \cdot 10^6 \text{m}^3$
19 en 2018).

20 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l'impact des projets en
21 géothermie et en biomasse sur les volumes. La perte de volumes de gaz naturel relative
22 à ces deux formes d'énergie a été évaluée à $3,0 \cdot 10^6 \text{m}^3$ par rapport à 2017. Ces volumes
23 sont évalués en fonction des consommations historiques de clients qui ont signifié leur
24 intention de transférer leur consommation vers ces énergies alternatives.

25 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
26 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle de Gaz Métro.
27 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de
28 faillites ou de réductions de production par exemple. Les prévisions de pertes et variations
29 sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB. Toutes
30 choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins les
31 pertes subies sont importantes. La croissance du PIB prévue pour 2018 est de 1,6 %,

1 amenant des pertes estimées à 25,2 10⁶m³.

2 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l'année 2018 a été mise à jour
3 à l'aide d'une année réelle supplémentaire, celle de 2016, significativement plus chaude
4 que la normale établie. L'ajout d'une année plus chaude a un impact à la baisse sur la
5 moyenne établie sur 40 ans, mais a peu d'influence sur les prévisions. Les volumes prévus
6 en 2018 ont été corrigés à la baisse de 5,5 10⁶m³ (ligne 6 du Tableau 17) en raison de
7 l'ajustement de la normale climatique. De 2019 à 2021, la baisse des volumes liés à la
8 normalisation des températures pour les années 2019, 2020 et 2021 vient essentiellement
9 du réchauffement climatique tendanciel prévu.

10 **Impact du 29 février** : L'effet sur les livraisons de 2020 d'une année bissextile est de
11 2,6 10⁶m³. De manière équivalente, le retour à une année normale de 365 jours en 2021
12 génère une baisse de 2,6 10⁶m³.

13 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
14 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. L'année 2018
15 présente peu de clients en transfert pour une baisse nette de 0,2 10⁶m³.

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

21 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
22 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source
23 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires ainsi que pour
24 les ajouts de charge, les ventes sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes
25 mettant en relation le nombre de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB.
26 Pour les ventes en conversion, le coût de l'énergie alternative devient l'élément clé.

27 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
28 de livraisons. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
29 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
30 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
31 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre

d'exemple, les volumes des ventes signées en 2016 atteindront donc leur pleine maturation en 2018. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2018, Gaz Métro utilise d'une part, les volumes réellement signés en 2016 et d'autres parts, des volumes prévisionnels de 2017 et 2018 et affecte le ratio aux volumes annuels.

5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)

Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2018-2021 sont présentées ci-dessous.

Tableau 18

SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021
(10⁶m³)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021					
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES					
DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2018-2021*			
	1 /11 2017	2018	2019	2020	2021
Service continu	5 433,3	5 416,0	5 700,4	5 716,7	5 688,5
Grandes entreprises	2 705,2	2 688,5	2 987,3	3 014,3	3 004,5
Petit et moyen débits	2 728,0	2 727,5	2 713,1	2 702,4	2 683,9
Service interruptible	289,6	296,5	297,6	297,7	296,3
Contrat régulier	261,8	276,5	283,6	283,7	282,3
Contrat gaz d'appoint	27,8	20,0	14,0	14,0	14,0
Total	5 722,8	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8

Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2018, une baisse de -0,18 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 4,77 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2018 et 2021.

5.2. Scénario favorable

Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2018 à 2021 pour évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 1 • Une croissance économique variant de 2,6 % en 2018 à 2,2 % en 2021, soit 1 % de
2 plus par année qu’au scénario de base;
- 3 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix
4 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 5 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une hausse du nombre
6 des permis de bâtir du marché affaires en fonction d’une hausse d’un point de
7 pourcentage de la croissance du PIB.

8 De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
9 réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant
10 influencer positivement leur consommation. Le scénario favorable inclut également les
11 volumes des projets qui pourraient se réaliser entre 2018 et 2021 dont la probabilité de
12 réalisation n’est pas suffisamment élevée pour qu’ils soient inclus dans le scénario de base.

13 Le Tableau 19 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour
14 l'ensemble des marchés.

Tableau 19

SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2018-2021			
	2018	2019	2020	2021
Service continu	5 682,9	5 939,6	6 010,1	6 020,0
Grandes entreprises	2 912,1	3 127,0	3 157,6	3 139,6
Petit et moyen débits	2 770,8	2 812,6	2 852,5	2 880,4
Service interruptible	311,5	312,0	313,9	312,3
Contrat régulier	285,5	298,0	299,9	298,3
Contrat gaz d'appoint	26,0	14,0	14,0	14,0
Total	5 994,4	6 251,6	6 324,0	6 332,3

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

Tableau 20

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2018-2021			
	2018	2019	2020	2021
Service continu	266,9	239,2	293,4	331,5
Grandes entreprises	223,7	139,7	143,3	135,1
Petit et moyen débits	43,2	99,5	150,1	196,4
Service interruptible	15,0	14,5	16,2	16,0
Contrat régulier	9,0	14,5	16,2	16,0
Contrat gaz d'appoint	6,0	-	-	-
Total	281,9	253,6	309,7	347,5

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

5 Au **service continu**, la hausse des volumes est due à plusieurs hausses de production chez
6 les clients qui s'expliquent notamment par une conjoncture économique favorable où
7 certaines usines opéreraient à pleine charge. Un client du secteur de la métallurgie pourrait
8 opérer à plein régime pour l'ensemble de l'année 2018 causant une hausse des livraisons de
9 160,0 10⁶m³. Un nouveau client du secteur de la chimie/pétrochimie pourrait commencer à
10 consommer en 2018 34,9 10⁶m³ au service continu et un second projet dans ce même secteur
11 pourrait voir le jour dès 2019.

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

1 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 43,2 10⁶m³
2 en 2018 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des
3 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario
4 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les
5 clients existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des
6 mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles
7 ventes. Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique
8 seraient également moins grandes.

5.3. Scénario défavorable

9 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2018 à 2021 pour
10 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 12 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,6 % en 2018 à 0,2 % en 2021,
13 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base;
- 14 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
15 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
16 des prix du mazout;
- 17 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 % et une baisse du nombre des
18 permis de bâtir du marché affaires en fonction de la baisse d'un point de pourcentage
19 de la croissance du PIB.

20 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients
21 sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun
22 et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le
23 scénario défavorable exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se
24 réaliser entre 2018 et 2021 dont la probabilité de réalisation est en dessous d'un certain seuil.

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

Tableau 21

SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2018-2021			
	2018	2019	2020	2021
Service continu	5 314,6	5 264,1	5 209,3	5 131,7
Grandes entreprises	2 641,0	2 643,3	2 646,1	2 635,1
Petit et moyen débits	2 673,6	2 620,8	2 563,2	2 496,6
Service interruptible	242,2	244,3	242,2	240,8
Contrat régulier	242,2	244,3	242,2	240,8
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	5 556,8	5 508,4	5 451,5	5 372,4

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

Tableau 22

ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2018-2021
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2018-2021			
	2018	2019	2020	2021
Service continu	(101,4)	(436,3)	(507,4)	(556,8)
Grandes entreprises	(47,4)	(344,0)	(368,2)	(369,5)
Petit et moyen débits	(54,0)	(92,3)	(139,3)	(187,4)
Service interruptible	(54,3)	(53,3)	(55,5)	(55,5)
Contrat régulier	(34,3)	(39,3)	(41,5)	(41,5)
Contrat gaz d'appoint	(20,0)	(14,0)	(14,0)	(14,0)
Total	(155,7)	(489,6)	(562,9)	(612,3)

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

5 Dans le cas du **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait
6 réduire significativement sa production ainsi que sa consommation de près de 13,4 10⁶m³ en
7 2018. Un client œuvrant dans le secteur de l'aluminium pourrait aussi complètement cesser

1 ses opérations dès 2019. D'autres clients du secteur des pâtes et papiers, de la métallurgie
2 et des aliments et boissons pourraient réduire significativement leur production. L'annulation
3 ou le report de certaines nouvelles ventes amèneraient également des baisses de livraison.
4 Finalement, Gaz Métro considère aussi dans le scénario défavorable que le déplacement de
5 charbon et de coke de pétrole par le gaz naturel ne se réaliserait pas.

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

10 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 54,0 10⁶m³
11 en 2018 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à
12 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et
13 amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de
14 la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis
15 de bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des
16 volumes liée à l'efficacité énergétique aurait également un impact à la baisse sur la demande
17 de gaz naturel.

5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2018-2021 et 2017-2020

18 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
19 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2017¹⁵. Le Tableau 23 présente une
20 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 24.
21 Les volumes de l'année 2017 associés au plan d'approvisionnement 2018-2021
22 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 1/11 2017.

¹⁵ R-3970-2016, CT 2017, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1.

Tableau 23

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2017-2021 vs PLAN 2017-2020¹⁶
(avant interruptions)

	2017	2018	2019	2020	2021	
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
Petits et moyens débits						
1	Plan 2018-2021	2 728,0	2 727,5	2 713,1	2 702,4	2 683,9
2	Plan 2017-2020	2 710,5	2 723,7	2 736,0	2 741,8	s/o
3	Écart	17,5	3,9	(22,8)	(39,4)	s/o
Grandes entreprises						
4	Plan 2018-2021	2 994,8	2 985,0	3 284,9	3 311,9	3 300,8
5	Plan 2017-2020	2 991,0	3 275,9	3 259,4	3 262,2	s/o
6	Écart	3,8	(290,9)	25,5	49,7	s/o
Total						
7	Plan 2018-2021	5 722,8	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8
8	Plan 2017-2020	5 701,6	5 999,6	5 995,4	6 004,1	s/o
9	Écart	21,3	(287,1)	2,6	10,3	s/o

Tableau 24

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2018-2021 vs PLAN 2017-2020
(avant interruptions)

	2017	2018	2019	2020	2021	
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
Service continu						
1	Plan 2018-2021	5 433,3	5 416,0	5 700,4	5 716,7	5 688,5
2	Plan 2017-2020	5 394,3	5 696,1	5 692,0	5 700,4	s/o
3	Écart	39,0	(280,1)	8,4	16,2	s/o
Service interruptible						
4	Plan 2018-2021	289,6	296,5	297,6	297,7	296,3
5	Plan 2017-2020	307,3	303,4	303,3	303,6	s/o
6	Écart	(17,7)	(7,0)	(5,8)	(6,0)	s/o
Total						
7	Plan 2018-2021	5 722,8	5 712,5	5 998,0	6 014,4	5 984,8
8	Plan 2017-2020	5 701,6	5 999,6	5 995,4	6 004,1	s/o
9	Écart	21,3	(287,1)	2,6	10,3	s/o

5.5. Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu

- 1 L'analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu permet d'évaluer
- 2 la sensibilité de la prévision des livraisons en les comparant aux écarts observés des
- 3 prévisions historiques. Cette analyse se retrouve à l'annexe 2.

¹⁶R-3970-2016, CT 2017, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1.

6. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2018-2021

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

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

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

13 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite les orientations
14 envisagées et les actions prises dans l'horizon du plan d'approvisionnement 2018-2021.

6.1. Transport

15 À la Cause tarifaire 2017, Gaz Métro avait confirmé que le déplacement de sa structure se
16 ferait au 1^{er} novembre 2016, date visée pour la mise en place des capacités additionnelles
17 auprès de TCPL. Les capacités ont été rendues disponibles en deux blocs : 6 716 10³m³/jour
18 le 15 novembre 2016 et 3 787 10³m³/jour le 20 décembre 2016. Avec la mise en service de
19 ces nouvelles capacités, Gaz Métro peut affirmer que le déplacement de la structure vers
20 Dawn est maintenant réalisé. Les capacités de transport en provenance de Dawn (primaire
21 et secondaire) et d'Empress seront respectivement de 89 % et 11 % au 1^{er} octobre 2017.

22 Des capacités de transport de 955 10³m³/jour entre Parkway et GMIT EDA auprès de TCPL
23 et de 968 10³m³/jour entre Dawn et Parkway auprès de Union Gas sont prévues être mises
24 en place au 1^{er} novembre 2017. Selon les informations disponibles à ce jour, les délais
25 devraient être respectés. À compter de cette date, les capacités de transport en provenance
26 de Dawn (primaire et secondaire) et d'Empress seront respectivement de 91 % et 9 %.

27 Considérant que la structure d'approvisionnement est principalement composée de capacités
28 de transport entre Dawn (via Parkway) et la franchise de Gaz Métro et que les capacités de

1 transport en provenance d'Empress seront utilisées pour répondre à la demande de la
2 clientèle, Gaz Métro décontractera la capacité de transport entre Parkway et Dawn (C1)
3 actuellement détenue auprès de Union Gas¹⁷. Cette capacité de 968 10³m³/jour, qui
4 permettait de diriger le gaz naturel de Parkway vers Dawn, principalement en été, pour être
5 injecté au site d'entreposage, n'est plus requise. Gaz Métro devant fournir un avis de 2 ans
6 pour ne pas renouveler ce contrat, celui-ci prendra fin le 31 mars 2019.

7 Par ailleurs, Gaz Métro a récemment sollicité quelques fournisseurs afin d'effectuer une
8 transaction d'échange entre Dawn et Parkway. Une telle transaction permettrait à Gaz Métro
9 de ne pas renouveler des capacités de transport M12 qu'elle détient auprès de Union Gas et
10 de générer une baisse des coûts totaux d'approvisionnement. Les résultats de cette
11 sollicitation ont montré qu'il existait un marché liquide et compétitif à Parkway. La décision de
12 renouveler ou pas certaines capacités de M12 entre Dawn et Parkway devra être prise au
13 plus tard le 31 octobre 2017 et serait effective à compter du 1^{er} novembre 2019.

14 Le contexte gazier dans lequel évolue Gaz Métro a changé au cours des dernières années,
15 modifiant sa vision relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long
16 termes pour répondre à ses besoins. Toutefois, comme annoncé précédemment et détaillé à
17 la section 8, Gaz Métro détient les capacités de transport pour répondre à ses besoins et se
18 retrouve en situation d'excédent sur l'horizon du plan.

19 Le projet de Loi concernant la mise en œuvre de la *Politique énergétique 2030* du
20 Gouvernement du Québec, adopté le 9 décembre 2016, prévoit qu'une marge excédentaire
21 de capacité de transport serait autorisée, pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons
22 annuelles de Gaz Métro. En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2017-2018
23 de 5 712 10⁶m³¹⁸, la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 565 10³m³/jour
24 (=5 712/365 x 10 %), soit une quantité inférieure aux capacités excédentaires observées sur
25 l'horizon du plan d'approvisionnement. Ainsi, Gaz Métro ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout
26 de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée.¹⁹

¹⁷ Annexe 4, page 1, ligne 38.

¹⁸ Section 5.1.3, Tableau 18.

¹⁹ Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-16, Document 1 pour un complément d'information.

1 Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue
2 durée. Le tableau ci-dessous présente la répartition des contrats par durée, excluant les
3 contrats de Union Gas :

Tableau 25

Date de fin de contrat	Contrats en vigueur au				
	2017-10-01	2017-11-01	2018-11-01	2019-11-01	2020-11-01
2017-10-31	2%	0%	0%	0%	0%
2019-10-31	2%	1%	1%	1%	1%
2022-10-31	48%	47%	47%	47%	47%
2023-10-31	8%	8%	8%	8%	8%
2031-10-31	40%	40%	40%	40%	40%
2032-10-31	0%	4%	4%	4%	4%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

4 Pour l'année 2017-2018, un peu plus de la moitié des contrats a une durée de 5 et 6 ans et
5 l'autre moitié près de 15 ans. Ainsi, la stratégie d'approvisionnement relativement aux
6 capacités de transport sera limitée.

7 Pour l'année 2017-2018, les excédents de capacité seront vendus sur le marché secondaire.
8 Pour les années subséquentes, Gaz Métro attendra les causes tarifaires respectives pour
9 prendre action. Les actions projetées sur l'horizon du plan sont présentées à la section 8.

10 Il est à noter que la refonte du service interruptible pourrait également modifier les besoins
11 d'approvisionnement, mais l'impact sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant
12 que le nouveau service interruptible ne sera pas développé. Dans l'intérim, pour établir le plan
13 d'approvisionnement 2018-2021, une hypothèse d'ajout de 528 10³m³/jour pour la clientèle
14 au service interruptible découlant de la refonte est toutefois utilisée à compter de l'année
15 2018-2019.

6.2. Fourniture de gaz naturel

16 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour les années financières 2018 à 2021
17 a été adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

18 Pour l'année 2018, Gaz Métro procédera par appels d'offres pour les achats contractés
19 d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères

1 suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro
2 s'assurera également de maintenir une diversité de fournisseurs.

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

7 Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont
8 elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins aux
9 différents points d'achat. Considérant le contexte gazier actuel qui est en mouvance,
10 Gaz Métro n'envisage pas de contracter d'achat de gaz naturel pluriannuel pour l'instant.

11 La section 7.1 décrit plus amplement les contrats existants, ainsi que les volumes d'achat de
12 gaz naturel que Gaz Métro prévoit contracter d'avance pour l'année 2018.

13 Quant aux clients en achat direct (avec et sans transfert de propriété), les livraisons sont
14 effectuées à Dawn depuis le 1^{er} novembre 2016, comme prévu. Rappelons que les clients
15 ayant convenu d'une entente à prix fixe avait déjà entamé le transfert de leurs livraisons vers
16 Dawn à partir du 1^{er} novembre 2015. Près de 2 % des livraisons de ces clients sont à Empress
17 pour l'année 2017-2018. Le transfert vers Dawn devrait être complété en septembre 2018.

6.3. Autres sources d'approvisionnement

18 À partir du printemps 2017, la ville de Saint-Hyacinthe produira du gaz naturel renouvelable
19 qui sera, en partie, acheté par Gaz Métro. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan
20 d'approvisionnement 2018-2021 dans la rubrique « Achats dans le territoire » en fonction des
21 projections de production pour les prochaines années. Le maximum de production devrait
22 être atteint à compter de l'année 2020.

23 Les informations quotidiennes eu égard à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable à
24 la ville de Saint-Hyacinthe et demandées à la décision D-2015-107, paragraphe 79 seront
25 présentées dans le cadre des rapports annuels.

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

6.4. Équilibrage

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

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

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

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

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

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

1 Finalement, Gaz Métro a considéré l'interruption de la liquéfaction du client GM GNL comme
2 outil de pointe. À cet effet, lors des journées d'interruption de la liquéfaction du client GM GNL,
3 Gaz Métro utilisera le gaz naturel devant normalement être liquéfié par GM GNL pour
4 répondre à la demande de la clientèle de la daQ. En contrepartie, GM GNL pourra retirer du
5 GNL de l'inventaire réservé à la daQ une quantité équivalente aux volumes qui auraient dû
6 être liquéfiés et être compensée pour les coûts découlant de l'arrêt et du redémarrage du
7 liquéfacteur. Comme demandé par la Régie dans la décision D-2016-156, Gaz Métro dépose
8 l'entente convenue avec le client GM GNL à cet effet, à la pièce Gaz Métro-6, Document 3.

9 Gaz Métro a établi son plan d'approvisionnement 2018-2021 en supposant le maintien de
10 l'ensemble de ses capacités d'entreposage. Toutefois, en ce qui a trait à l'entreposage hors
11 franchise, Gaz Métro présentera plus spécifiquement sa stratégie relative aux contrats en
12 renouvellement en 2017 et 2018 à la section 7.3.1.

6.5. Conclusion

13 Sur l'horizon du plan 2018-2021, la structure d'approvisionnement est principalement
14 composée de capacités de transport en provenance de Dawn (via Parkway). Gaz Métro
15 détient les approvisionnements pour répondre à la demande de la clientèle et les quatre
16 années sont en excédent d'approvisionnement.

17 Pour l'année 2018, Gaz Métro optimisera les capacités excédentaires dont elle dispose avant
18 le début de l'hiver. Cependant, pour les années subséquentes du plan, Gaz Métro attendra
19 les causes tarifaires respectives afin de réévaluer les besoins propres à chaque année et
20 prendre en compte la réserve de capacité de transport pour d'éventuels projets industriels
21 requis par la *Politique énergétique 2030* du Gouvernement du Québec.

22 Les sections 7 et 8 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
23 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2018-2021.

7. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

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

7.1. Fourniture de gaz naturel

7.1.1. Clients au service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro

4 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients au service de fourniture de gaz naturel du
5 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.
6 De plus, Gaz Métro achète et fournit le gaz de compression nécessaire au transport du
7 gaz naturel, et ce, pour l'ensemble de la clientèle, incluant les clients au service de
8 fourniture avec ou sans transfert de propriété et les clients ayant convenu d'une entente
9 à prix fixe auprès d'un fournisseur spécifique.

10 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel de Gaz Métro
11 est présenté à l'annexe 3. La date d'échéance, le point de livraison, la période d'achat,
12 ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun de ces contrats pour le plan
13 d'approvisionnement 2018-2021 y sont spécifiés. Le tableau présente également les
14 totaux visés au plan d'approvisionnement de l'année 2018 et le ratio qui est contracté à
15 ce jour par rapport à ces totaux. Comme présenté à l'annexe 3, à ce jour, il n'y a qu'un
16 contrat de fourniture existant. Gaz Métro projette sécuriser près de 50 % des achats
17 totaux au service de fourniture de gaz naturel avant le début de l'année financière.

18 La page 2 de l'annexe 3 présente, selon la structure d'approvisionnement projetée pour
19 l'année 2018, la répartition mensuelle des achats prévus de fourniture de gaz naturel par
20 point d'achat, ainsi que les quantités que Gaz Métro prévoit contracter d'avance avant le
21 début de l'année financière 2018.

22 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel à contracter par Gaz Métro
23 (57,7 %) serait effectuée à Dawn et principalement en hiver. L'autre portion du gaz naturel
24 serait contractée au point Empress (41,9 %). Finalement, un achat de gaz naturel serait
25 effectué dans le territoire de Gaz Métro (0,3 %).

26 La stratégie d'achat à Dawn reflète le mode de gestion des retraits au site d'entreposage
27 de Union Gas concentrés sur les mois de décembre à février. Pour les mois d'octobre

1 et novembre, des achats à Dawn seront alors priorisés. Il s'agit de mois d'épaulement au
2 cours desquels la température peut influencer de façon importante la consommation de
3 la clientèle. De plus, pour ces mois, Gaz Métro est interruptible en injection au site
4 d'entreposage de Union Gas, elle doit donc être prudente pour ne pas se retrouver avec
5 des excédents de gaz naturel. Toutefois, considérant les quantités quotidiennes
6 importantes d'achats de gaz naturel pour le mois de novembre, Gaz Métro contractera
7 d'avance une partie de ces achats. Les autres achats pour ces deux mois seront effectués
8 sur une base « spot » afin d'adapter les quantités aux besoins spécifiques de la demande.

9 Pour la période d'hiver, certains achats projetés à Dawn et Empress ne seront pas
10 concrétisés d'avance afin de pallier l'éventualité d'un hiver plus chaud que la normale.

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

14 Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2018 avant de contracter des achats en bloc à
15 Empress pour les mois de mai à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler
16 les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après
17 l'hiver et à chaque mois, elle jugera si des achats en bloc doivent être réalisés. De plus,
18 selon les quantités requises, une partie des achats des mois d'août et septembre sera
19 réalisée sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins
20 d'injection au site d'entreposage de Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez
21 Union Gas est réduite pour cette période et le niveau d'inventaire est presque à 100 %, ce qui entraîne une gestion pointue des injections à planifier sur cette période et par le fait même, des achats de gaz naturel.

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

27 Il est à noter qu'il n'y a aucun achat à Dawn en juin et quelques volumes sont prévus pour
28 les mois de mai et juillet à septembre. Ces achats de gaz de réseau à Dawn combinés
29 aux quantités provenant d'Empress et aux livraisons des clients en achat direct à Dawn
30 permettent de répondre à la demande de la clientèle, incluant les besoins d'injection aux
31 sites d'entreposage.

1 Volume de fourniture requis pour l'année 2017-2018

2 Pour l'année 2017-2018, le volume total de la fourniture de gaz naturel à acheter par
3 Gaz Métro est estimé à 2 088 10⁶m³. De cette quantité, 1 910 10⁶m³ sont attribués
4 spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle. La différence
5 est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la compagnie), la
6 variation nette des retraits et injections d'inventaires, ainsi que le gaz de compression²⁰
7 requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de Gaz Métro et pour injecter aux
8 sites d'entreposage.

9 Il est à noter qu'au volume total, mentionné ci-dessus, vient s'ajouter le volume contracté
10 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe
11 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2017-2018, le volume annuel
12 est estimé à 289 10⁶m³. La majorité de ce volume (98 %) sera livrée à Dawn. Les clients
13 livrant toujours à Empress sont progressivement transférés vers Dawn lors du
14 renouvellement de leur contrat. Le transfert devrait être complété en septembre 2018.

15 Prix du service de fourniture

16 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2017-2018 est
17 de 14,891 ¢/m³ (3,93 \$/GJ). La section 2.2 « Hypothèses énergétiques » du présent
18 document présente le détail de l'évaluation de ces prix.

19 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

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

7.1.2. Clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété

24 Les clients au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients
25 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de

²⁰ Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 4, page 3.

1 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,
2 s'approvisionne directement dans le territoire de Gaz Métro.

3 Pour l'année 2017-2018, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 497 10⁶m³,
4 dont 20 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients au service de gaz
5 d'appoint concurrence.

7.2. Transport

6 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans
7 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont
8 présentées à l'annexe 4, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre 2017 et au
9 1^{er} novembre de chacune des quatre années du plan d'approvisionnement. Les échéances
10 des différents contrats de transport ainsi que leurs modalités de renouvellement y sont
11 également indiquées.

12 La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de
13 transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro
14 peut être décomposé en plusieurs segments, incluant les contrats de transport par échange.

7.2.1. Services de transport du distributeur

15 La capacité additionnelle contractée auprès de TCPL, mais qui n'est pas encore en
16 service est confirmée par un « Precedent Agreement ». Cette capacité est intégrée à
17 l'annexe 4 avec une date visée du 1^{er} novembre 2017. Il en est de même pour la nouvelle
18 capacité contractée auprès de Union Gas.

19 Il est à noter que les capacités de transport FTLH totaliseront 2 243 10³m³/jour
20 (85 000 GJ/jour) à compter du 1^{er} novembre 2017, soit le niveau minimal convenu par
21 l'Entente entre TCPL et les trois distributeurs : Enbridge, Union Gas et Gaz Métro.

7.2.2. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

22 Pour l'année 2017-2018, 12 clients, incluant le client en biogaz, détiendront une capacité
23 journalière moyenne de 299 10³m³/jour. Le volume annuel total de la clientèle qui fournit
24 son service de transport s'élève à 109 10⁶m³.

25 L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan
26 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*

1 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font
2 en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

3 L'apport des livraisons des clients ayant leur propre service de transport aux outils
4 d'approvisionnement passe de 426 10³m³/jour à la Cause tarifaire 2017 à 322 10³m³/jour
5 à la Cause tarifaire 2018, représentant une baisse de la projection de 104 10³m³/jour.

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

7.2.3. Gaz d'appoint

9 Une demande de 20 10⁶m³ au service de gaz d'appoint concurrence est projetée à l'année
10 2017-2018, exception faite des mois de décembre à mars où aucun volume n'est projeté.
11 Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle a été
12 intégrée au plan d'approvisionnement. Toutefois, aucune capacité n'est contractée à cet
13 effet. Gaz Métro concrétisera l'achat de la capacité au besoin, lorsque les contrats de gaz
14 d'appoint seront réalisés en cours d'année.

7.2.4. Coûts de transport

15 Les différents tarifs payés à TCPL et à Union Gas pour l'utilisation du transport contracté
16 sur leur réseau sont présentés à l'annexe 4, page 2.

Gaz d'appoint concurrence

17 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence, en
18 provenance de Dawn, sont à un prix unitaire projeté de 0,758 ¢/m³, correspondant au prix
19 minimum d'achat par Gaz Métro, en fonction des prix fournis par trois tierces parties pour
20 ce type de contrat.
21

7.3. Équilibrage

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

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

7.3.1. Entreposage hors-franchise

5 À la phase 1 du présent dossier, Gaz Métro a déposé une demande d'approbation des
6 caractéristiques d'un contrat d'entreposage à compter du 1^{er} avril 2017²¹. Ce document
7 présentait l'analyse de ses besoins et la stratégie qu'elle proposait mettre en place pour
8 répondre à ses besoins. Ainsi, considérant les capacités d'injection que Gaz Métro aura
9 sous contrat au 1^{er} avril 2017, une capacité d'injection de 837 10³m³/jour a été identifiée
10 requise. Gaz Métro a proposé de procéder par appel d'offres. Dans sa décision
11 D-2017-014 du 10 février 2017, la Régie a accepté la proposition de Gaz Métro. À la suite
12 de la conclusion du contrat, Gaz Métro déposera, dans le cadre du présent dossier, les
13 analyses sous-tendant l'offre retenue.

14 Toutefois, au moment d'établir le plan d'approvisionnement pour l'évaluation des coûts de
15 transport et d'entreposage à la base de la fixation des tarifs de l'année 2017-2018, le
16 contrat retenu par l'appel d'offres n'était pas disponible. Ainsi, Gaz Métro a maintenu les
17 modalités du contrat LST 080, ainsi que le prix, pour les fins d'établissement du plan
18 d'approvisionnement 2018-2021. Ce contrat a donc été conservé à l'annexe 5 avec une
19 mention qu'il était en renouvellement.

20 En plus, du contrat LST 080 qui vient à échéance le 31 mars 2017, un autre contrat
21 (LST 081) de 116,8 10³m³ viendra à échéance le 31 mars 2018. Tout comme pour le
22 contrat LST 080, Gaz Métro a maintenu les modalités de ce contrat, ainsi que le prix, pour
23 les fins d'établissement du plan d'approvisionnement 2018-2021.

24 Puisque l'analyse des besoins d'entreposage a été récemment présentée à la Régie, en
25 Phase 1, et que le besoin de capacité d'injection totale pour répondre au besoin de
26 flexibilité opérationnelle a été établi à 2 582 10³m³/jour²² en fonction des données les plus
27 à jour, Gaz Métro propose comme stratégie de renouvellement du contrat LST 081 de

²¹ B-0014, Gaz Métro-3, Document 2.

²² B-0014, Gaz Métro-3, Document 2, Tableau 6.

1 procéder de façon similaire. Ainsi, selon les capacités d'injection qui seront sous contrat
2 au 1^{er} avril 2018 (LST067, LST 068 et nouveau contrat effectif au 1^{er} avril 2017), la
3 capacité d'injection à contracter au 1^{er} avril 2018 sera établie par différence de manière à
4 détenir une capacité totale d'injection de 2 582 10³m³/jour. Ici encore, Gaz Métro
5 procèdera par appel d'offres afin de faire bénéficier sa clientèle de la meilleure offre
6 « capacités d'entreposage, d'injection et de retrait » disponible sur le marché. Les
7 caractéristiques qui ont été présentées à la pièce B-0014, Gaz Métro-3, Document 2,
8 section 4, outre le niveau de la capacité d'injection, seraient exigées dans l'appel d'offres.

9 À cet effet, **Gaz Métro demande l'approbation à la Régie à l'égard des**
10 **caractéristiques du contrat qu'elle entend conclure suivant l'appel d'offres qu'elle**
11 **lancera pour remplacer le contrat LST 081 de façon à détenir une capacité totale**
12 **d'injection de 2 582 10³m³/jour.**

7.3.2. Coûts d'entreposage

13 Les tarifs de Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien,
14 sont présentés à l'annexe 5, page 2.

15 En ce qui a trait aux contrats d'entreposage auprès de Union Gas qui viennent à échéance
16 au 31 mars 2017 (LST-080) et 31 mars 2018 (LST-081) qui seront remplacés par de
17 nouveaux contrats, les prix n'étant pas connus au moment du dépôt du plan
18 d'approvisionnement, les prix actuels ont été utilisés pour évaluer les coûts à la Cause
19 tarifaire 2018.

8. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENT

20 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
21 quatre années du plan. La section 8.1 présente la structure d'approvisionnement requise pour la
22 première année du plan d'approvisionnement. Les autres sections présentent les structures
23 requis sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base, favorable et
24 défavorable.

8.1. Planification de l'année 2017-2018

8.1.1. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2018

Établissement du débit quotidien d'approvisionnement requis

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

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

Le détail de l'établissement de ces deux éléments est présenté à l'annexe 6.

Le tableau suivant présente les résultats et le débit quotidien d'approvisionnement requis pour l'année 2017-2018.

Tableau 26

	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	33 043
Débit quotidien hiver extrême	32 371
Maximum [demande pointe ; hiver extrême]	33 043

Outil de maintien de fiabilité

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

Pour l'année 2017-2018, une capacité d'entreposage de 1,3 Mm³ est réservée par le client GM GNL.

Cette capacité réservée ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de 5 749 10³m³/jour disponible à l'usine LSR au bénéfice de la daQ.

Considérant le fait que la capacité d'entreposage à l'usine LSR dédiée à la daQ est réduite, des capacités additionnelles de transport pourraient être requises afin de

1 maintenir la sécurité d’approvisionnement de la clientèle. Ces capacités additionnelles de
2 transport sont définies comme étant l’outil de maintien de fiabilité.

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

- 8 • les approvisionnements requis sous le scénario sans réservation de capacité
- 9 d’entreposage par le client GM GNL; et
- 10 • les approvisionnements requis sous le scénario avec réservation de capacité
- 11 d’entreposage par le client GM GNL

12 Le tableau suivant présente les résultats des deux scénarios.

Tableau 27

	Capacité d’entreposage réservée *	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10^6m^3	$10^3\text{m}^3/\text{jour}$	$10^3\text{m}^3/\text{jour}$	$10^3\text{m}^3/\text{jour}$
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2017-2018				
Demande continue en journée de pointe		33 043	33 043	
Besoins pour hiver extrême		32 329	32 371	
Outil d’approvisionnement requis	1,3	33 043	33 043	0

13 * : Pour facturation des coûts d’utilisation reliée à la fonction entreposage

14 Ainsi, aucun outil de maintien de fiabilité n’est requis pour l’année 2017-2018.

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

- 18 1. lorsque la daQ possède dans son plan d’approvisionnement un surplus de
- 19 capacité à l’usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au
- 20 client GM GNL au taux moyen de l’entreposage de l’usine afin d’optimiser
- 21 l’ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien n’est nécessaire dans ce
- 22 cas;

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

15 Considérant le fait qu’aucun outil de maintien de fiabilité n’est requis si le client GM GNL
16 réserve 1,3 Mm³ de capacité d’entreposage à l’usine LSR pour l’année 2018, le cas de
17 figure 1 s’applique. Ainsi, le client GM GNL se verra facturer au taux moyen les coûts
18 d’utilisation de l’usine LSR reliés à la fonction entreposage.

19 Outils d’approvisionnement pour répondre au besoin d’approvisionnement

20 Le Tableau 28 répertorie les différents outils d’approvisionnement disponibles, leur débit
21 journalier maximal respectif, ainsi que la capacité de transport excédentaire établie en
22 considérant le débit quotidien maximal de chaque outil. Cette capacité excédentaire
23 correspond aux ventes de transport *a priori*.

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

Tableau 28

Sources	$10^3\text{m}^3/\text{jour}$
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-GMIT)	0
Achats dans le territoire	19
Transport fourni par les clients	322
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 875
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	13 174
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 209
Saint-Flavien	1 531
Outil de maintien de fiabilité	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 791
Interruption de liquéfaction GM GNL	267
Sous-total approvisionnements	35 330
Achat / (Vente) de transport	-2 286
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	33 045

Note : À des fins d'illustration des débits journaliers maximum en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ 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 38,17 MJ/m³ s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10³m³/jour. Le facteur de conversion en gigajoule est de 38,17 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 45 804 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/m³. Ainsi, le débit contractuel de PdL présenté ci-dessus est de 1 209 10³m³/jour.

1 Dans sa décision D-2015-107, paragraphe 76, la Régie demandait à Gaz Métro de
2 présenter l'évaluation de la contribution de l'approvisionnement en gaz naturel
3 renouvelable à la ville de Saint-Hyacinthe aux approvisionnements pour répondre à la
4 demande continue en journée de pointe. Cet outil est présenté à l'item (« Achats dans le
5 territoire ») dans le Tableau 28.

6 Par ailleurs, Gaz Métro précisait qu'elle évaluerait la capacité d'injection en hiver avant de
7 décontracter un niveau équivalent de capacité de transport²³. Toutefois, considérant la
8 valeur de cet approvisionnement de 19 10³m³/jour, Gaz Métro l'a intégré aux
9 approvisionnements disponibles pour répondre à la demande continue en journée de
10 pointe. La considération de cet outil entraîne une augmentation des outils disponibles et
11 a pour effet de générer une vente de transport d'un niveau équivalent.

12 Stratégie d'approvisionnement retenue

13 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2018 s'élève à 33 045 10³m³/jour
14 alors que le débit des approvisionnements sous contrat est de 35 330 10³m³/jour. Un
15 excédent d'outils est observé et Gaz Métro a donc intégré au plan d'approvisionnement
16 2018 des ventes *a priori* d'une capacité totale de 2 286 10³m³/jour (86 600 GJ/jour) en
17 période d'hiver.

18 Pour la période du 1^{er} novembre 2017 au 31 mars 2018, Gaz Métro prévoit effectuer une
19 vente de capacités de transport de 2 286 10³m³/jour entre Parkway et GMIT EDA.

20 Pour compléter le tronçon entre Dawn et GMIT EDA, une vente de capacité de transport
21 entre Dawn et Parkway de 2 315 10³m³/jour est prévue, soit 101,3 % de la capacité mise
22 en vente entre Parkway et GMIT EDA afin de permettre l'acheminement du gaz de
23 compression à fournir au point de livraison Parkway.

24 L'analyse de rentabilité de cette stratégie d'approvisionnement est présentée à la
25 section 8.1.3.

²³ D-2015-107, paragraphe 74.

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

Tableau 29

	10 ³ m ³ /jour
Total approvisionnements avant vente	35 330
Vente de transport	-2 286
Total approvisionnements après vente	33 045
Journée de pointe 2018	33 043
Provision additionnelle	2
% du total des approvisionnements	0,01%

8.1.2. Demande et sources d'approvisionnement gazier

2 L'annexe 7 présente la planification mensuelle pour l'année 2018.

3 La demande totale s'élève à 3 341 10⁶m³ pour la période de l'hiver. L'approvisionnement
4 disponible pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 32510⁶m³,
5 incluant les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 16 10⁶m³ est requis
6 pour répondre à la demande d'hiver.

7 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 3 020 10⁶m³, incluant les besoins
8 d'injection aux sites d'entreposage.

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

8.1.3. 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 8 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 2018 (scénario 1)
17 et un scénario alternatif (scénario 2) :

1 1. Vente de capacité de transport entre Parkway et GMIT EDA de 2 286 10³m³/jour,
2 combinée à 2 315 10³m³/jour entre Dawn et Parkway, du 1^{er} novembre 2017 au 31
3 mars 2018.

4 2. Vente des capacités suivantes de transport du 1^{er} novembre 2017 au 31 mars 2018

- 5 • 2 192 10³m³/jour entre Dawn et GMIT EDA; et
- 6 • 94 10³m³/jour entre Parkway et GMIT EDA, combinée à 95 10³m³/jour entre
7 Dawn et Parkway.

8 Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement et des coûts
9 de ceux-ci sous chacun des scénarios.

10 Impact sur le plan d'approvisionnement

11 La première partie de l'annexe 8 (lignes 1 à 28) reprend les grandes lignes de
12 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils
13 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

14 Impact sur les coûts d'approvisionnement

15 La seconde partie de l'annexe 8 (lignes 29 à 44) présente une estimation des coûts de
16 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont
17 été utilisées :

- 18 • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document;
- 19 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à
20 la section 7; et
- 21 • une évaluation auprès de trois tierces parties, des prix de vente de capacités de
22 transport excédentaire.

23 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
24 coût de service de la Cause tarifaire 2018 qui inclut des éléments additionnels, tels que
25 l'amortissement de différents comptes de frais reportés, les mouvements de trésorerie et
26 les impôts. L'analyse fait également abstraction du prix des achats de fourniture entre les
27 différents services de fourniture de Gaz Métro et du client. Cette simplification n'a pas
28 d'impact sur le résultat de l'analyse puisque c'est la variation et non le niveau du coût
29 global qui est pertinent.

1 La variation des coûts d’approvisionnement entre les deux scénarios est de l’ordre de
2 0,3 M\$, soit 0,03 % des coûts totaux d’approvisionnement. Le scénario 1 considérant la
3 totalité des ventes sur le tronçon Parkway-GMIT EDA, combinée à une vente entre Dawn
4 et Parkway, engendre des coûts légèrement inférieurs. Gaz Métro a donc retenu ce
5 scénario pour le plan d’approvisionnement de l’année 2018.

8.1.4. Coefficient d’utilisation FTLH

6 Le coefficient d’utilisation du transport FTLH anticipé pour l’année 2017-2018 est
7 de 100 %.

8.1.5. Nombre maximum de jours d’interruption

8 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d’interruption pour
9 l’année 2017-2018. Ce tableau sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
10 distribution D₅ : Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*.

Tableau 30

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d’interruption	
Palier D ₅	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	67	20
5.6	10 000	30 000	68	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	73	30
5.9	300 000	et plus	80	30

8.2. Plan d’approvisionnement 2018-2021 – scénarios de base, favorable et défavorable

8.2.1. Fourniture de gaz naturel

11 Sur l’horizon du plan, Gaz Métro prévoit acheter d’importants volumes de gaz naturel à
12 Dawn (ligne 20 de l’annexe 9). Étant donné que Gaz Métro détient des capacités de
13 transport entre Empress et son territoire, elle effectuera également des achats à Empress
14 pour combler ces capacités. Jusqu’en septembre 2018, certains clients à prix fixe ayant
15 convenu des contrats de fourniture livrée à Empress au-delà du 1^{er} novembre 2016

1 effectueront leur livraison à ce point. Les livraisons de ces clients seront effectuées à
2 Dawn dès la terminaison de leur contrat de fourniture à Empress.

8.2.2. Transport

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

5 Aux lignes 34 à 53 de l'annexe 9, les débits quotidiens envisagés pour les segments de
6 transport qui composent le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période
7 concernée sont détaillés.

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

12 Considérant le fait que la demande projetée sur l'horizon du plan d'approvisionnement ne
13 pouvait prendre en compte la refonte du service interruptible puisque celle-ci est encore
14 à l'étude auprès de la Régie, l'impact sur les approvisionnements pour les années 2019
15 à 2021 a été considéré à la marge (ligne 48 de l'annexe 9). À la Cause tarifaire 2016, lors
16 de l'établissement des capacités à soumissionner auprès de TCPL pour une mise en
17 service au 1^{er} novembre 2018, Gaz Métro avait estimé que la refonte du service
18 interruptible représenterait un remplacement d'approvisionnement de 528 10³m³/jour.
19 Pour la présente cause tarifaire, Gaz Métro a donc utilisé cette valeur comme impact de
20 l'offre interruptible sur les outils d'approvisionnement.

21 Quant au besoin d'un outil de maintien de fiabilité à la suite de la réservation d'une
22 capacité d'entreposage par le client GM GNL, le tableau suivant présente la capacité
23 réservée pour l'horizon du plan d'approvisionnement, ainsi que l'impact sur les
24 approvisionnements gaziers. Tout comme pour l'année 2018, aucun outil de maintien de
25 fiabilité ne serait requis de la part du client GM GNL sur l'horizon du plan.

Tableau 31

(1)	Capacité d'entreposage réservée	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ⁶ m ³	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (3)
Année 2017-2018				
		33 043	33 043	
		32 329	32 371	
	1,3	33 043	33 043	0
Année 2018-2019				
		34 223	34 223	
		33 271	33 271	
	1,3	34 223	34 223	0
Année 2019-2020				
		34 236	34 236	
		33 177	33 177	
	1,3	34 236	34 236	0
Année 2020-2021				
		34 019	34 019	
		32 849	32 849	
	1,3	34 019	34 019	0

1 Les capacités excédentaires de transport sont indiquées à la ligne 52 de l'annexe 9. Aux
2 fins de présentation du plan d'approvisionnement, Gaz Métro a projeté des ventes de
3 capacité de transport entre Parkway et GMIT EDA, combinées à des ventes de capacité
4 de transport entre Dawn et Parkway, pour la période de novembre à mars

5 L'annexe 10 présente les plans d'approvisionnement des scénarios sans et avec
6 réservation de la capacité d'entreposage LSR par le client GM GNL sur l'horizon du plan.

8.2.3. Équilibrage

7 Gaz Métro a maintenu les capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
8 d'approvisionnement. Le détail des capacités d'entreposage sur l'horizon du plan
9 d'approvisionnement se retrouve à l'annexe 9, lignes 26 à 29. Comme mentionné à la
10 section 7.3.1, Gaz Métro a maintenu les modalités des contrats LST 080 et LST 081

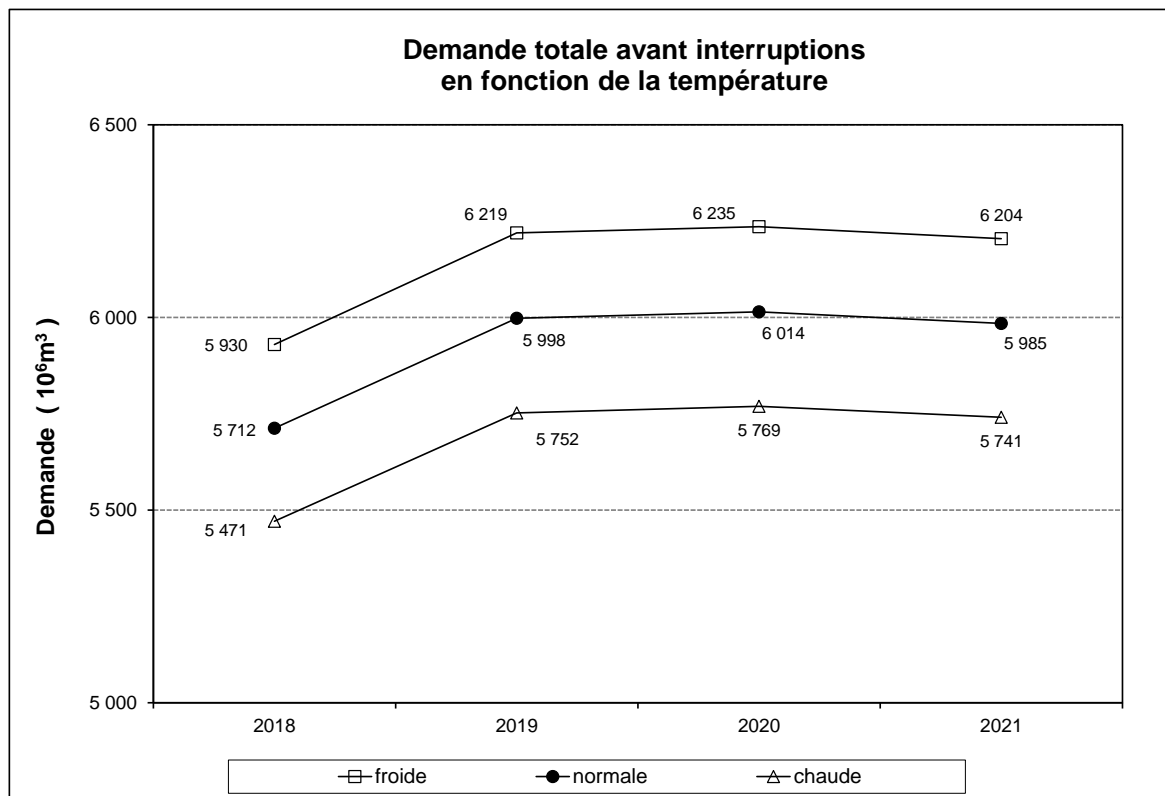
1 venant respectivement à échéance le 31 mars 2017 et le 31 mars 2018 pour les fins
2 d'établissement du plan d'approvisionnement 2018-2021.

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

8.2.4. Impact de la température

5 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l'écart annuel total
6 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis 30 ans et les
7 degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2018, évalués en base 13. Ces écarts sont
8 de -15,1 % pour une année chaude et +13,6 % pour une année froide. Les variations
9 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au
10 graphique suivant :

Graphique 23



11 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de
12 base pour les quatre années du plan sont présentés à l'annexe 11. La majorité des

1 variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des
2 interruptions et des achats à Dawn (GR et AD) résultant de la modulation de la demande.

8.2.5. Scénario favorable

3 L'annexe 12 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre ans dans le
4 cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario
5 favorable présenté à la section 5.2.

6 Pour les années 2018 et 2019, des ventes de capacité moins importantes que celles
7 projetées au scénario de base seraient à faire alors que des achats de capacité de
8 transport seraient requis pour les années 2020 et 2021 (ligne 52 de l'annexe 12). Les
9 ventes des capacités excédentaires pour les deux premières années, ainsi que l'ajout de
10 capacités pour les années 2020 et 2021 sont projetés entre Parkway et GMIT EDA,
11 combinés à du transport entre Dawn et Parkway, de novembre à mars.

8.2.6. Scénario défavorable

12 L'annexe 13 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales
13 de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.

14 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario défavorable
15 se mesure par une augmentation des capacités de transport excédentaires
16 comparativement au scénario de base. Des ventes de capacités de transport seraient
17 requises (ligne 52 de l'annexe 13), pour les quatre années. À des fins d'illustration, des
18 ventes de capacité de transport entre Parkway et GMIT EDA, combinées à des ventes de
19 capacité de transport entre Dawn et Parkway, de novembre à mars, ont été projetées.

8.3. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

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

1 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il devrait normalement être possible de trouver du
2 gaz de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le
3 marché peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au
4 moment de l'achat.

5 Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier
6 à faire défaut dans leur obligation de livraison.

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

9. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

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

9.1. Transactions opérationnelles

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

15 Vente a priori : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de
16 ne pas détenir d'approvisionnement excédentaire à celui requis pour
17 répondre à la demande continue en journée de pointe et à la demande
18 saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent être reliées au transport
19 FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement réalisées avant le début de
20 l'hiver.

21 Vente FTLH non utilisé : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant
22 d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins
23 d'injection aux sites d'entreposage répondus. De façon générale, Gaz Métro
24 attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le transport
25 excédentaire.

26 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
27 Cause tarifaire 2018 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

9.1.1. Vente de transport a priori

1 Selon les outils déjà contractés, des capacités excédentaires sont observées pour les
2 quatre années du plan d'approvisionnement. Pour l'année 2018, les ventes de transport
3 a priori suivantes sont projetées :

- 4 • Une capacité de 2 286 10³m³/jour entre Parkway et GMT EDA du 1^{er} novembre 2017
5 au 31 mars 2018. Cette vente est budgétisée au prix de 5,759 ¢/m³ (1,52 \$/GJ)
6 correspondant au minimum des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu de
7 vente de 19,9 M\$; et
- 8 • Une capacité de 2 315 10³m³/jour entre Dawn et Parkway du 1^{er} novembre 2017 au
9 31 mars 2018. Cette vente est budgétisée au prix de 0,303 ¢/m³ (0,08 \$/GJ)
10 correspondant au minimum des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu de
11 vente de 1,1 M\$.

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

9.1.2. Vente de transport FTLH non utilisé

14 Aucune vente de transport FTLH non utilisé n'est projetée sur l'horizon du plan
15 d'approvisionnement.

9.2. Transactions financières

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

20 Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et
21 dont les revenus générés sont fixes, sont intégrés à la cause tarifaire. Au moment du dépôt
22 de la Cause tarifaire 2018, aucune transaction financière n'était réalisée pour l'année
23 financière 2017-2018.

10. SUIVI DE LA DECISION D-2016-156 – OUTILS D'ÉVALUATION DE LA STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT

1 Dans la décision D-2016-156, la Régie demandait à Gaz Métro un suivi relatif aux outils
2 d'évaluation dont elle dispose pour évaluer les impacts des différentes transactions sur son
3 portefeuille de contrats de transport.

4 « [60] **La Régie demande à Gaz Métro de déposer, lors du prochain dossier**
5 **tarifaire, l'ensemble des outils d'évaluation dont il dispose pour évaluer les**
6 **impacts des différentes transactions sur son portefeuille de contrats de**
7 **transport dans le contexte où elle gère un portefeuille ayant des échéances**
8 **à long terme. En lien avec les outils d'évaluation mis à sa disposition, la**
9 **Régie s'attend à connaître les critères retenus par le Distributeur dans le**
10 **cadre de ses analyses. »**

11 Comme mentionné précédemment, l'objectif premier du plan d'approvisionnement est de
12 s'assurer que les approvisionnements soient suffisants tout en considérant leur impact sur la
13 fixation des tarifs afin que ceux-ci demeurent justes et raisonnables.

14 Ainsi, dans le cadre du développement de sa stratégie d'approvisionnement, Gaz Métro demeure
15 à l'affût de nouvelles opportunités qui s'offrent à elle et qui peuvent lui permettre de réduire les
16 coûts totaux d'approvisionnement, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

17 Pour cela, Gaz Métro procède à des analyses aussi bien quantitatives que qualitatives.

10.1. Analyse quantitative

18 Les analyses volumétriques et financières de différentes structures d'approvisionnement sont
19 réalisées avec l'outil de simulation du plan d'approvisionnement.

20 Cet outil de simulation consiste en un chiffrier Excel qui est développé de façon à :

- 21 1. évaluer les besoins d'approvisionnement pour répondre à la demande continue des
22 clients en journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services
23 continu et interruptible;
- 24 2. fixer les paramètres mensuels des capacités de transport à considérer sur le marché
25 primaire et secondaire, le cas échéant;
- 26 3. répartir la demande mensuelle projetée d'une année en demande quotidienne, selon
27 différents scénarios (demande de base, favorable et défavorable) et conditions
28 climatiques (normales, chaudes, froides);
- 29 4. établir l'utilisation quotidienne des différents outils d'approvisionnement, incluant la

- 1 gestion des sites d'entreposage;
- 2 5. définir les achats de gaz naturel requis pour répondre à la demande, incluant les
- 3 injections aux différents sites d'entreposage, ainsi que le gaz de compression requis
- 4 par les fournisseurs de transport et d'entreposage;
- 5 6. définir le niveau d'interruption de la clientèle interruptible.
- 6 7. estimer le coût total d'approvisionnement.

7 Ce chiffrer permet donc de simuler différentes structures d'approvisionnement et d'évaluer

8 les impacts sur les outils et les coûts d'approvisionnement. Les résultats de ces analyses

9 guident Gaz Métro dans l'établissement de sa stratégie d'approvisionnement.

10 Les tableaux présentés aux annexes 3 à 13 résument les principaux éléments qui découlent

11 de cet exercice.

12 Exemple d'analyses quantitatives

13 À titre d'exemple, le contrat d'échange entre Dawn et GMIT EDA de 711 10³m³/jour²⁴,

14 contracté sur le marché secondaire à compter du 1^{er} novembre 2017 remplace un contrat

15 de TCPL entre ces deux mêmes points.

16 Du point de vue volumétrique, cette transaction entraîne une baisse des achats de gaz

17 naturel à Dawn considérant qu'aucun volume de compression n'est exigé par le

18 fournisseur, contrairement au besoin qui aurait normalement été associé à ce tronçon

19 auprès de TCPL.

20 Du point de vue financier, la transaction résulte en une réduction des coûts totaux

21 d'approvisionnement et ce, pour la durée du contrat. Une telle transaction est donc à

22 l'avantage de la clientèle²⁵.

²⁴ Annexe 4, page 1, ligne 10.

²⁵ À la Cause tarifaire 2017, Gaz Métro a présenté l'analyse de cette transaction en réponse à une demande de renseignements de la Régie, R-3970-2016, B-0212, Gaz Métro-14, Document 1, réponse 11.

10.2. Analyse qualitative

1 Outre les analyses volumétriques et financières de différentes structures, réalisées avec le
2 chiffrier Excel, Gaz Métro porte également un jugement qualitatif sur les transactions à
3 concrétiser. En effet, Gaz Métro s'assure de détenir un portefeuille diversifié d'outils
4 d'approvisionnement en considérant les éléments ci-après :

- 5 • Échéanciers contractuels :

6 Gaz Métro s'assure de détenir des outils variés et, dans la mesure du possible,
7 échelonnés dans le temps. Ainsi, lorsque Gaz Métro envisage conclure, avec une tierce
8 partie, une transaction à plus long terme visant à remplacer des capacités sur le marché
9 primaire, elle s'assure de mettre en place des modalités contractuelles qui lui donneront
10 la latitude à la fin de ce contrat de le renouveler ou non. Dans cette dernière éventualité,
11 les modalités doivent permettre le remplacement du contrat par un autre contrat, sur le
12 marché primaire ou secondaire, qui maintiendra la sécurité d'approvisionnement de la
13 clientèle.

- 14 • Flexibilité opérationnelle :

15 Gaz Métro s'assure de détenir des outils variés et modulables en cours de journée afin de
16 lui permettre de répondre à son besoin de flexibilité opérationnelle. La modalité
17 contractuelle assurant la flexibilité opérationnelle est la présence des fenêtres de
18 nomination de chacun des outils (capacités de transport sur le marché primaire et
19 retrait/injection aux sites d'entreposage) en cours de journée.

20 Les approvisionnements découlant des transactions d'échange sur le marché secondaire
21 ne donnent aucune flexibilité opérationnelle en cours de journée. Ainsi, lorsque Gaz Métro
22 envisage conclure, avec une tierce partie, une transaction à plus long terme visant à
23 remplacer des capacités sur le marché primaire, elle s'assure de maintenir un niveau de
24 capacités sur le marché primaire suffisant pour répondre à ses besoins de flexibilité
25 opérationnelle.

1 Exemple d'analyses qualitatives

2 À titre d'exemple, le contrat d'échange entre Dawn et GMIT EDA de 711 10³m³/jour²⁶,
3 contracté sur le marché secondaire à compter du 1^{er} novembre 2017 remplace un contrat
4 de TCPL entre ces deux mêmes points. Cette transaction entraîne une réduction des
5 coûts d'approvisionnement et est donc à l'avantage de la clientèle.

6 Du point de vue qualitatif, le contrat a une échéance équivalente à celle du contrat
7 décontracté sur le marché primaire (31 octobre 2022). Il comporte de plus une modalité
8 contractuelle spécifique qui stipule qu'il y a une possibilité de prolongation avec un préavis
9 avant le 30 avril 2019, soit 42 mois avant la date d'échéance, ou à la suite d'une demande
10 de prolongation de contrat de TCPL.

11 En s'accordant un délai de 42 mois pour déclencher la renégociation du contrat
12 d'échange, Gaz Métro s'est gardé une porte ouverte afin de prendre la décision la plus
13 bénéfique pour la clientèle. Ainsi, si les conditions de renouvellement négociées sont plus
14 avantageuses que le marché primaire ou toute autre opportunité sur le marché
15 secondaire, Gaz Métro pourra renouveler le contrat. Sinon, elle pourra toujours demander
16 à TCPL de bâtir des capacités additionnelles en remplacement du contrat non renouvelé.

17 Dans ce dernier cas, Gaz Métro se retrouverait alors dans une situation financièrement
18 plus avantageuse qu'avant la signature de ce contrat. En effet, le contrat primaire qui a
19 été remplacé consistait en du transport FTSH entre Dawn et GMIT EDA. Gaz Métro
20 demanderait à TCPL des capacités de FTSH entre Parkway et GMIT EDA et, à
21 Union Gas, des capacités entre Dawn et Parkway. Selon les tarifs actuels, cette
22 combinaison de capacités serait alors plus avantageuse pour la clientèle que la situation
23 antérieure à la transaction avec la tierce partie.

24 Un élément qui pourrait sembler désavantageux est l'échéance des nouveaux contrats du
25 marché primaire qui seraient alors de 15 ans, comparativement à l'échéance qui aurait
26 été entre 2 et 5 ans, selon les modalités de TCPL si le contrat primaire avait été conservé.
27 Cette situation pourrait limiter Gaz Métro dans l'éventualité où elle devrait décontracter
28 des capacités auprès de TCPL ou Union Gas. Or, comme présenté au Tableau 25, plus
29 de 50 % des contrats ont une date d'échéance du 31 octobre 2022. Si Gaz Métro devait

²⁶ Annexe 4, page 1, ligne 10.

1 décontracter des capacités excédentaires, elle devrait être en mesure de le faire à partir
2 de ces contrats.

3 Par ailleurs, il est à noter qu'il serait également possible pour Gaz Métro de décontracter
4 des capacités de transport auprès des transporteurs dans le cadre d'appels d'offres de
5 retour de capacité (« Turn Back Open Season ») qui peuvent se présenter lorsque les
6 transporteurs envisagent la construction de nouvelles capacités.

7 En contractant le contrat d'échange entre Dawn et GMIT EDA de 711 10³m³/jour²⁷, sur le
8 marché secondaire à compter du 1^{er} novembre 2017, Gaz Métro s'est également assurée
9 de conserver des capacités de transport sur le marché primaire suffisantes pour répondre
10 à son besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée. Ces dernières représentent
11 près de 90 % des capacités totales de transport en amont de la franchise.

12 Ainsi, considérant le contexte dans lequel elle évolue, Gaz Métro s'assure d'établir sa structure
13 d'approvisionnement de façon sécuritaire, au moindre coût et prend également en compte des
14 éléments qualitatifs, dont la durée des contrats et la flexibilité contractuelle que de telles
15 transactions peuvent entraîner.

²⁷ Annexe 4, page 1, ligne 10.

CONCLUSION

1 Gaz Métro a présenté son plan d’approvisionnement, couvrant les années 2018 à 2021
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 2018-2021, Gaz Métro détient une structure d’approvisionnement
7 rapprochée de son territoire.

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

Gaz Métro demande à la Régie :

- 12 • **d’approuver son plan d’approvisionnement pour les années 2018-2021;**
- 13 • **d’approuver les caractéristiques du contrat qu’elle entend conclure suivant l’appel**
14 **d’offres qu’elle lancera pour remplacer le contrat LST 081 qui vient à échéance le**
15 **31 mars 2018, de façon à détenir une capacité totale d’injection de 2 582 10³m³/jour,**
16 **selon les modalités présentées à la section 7.3.1;**
- 17 • **de prendre acte du fait qu’aucun outil de maintien par le client GM GNL n’est nécessaire**
18 **pour l’année 2017-2018; et**
- 19 • **de prendre acte de ses réponses aux suivis requis par la décision D-2016-156 présentés**
20 **en introduction et à la section 10 du présent document.**

ANNEXES

- Annexe 1 : Prix régionaux
- Annexe 2 : Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu
- Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants - Fourniture de gaz naturel
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2017-2018
- Annexe 4 : Contrats d'approvisionnement existants – Transport
Tarifs de transport : TCPL et Union Gas
Ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 5 : Contrats d'approvisionnement existants – Entreposage
Tarifs d'entreposage : Union Gas et Intragaz et ratios projetés de gaz de compression
- Annexe 6 : Établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême
- Annexe 7 : Demande et sources d'approvisionnement gazier - Année 2017-2018
- Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2018 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2018-2021
- Annexe 10 : Plan d'approvisionnement 2018-2021 – Comparaison de scénarios sans ou avec réservation à l'usine LSR par le client GM GNL
- Annexe 11 : Plan d'approvisionnement 2018-2021 – Impact potentiel de température
- Annexe 12 : Plan d'approvisionnement 2018-2021 – Scénario favorable
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2018-2021 – Scénario défavorable
- Annexe 14 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles

PRIX RÉGIONAUX

1 Cette annexe présente, sous forme graphique, l'évolution historique et la valeur des « Futures »
2 des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel
3 dans le nord-est du continent. L'historique de prix porte sur la période janvier 2007 à novembre
4 2016 alors que la valeur des « Futures » porte sur la période décembre 2017 à janvier 2020.
5 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).

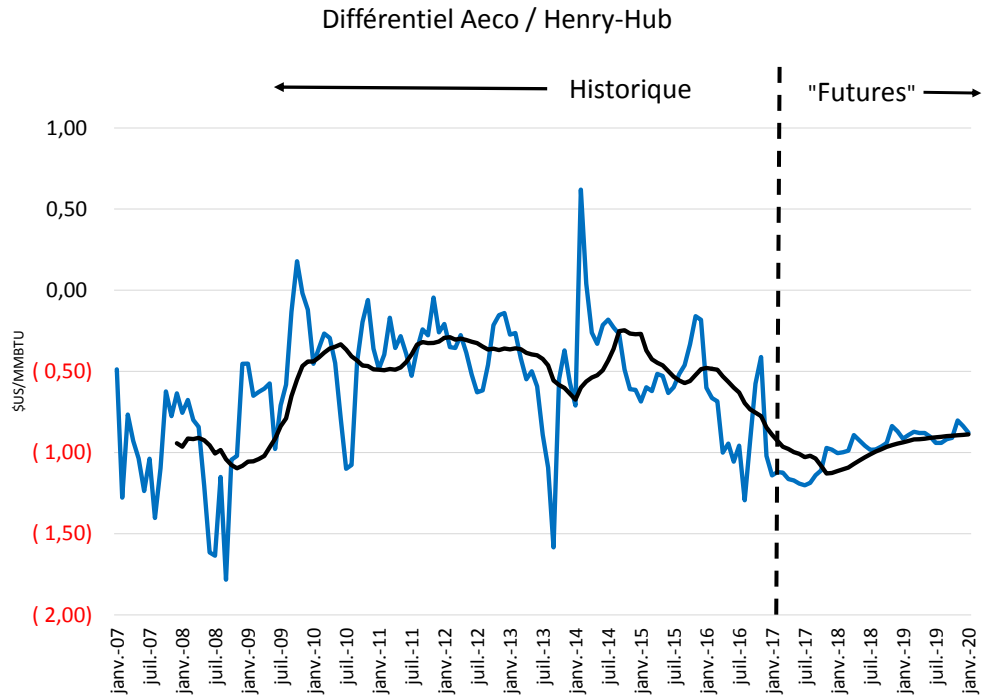
7 Les différentiels ont été calculés aux points identifiés sur la carte ci-dessous ainsi qu'à AECO.
8 La base de données a été fournie par une tierce partie¹.

9 Carte 1

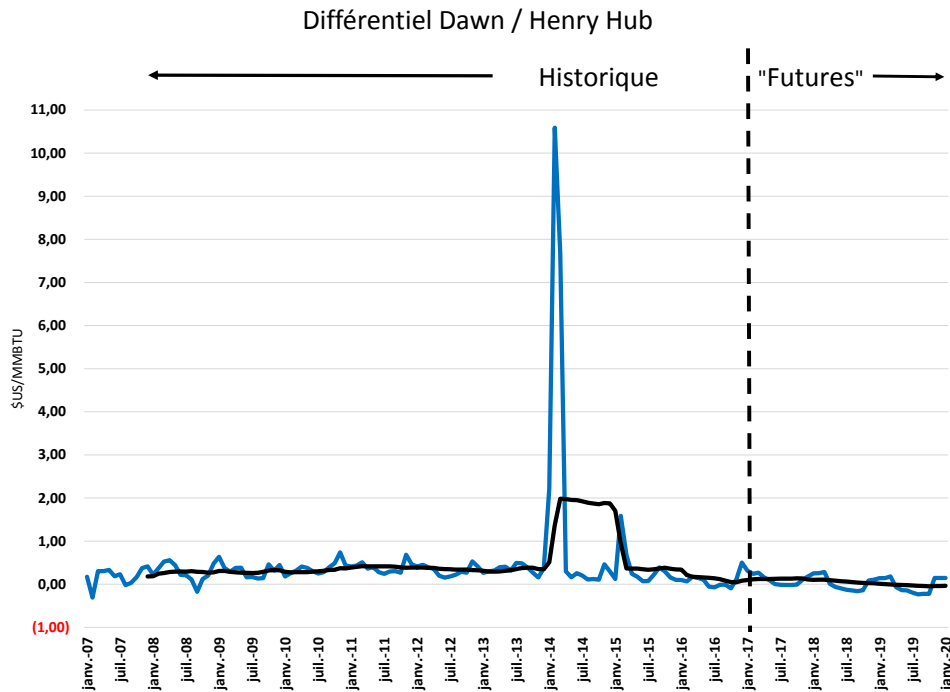


¹ Il est à noter que, par faute de liquidité, la tierce partie ne produit plus de prix « futures » pour Niagara et Transco z6 non- NY.

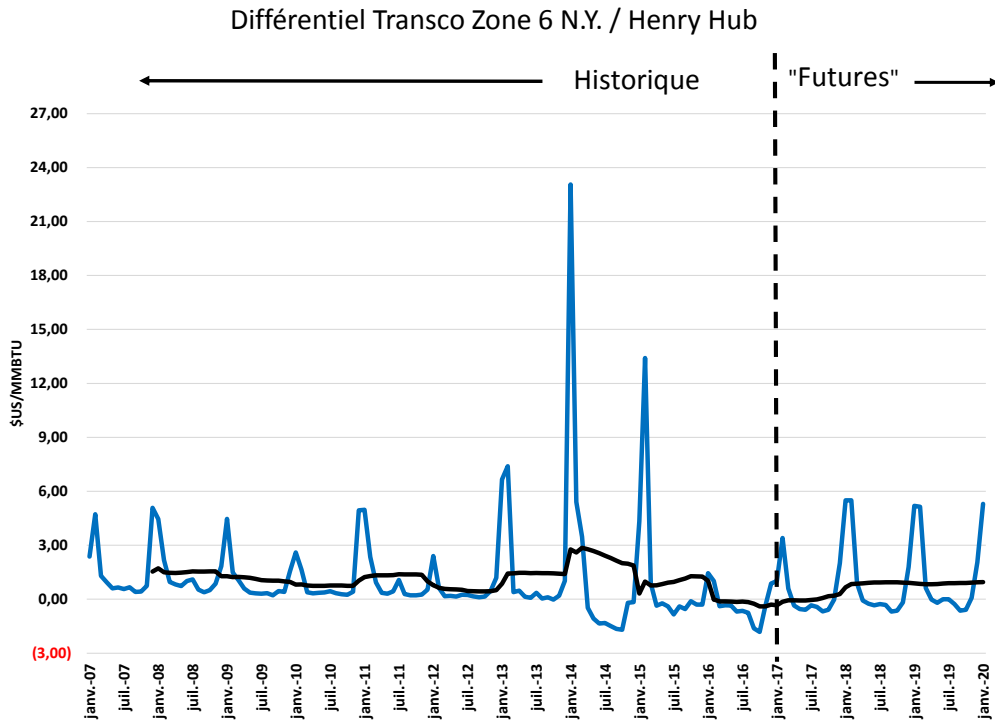
Graphique 1



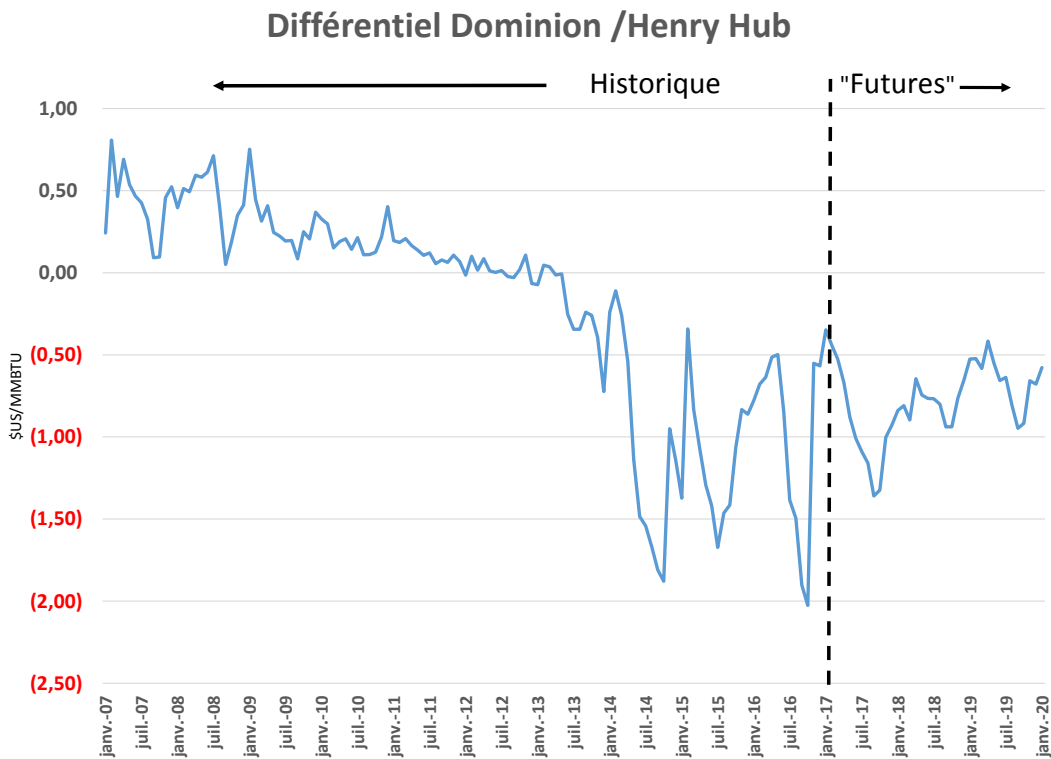
Graphique 2



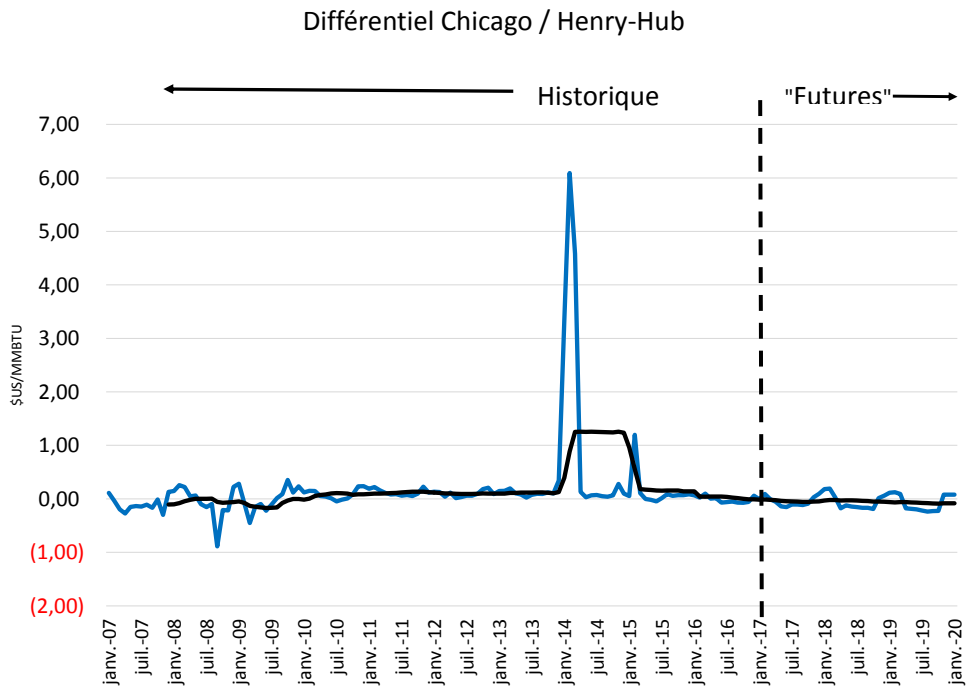
Graphique 3



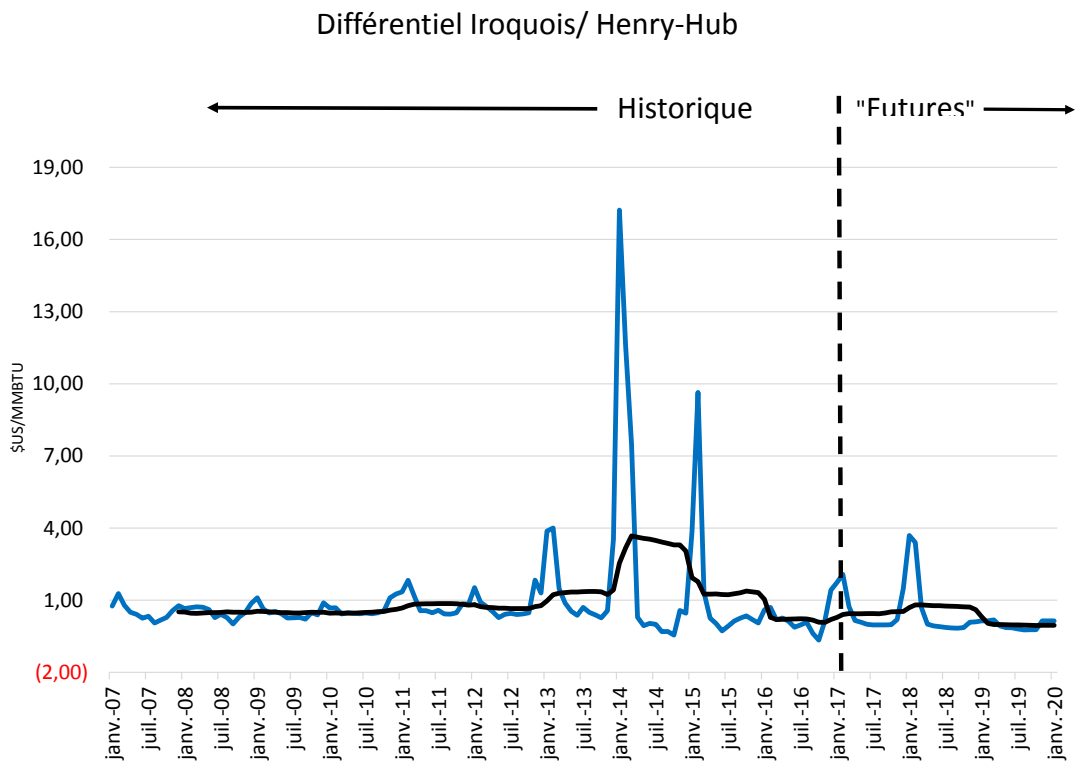
Graphique 4



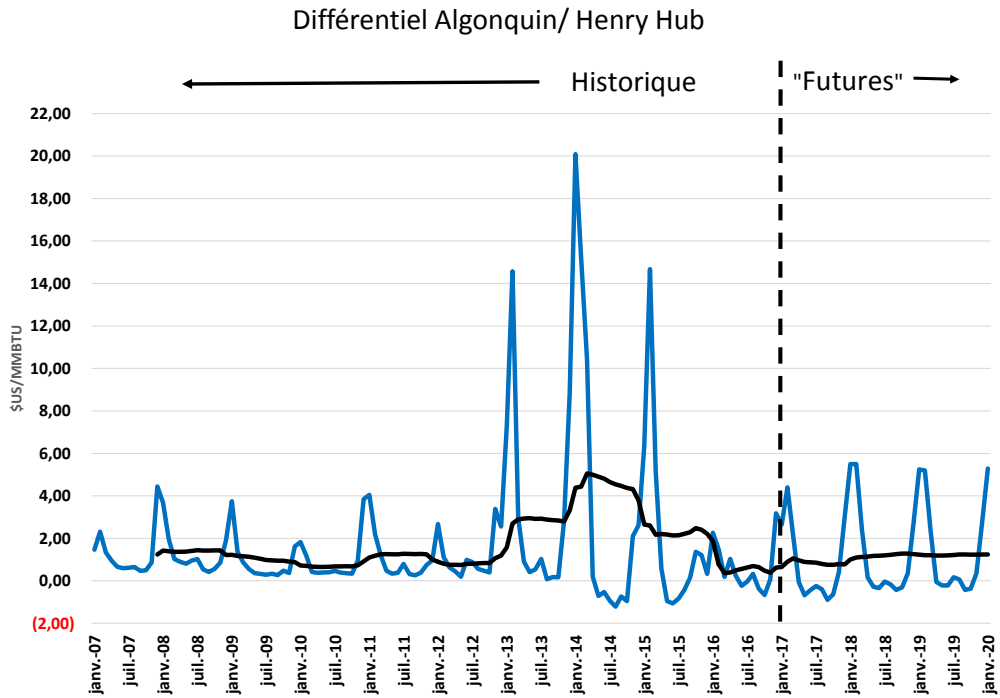
Graphique 5



Graphique 6



Graphique 7



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

T A B L E D E S M A T I È R E S

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU	3
1.1. Méthodologie du calcul des probabilités	3
1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2018 à 2021	5
1.3. Aperçu sur quatre ans	9

1. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

1.1. 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 2018-2021.

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 2016. L'écart de prévision est calculé comme la
11 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces
12 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause
13 tarifaire (prévision un an).

Tableau 1

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

	Année	Volume réel (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	Écart relatif (10 ⁶ m ³)
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	4 953,3	114,8	2,32%
25	2015	5 260,3	5 313,6	-53,2	-1,00%
26	2016	5 249,7	5 060,1	189,6	3,75%

1 À partir de cet échantillon de 26 données (Tableau 1), des probabilités de déviation du
 2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios
 3 extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des
 4 écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991 et non sur l'information et la
 5 connaissance du marché dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des
 6 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

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

11 **1.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2018 à 2021**

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

15 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
16 base pour 2018 à 2021, telles que présentées au Tableau 2. Les probabilités de réalisation
17 des scénarios favorables sont plus faibles que les probabilités présentées dans le cadre de
18 la Cause tarifaire 2017 (R-3970-2016, B-0176, Gaz Métro-2, Document 1). L'écart provient
19 principalement des volumes du scénario favorable qui sont en hausse relative en 2018 par
20 rapport à ceux présentés à la Cause tarifaire 2017. En augmentant les volumes du scénario
21 favorable, l'écart avec les volumes au scénario de base s'agrandit. Inversement, les
22 probabilités de réalisation des scénarios défavorables sont plus élevées que les probabilités
23 de réalisation présentées dans le cadre de la Cause tarifaire 2017. L'augmentation de ces
24 probabilités est attribuable au faible nombre de pertes de livraisons prévues dans le scénario
25 défavorable dans le présent dossier tarifaire.

Tableau 2

PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2017-2018	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	12,07%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	55,13%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	32,81%
5	2018-2019	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	15,92%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	80,64%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	3,44%
9	2019-2020	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	11,11%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	87,15%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,74%
13	2020-2021	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	8,29%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	90,71%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,00%

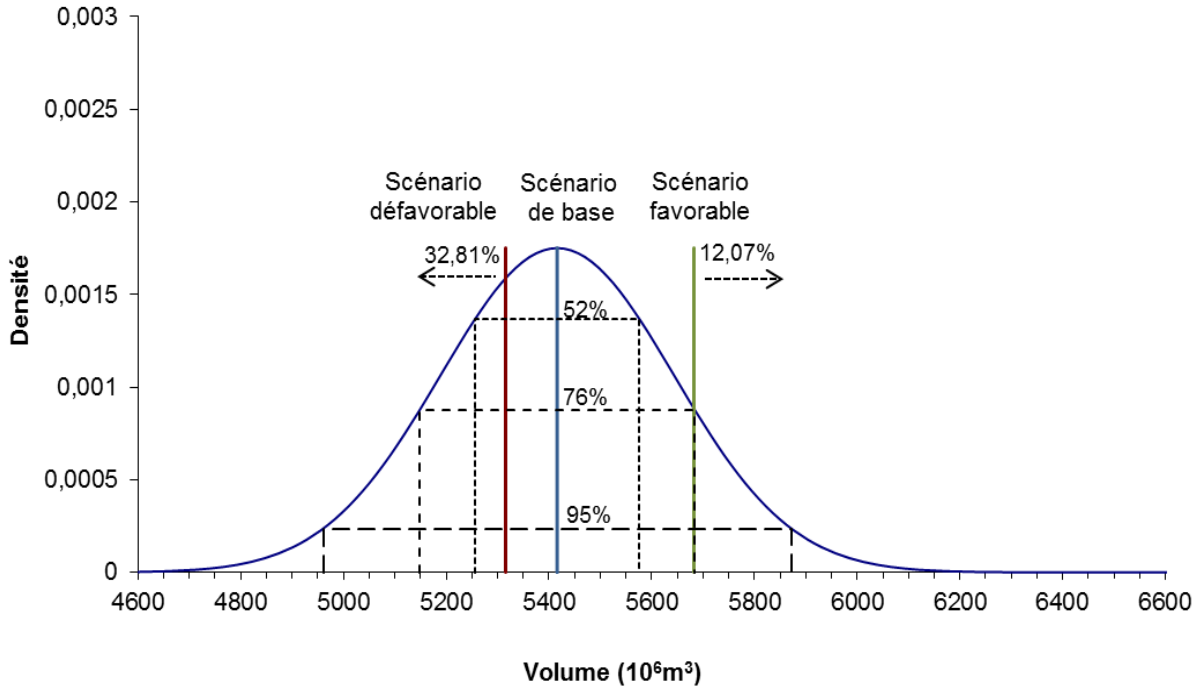
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume
 2 livré pour 2018 à 2021, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de se
 3 situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

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 2018, il y a une probabilité de 12,07 % que le
 13 volume prévisionnel soit plus élevé que le scénario favorable. Inversement, il y a une
 14 probabilité de 32,81 % que le volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario
 15 défavorable.

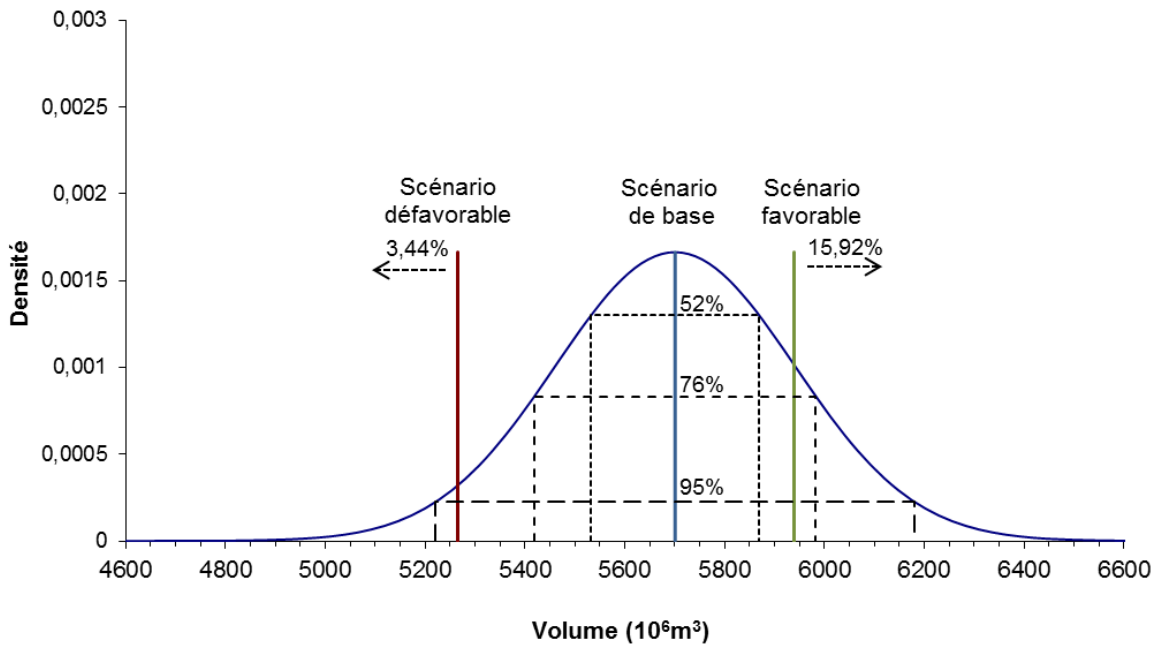
Graphique 1

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



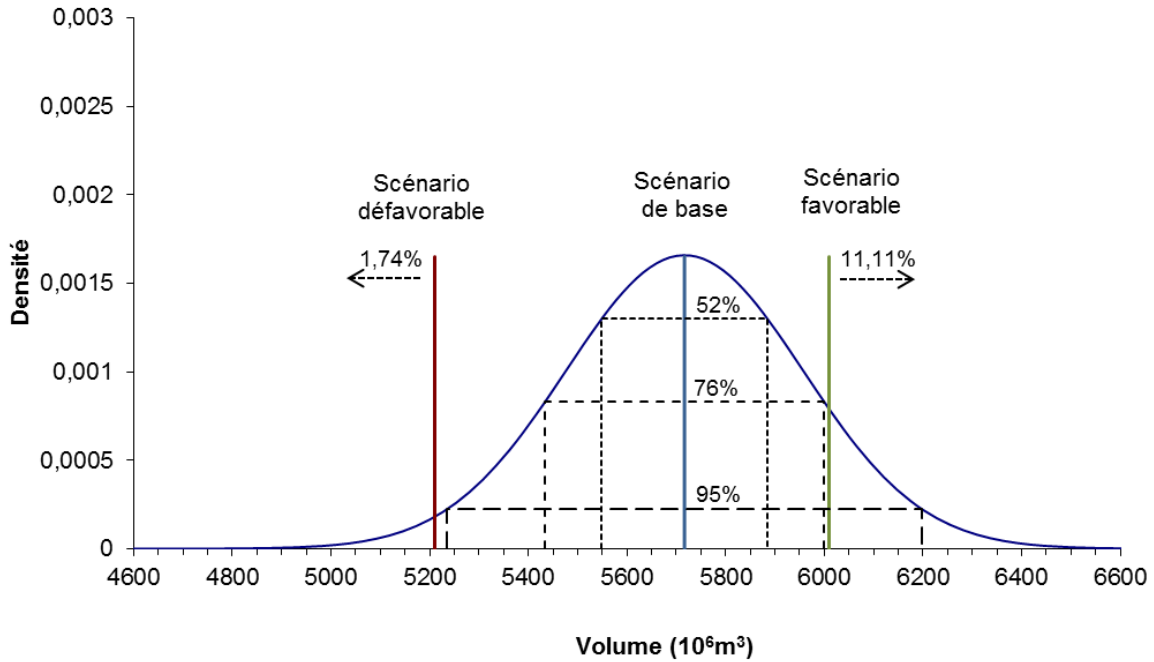
Graphique 2

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



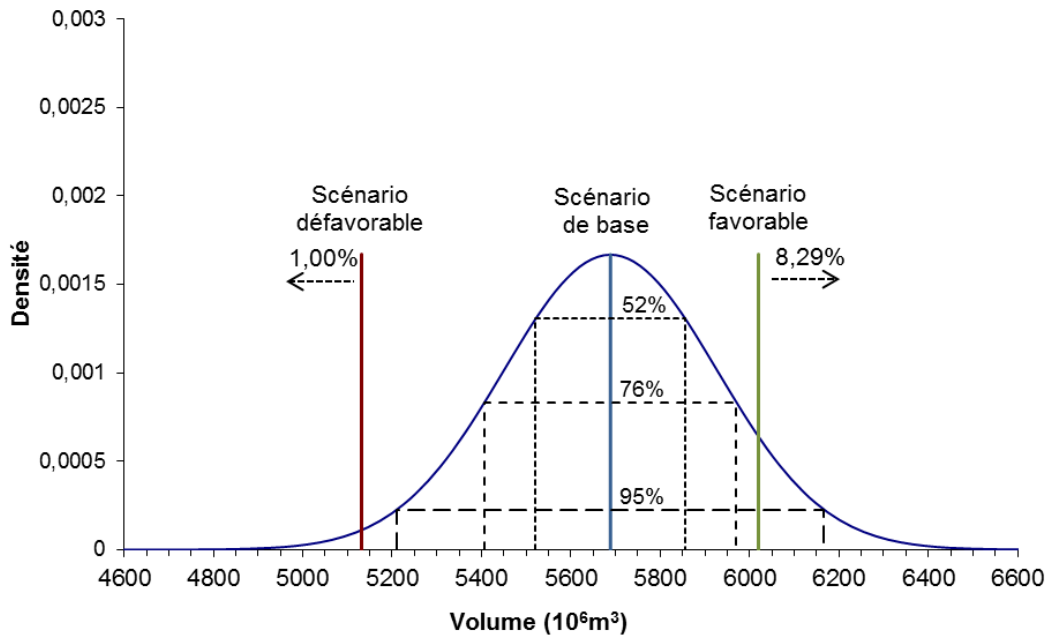
Graphique 3

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



Graphique 4

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2021 (service continu)

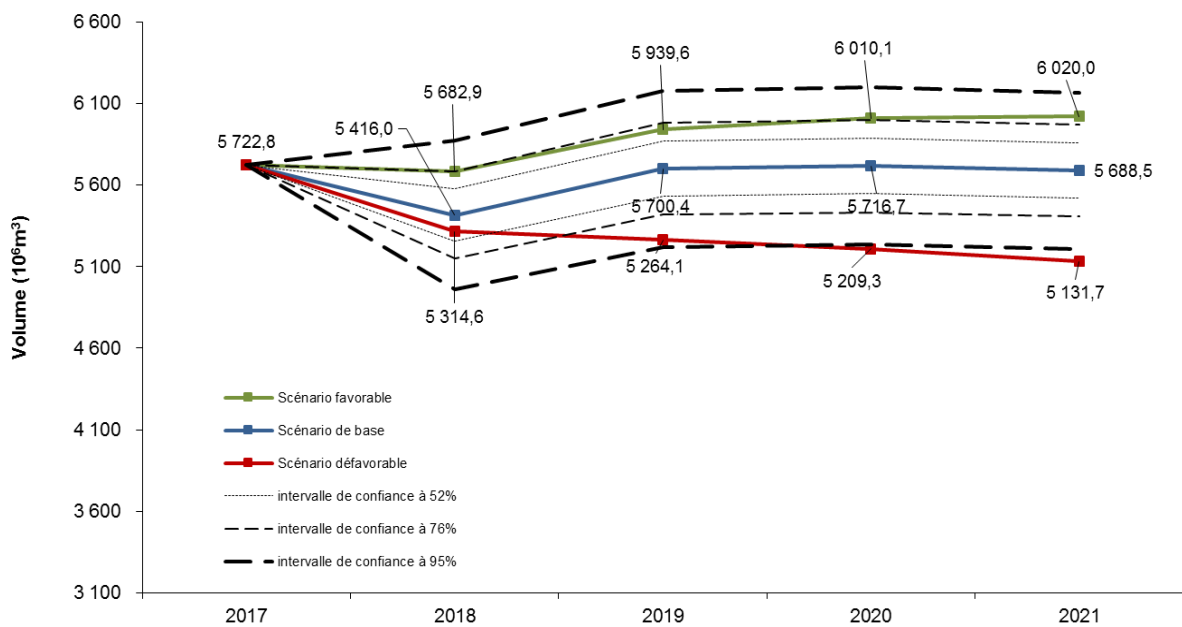


1.3. Aperçu sur quatre ans

1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2018 à 2021, 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 5

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



CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
FOURNITURE DE GAZ NATUREL

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ³ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé (10 ⁶ m ³)	Total visé 2018 (10 ⁶ m ³)
	(1)	(2)	(3)	Début (4)	Fin (5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1 2	Empress						0	0 0,0%	876
3 4	Dawn						0	0 0,0%	1 205
5 6	Territoire de Gaz Métro	2037-03-31	20	01-oct	30-sept	Dawn	7,2	7,2 100,0%	7,2
7 8	Volume total annuel (10⁶m³) :							7,2 0,35%	2 088

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2017-2018

	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 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	
oct-17	0	5	5	0	95	95	0,4	0,0	0,4	0	100	101	0,4%
nov-17	107	36	143	0	69	69	0,4	0,0	0,4	107	105	213	50,4%
déc-17	127	61	188	70	3	72	0,4	0,0	0,4	197	64	261	75,4%
janv-18	164	57	221	70	3	73	0,7	0,0	0,7	234	61	294	79,4%
févr-18	166	52	219	63	3	66	0,6	0,0	0,6	230	56	285	80,5%
mars-18	164	56	220	70	3	72	0,7	0,0	0,7	234	59	293	79,9%
avr-18	63	63	126	0	69	69	0,7	0,0	0,7	64	132	196	32,7%
mai-18	0	12	12	0	72	72	0,7	0,0	0,7	1	84	84	0,8%
juin-18	0	0	0	0	70	70	0,7	0,0	0,7	1	70	71	0,9%
juil-18	0	15	15	0	72	72	0,7	0,0	0,7	1	87	88	0,8%
août-18	0	27	27	0	73	73	0,7	0,0	0,7	1	100	101	0,7%
sept-18	0	30	30	0	71	71	0,7	0,0	0,7	1	101	102	0,6%
Total	791	415	1 205	271	604	876	7,2	0	7,2	1 069	1 019	2 088	
Prorata du total			57,7%			41,9%			0,3%	51,2%	48,8%		

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT**

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Échéance (3)	Débit total Année 2018 (10 ⁶ m ³ /an) (4)	Débit quotidien					Modalité contractuelle (10)	Note (11)	
				2017-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (5)	2017-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (6)	2018-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (7)	2019-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	2020-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (9)			
1	Empress-GMIT EDA	2022-10-31	724	2 581	1 927	1 927	1 927	1 927	1		
2		<i>Sous-total</i>	724	2 581	1 927	1 927	1 927	1 927			
3	Empress-GMIT NDA	2019-10-31	96	264	264	264	264	264	1		
4		2019-10-31	22	129	53	53	53	53	1		
5		<i>Sous-total</i>	118	393	317	317	317	317			
6	Dawn-GMIT EDA	2022-10-31	482	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1		
7		TCPL (FTSH)	2017-10-31	16	528				2		
8			2022-10-31	324	1 056	872	872	872	1		
9			<i>Sous-total</i>	822	2 903	2 192	2 192	2 192	2 192		
10	Tierce partie	2022-10-31	238	n/a	711	711	711	711	3		
11		2023-10-31	790	2 164	2 164	2 164	2 164	2 164	4	A	
12		<i>Sous-total</i>	1 027	2 164	2 875	2 875	2 875	2 875			
13	Parkway-GMIT EDA	2022-10-31	1 209	3 313	3 313	3 313	3 313	3 313	1		
14		TCPL (STS)	2022-10-31	247	676	676	676	676	1		
15			2022-10-31	433	1 188	1 188	1 188	1 188	1		
16			2022-10-31	193	528	528	528	528	1		
17			<i>Sous-total</i>	2 082	5 705	5 705	5 705	5 705	5 705		
18	TCPL (FTSH)	2022-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	1 715	1		
19		2031-10-31	2 304	6 312	6 312	6 312	6 312	6 312	1		
20		2031-10-31	376	1 029	1 029	1 029	1 029	1 029	1		
21		2031-10-31	188	515	515	515	515	515	1		
22		2031-10-31	819	2 243	2 243	2 243	2 243	2 243	1		
23		2032-10-31	319	n/a	955	955	955	955	1	B	
24		<i>Sous-total</i>	4 631	11 814	12 770	12 770	12 770	12 770	12 770		
25	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	2031-10-31	148	405	405	405	405	1		
26	Dawn-Parkway	Union (M12)	2019-03-31	504	1 381	1 381	1 381	1 381	5		
27			2019-03-31	221	605	605	605	605	5		
28			2019-03-31	855	2 342	2 342	2 342	2 342	5		
29			2019-10-31	337	924	924	924	924	5		
30			2027-10-31	626	1 715	1 715	1 715	1 715	5		
31			2019-10-31	202	555	555	555	555	5		
32			2025-10-31	2 483	6 803	6 803	6 803	6 803	5		
33			2031-10-31	381	1 043	1 043	1 043	1 043	5		
34			2031-10-31	190	521	521	521	521	5		
35			2031-10-31	825	2 261	2 261	2 261	2 261	5		
36			2032-10-31	323	n/a	968	968	968	968	5	C
37			<i>Sous-total</i>	6 948	18 151	19 118	19 118	19 118	19 118		
38	Parkway-Dawn	Union (C1)	2019-03-31	963	2 639	2 639	2 639	0	5		

MODALITÉ CONTRACTUELLE

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans
2. Pas de modalité de renouvellement
3. Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30/04/2019 ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL
4. Possibilité de prolongation d'un an avec préavis avant le 28/02/2023
5. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an

NOTE

- A. Capacité de 1 056 10³m³/jour livrée à Parkway du 1er avril au 31 octobre. Cette modalité prend fin le 31/10/2018 mais peut être prolongée annuellement avec un avis avant le 1er avril
- B. "Precedent agreement" avec TCPL, 955 10³m³/jour effectif au 1/11/2017
- C. "Precedent agreement" avec Union Gas, 968 10³m³/jour effectif au 1/11/2017

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS

TCPL

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 ^{er} janvier 2017		
				\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
1	FTLH Empress - GMIT EDA	Prime fixe	67,84747	2,231	8,452	Taux à CU 100%
2	FTLH Empress - GMIT NDA	Prime fixe	49,39185	1,624	6,153	Taux à CU 100%
3	FTSH Dawn - GMIT EDA	Prime fixe	26,75449	0,880	3,333	
4		Surcharge point de réception Union Dawr.	0,10724	0,004	0,013	
5		Total	26,86173	0,883	3,346	Taux à CU 100%
6	FTSH Parkway - GMIT EDA	Prime fixe	20,80672	0,684	2,592	Taux à CU 100%
7	FTSH Parkway - GMIT NDA	Prime fixe	17,19800	0,565	2,142	Taux à CU 100%
8	STS Parkway - GMIT EDA/NDA	Prime fixe	20,80672	0,684	2,592	Taux à CU 100%

UNION GAS

			\$/GJ/mois (1)	Au 1 ^{er} janvier 2017		
				\$/GJ (2)	¢/m ³ (3)	
9	M12 Dawn à Parkway	Prime fixe	3,402	0,112	0,424	Taux à CU 100%
		Prime variable		0,009	0,034	
10		Prime variable pour excédent		0,121	0,458	
11	C1 Parkway à Dawn	Prime fixe	0,837	0,028	0,104	Taux à CU 100%
		Prime variable		0,003	0,011	
12		Prime variable pour excédent		0,115	0,436	

RATIOS PROJÉTÉS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

		Projection 2018
1	FTLH Empress-GMIT EDA	4,87%
2	FTLH Empress-GMIT NDA	3,79%
3	FTLH Empress-Dawn	4,21%
4	FTSH Dawn-GMIT EDA	1,61%
5	FTSH Parkway-GMIT EDA	1,10%
6	FTSH Parkway-GMIT NDA	1,04%
7	STS Parway-GMIT EDA	1,33%

Union Gas

		Tarif M12	Tarif C1
		Dawn à Parkway	Parkway à Dawn
8	Octobre	0,734%	0,292%
9	Novembre	0,877%	0,156%
10	Décembre	0,989%	0,156%
11	Janvier	1,139%	0,156%
12	Février	1,082%	0,156%
13	Mars	1,011%	0,156%
14	Avril	0,856%	0,292%
15	Mai	0,608%	0,292%
16	Juin	0,505%	0,292%
17	Juillet	0,491%	0,292%
18	Août	0,390%	0,292%
19	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 ³ m ³) (4)	(5)	(10 ³ m ³ /jour) (6)	(7)	(10 ³ m ³ /jour) (8)
1 2	Union LST 081	31/03/2018	116 785		1 401 934		876 584
3 4	LST 067	31/03/2019	116 126		1 394 929		871 581
5 6	LST 068	31/03/2019	0	Note 1	1 394 929		871 581
7 8	LST 080	En renouvellement	116 126	Note 2	1 394 929		871 581
9	ASN 003	n/a	0	Note 3			
10 11		Total	349 037	> 87 259 < 87 259	5 582 3 721	> 261 778 < 261 778	3 489 2 326
12 13 14 15 16 17 18	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
19 20 21 22 23 24 25 26 27 28	Intragaz St-Flavien *	30/04/2023	120 000	entre ; et 2017-12-01 et 2017-12-22 2017-12-23 et 2018-01-01 2018-01-02 et 2018-01-30 2018-01-31 et 2018-02-13 2018-02-14 et 2018-02-20 2018-02-21 et 2018-02-27 2018-02-28 et 2018-03-06 2018-03-07 et 2018-03-27	1 200 0 1 520 1 200 1 050 940 800 635	entre ; et / # jours 2017-10-01 et 2017-10-19 / 18 2017-10-20 et 2017-11-08 / 18 2017-11-09 et 2018-04-24 / 167 2018-04-25 et 2018-05-03 / 8 2018-05-04 et 2018-05-31 / 26 2018-06-01 et 2018-06-28 / 26 2018-06-29 et 2018-07-17 / 16 2018-07-18 et 2018-08-10 / 22 2018-08-11 et 2018-09-07 / 26 2018-09-08 et 2018-09-27 / 18 2018-09-28 et 2018-09-30 / 3	440 406 0 910 834 780 720 681 623 572 440
29 30 31 32	LSR *	Capacité totale Capacité utile Activité réglementée Client GM GNL	58 591 56 600 55 300 1 300	n/a	5 749 en vaporisation	Liquéfaction brute Liquéfaction nette	352 300

* Pouvoir calorifique de 38,17 MJ/m³

NOTE

1. Contrat de capacité de retrait et injection uniquement
2. Contrat en renouvellement. Pour les fins d'évaluation du plan d'approvisionnement 2018-2021, le contrat a été supposé être renouvelé aux mêmes conditions
3. Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregate Storage Nomination Services - ASN"

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

<u>UNION GAS</u>		000 \$	\$/10³m³
Prime fixe sur la capacité contractuelle			
1	LST 081		22,734
2	LST 067 (note 1)	Valeur extrinsèque	5,684
3		Valeur variable ("U-Factor")	10,988
4	LST 068	792	
5	LST 080 (note 2)		21,976
6	ASN 003	0	
7	Prime variable (retrait et injection)		0,227
8	Prime variable (retrait et injection excédentaire)		1,553
Ratio de gaz de compression			
9	Retrait et injection	0,60%	
10	Retrait et injection excédentaire	1,03%	

Au 1^{er} septembre 2013

<u>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³
11	Prime de réservation	11,951	143,408
12	Prime de souscription	82,683	992,191
13	Cavalier tarifaire	\$/année -43 000	
14	Gaz de compression maximum	4,00%	
Ratios projetés de gaz de compression			
15	Retrait	3,50%	
16	Injection	0,20%	

Au 1^{er} septembre 2013

<u>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³
17	Prime de réservation	8,624	103,484
18	Prime variable - injection		1,685
19	Prime variable - retrait		0,281
20	Cavalier tarifaire	\$/année -255 800	
Ratios projetés de gaz de compression			
21	Retrait	0,80%	
22	Injection	1,60%	

Note 1 : Le prix est applicable du 1^{er} avril 2017 au 31 mars 2018.

Note 2 : Contrat en renouvellement. Pour les fins d'évaluation des coûts de 2018, le contrat a été supposé être renouvelé au même prix.

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 2018;
- 5 • l'évolution de la demande continue en journée de pointe entre la Cause tarifaire 2017 et
6 la Cause tarifaire 2018;
- 7 • le détail des calculs des facteurs d'ajustement appliqués sur les résultats de la régression
8 pour refléter l'année témoin selon l'année de référence ainsi que pour les trois années
9 précédant l'année témoin; et
- 10 • la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent
11 et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans
12 le calcul de la journée de pointe.

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

- 15 • le détail de l'établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême pour la
16 Cause tarifaire 2018;
- 17 • l'évolution des besoins en hiver extrême entre la Cause tarifaire 2017 et la Cause
18 tarifaire 2018.

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 2017-2018 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^{er} novembre 2015 au 31 mars 2016), 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 2017-2018, 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 2018. 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 6. la somme des volumes maximums des clients au service continu aux paliers 4.9 et
16 4.10 qui ne sont pas en combinaison tarifaire, observés et ajustés pour refléter la
17 projection à l'année témoin, est utilisée.

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

20 Le Tableau 1 ci-dessous présente l'évaluation de la demande continue pour les cinq journées
21 historiquement les plus froides depuis 30 ans en fonction des paramètres de la journée de
22 pointe. **La journée du 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe**
23 **historique des 30 dernières années, avec un volume projeté de 33 043 10³m³ pour**
24 **l'année financière 2017-2018.**

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	2014-01-02	1994-01-26
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 799,14					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	372,87	36,67	39,64	39,56	37,05	40,21
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	81,44	39,56	26,12	35,05	36,22	33,71
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	1,88	1 249,24	1 100,74	481,80	848,53	305,12
Volume projeté (10 ³ m ³)		33 043	32 775	32 311	32 159	32 111

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 2017 et la Cause tarifaire 2018

- 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 2017 et la Cause tarifaire 2018. L'explication
- 3 des écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la Cause
- 4 tarifaire 2018 et celle de la Cause tarifaire 2017 est également présentée.

Tableau 2

1 - Cause 2017					Commentaires	
					Décembre Janvier Février Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	483 426	565 141	513 109	453 996	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	92 829	94 740	85 685	93 744	
3	Clients 4,9 et 4,10	48 850	52 250	49 450	48 789	
4	Client biogaz en réseau dédié	2 754	3 023	2 730	3 080	
5	Autres	5 480	6 229	5 677	5 246	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie

6	Année de régression	2014-2015				Année utilisée à la Cause 2017
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	7 939	8 737	8 816	8 003	
9	DJ _t	375	375	375	375	
10	DJ _{t-1}	78	78	78	78	
11	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,70				
14	DJ _{t-1}	39,59				Paramètres utilisés à la Cause 2017 (historique 30 ans) réchauffés
15	DJ _t xDV _t	1 252,40				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	26 730	27 527	27 606	26 793	
16	Ajustement pour la demande 2017	1,008	1,008	1,008	1,008	
17	Pointe clients continus purs et Autres	26 938	27 742	27 821	27 002	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 123	3 123	3 123	3 123	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
20	Client biogaz en réseau dédié	89	98	98	99	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	268	268	268	268	
22	Journée de pointe = maximum	32 339	33 152	33 231	32 414	
2 - Cause 2017 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
26	DJ _t	367	367	367	367	
27	DJ _{t-1}	80	80	80	80	
28	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,70				
31	DJ _{t-1}	39,59				Paramètres utilisés à la Cause 2017 (historique 30 ans) réchauffés
32	DJ _t xDV _t	1 252,40				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	26 653	27 663	27 920	27 195	
34	Ajustement pour la demande 2017	1,006	1,006	1,006	1,006	
35	Pointe clients continus purs et Autres	26 817	27 834	28 092	27 362	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 123	3 123	3 123	3 123	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	89	98	98	99	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	268	268	268	268	
40	Journée de pointe = maximum	32 218	33 243	33 502	32 774	
41	Variation de la pointe vs Cause 2017				271	Impact de la régression 2015-2016 vs régression 2014-2015

Tableau 2 – suite

3- Cause 2017 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
42	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
44	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
45	DJ _t	367	367	367	367	
46	DJ _{t-1}	80	80	80	80	
47	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,67				
50	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018
51	DJ _t xDV _t	1 249,24				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	26 634	27 644	27 901	27 175	
53	Ajustement pour la demande 2017	1,006	1,006	1,006	1,006	
54	Pointe clients continus purs et Autres	26 798	27 814	28 072	27 342	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 123	3 123	3 123	3 123	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
57	Client biogaz en réseau dédié	89	98	98	99	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	268	268	268	268	
59	Journée de pointe = maximum	32 199	33 224	33 482	32 754	
60	Variation de la pointe vs Cause 2017			251		
4 - Cause 2018						
Demande normale projetée						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	477 975	571 751	511 080	471 362	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	89 802	90 036	83 034	89 481	
63	Clients 4,9 et 4,10	35 200	35 500	32 340	35 250	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 775	2 850	3 150	
65	Autres	4 604	5 319	4 807	4 531	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
3- Cause 2018 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
66	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
68	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
69	DJ _t	367	367	367	367	
70	DJ _{t-1}	80	80	80	80	
71	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,67				
74	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018
75	DJ _t xDV _t	1 249,24				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
76	Pointe selon formule de régression	26 634	27 644	27 901	27 175	
77	Ajustement pour la demande 2018	1,017	1,017	1,017	1,017	
78	Pointe clients continus purs et Autres	27 079	28 106	28 367	27 629	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
81	Besoin GM GNL	61	90	102	102	
82	Client biogaz en réseau dédié	267	267	267	267	Demande mois / # jours mois
83	Journée de pointe = maximum	31 714	32 769	33 043	32 305	
84	Variation de la pointe vs Cause 2017			-188		Impact de la variation de la pointe Cause 2018 vs Cause 2017
Sommaire des variations						
86	Impact du changement de l'année de regression			271		ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe			-20		ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande			-439		ligne 84 - ligne 60

1.3. Détail du calcul du facteur d'ajustement

1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la
3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2018, soit l'année 2015-2016, et les 3 années de
4 référence précédentes.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression			
	CT 2018 2015-2016 Chaude	2014-2015 Froide	2013-2014 Froide	2012-2013 Normale
Calcul du facteur d'ajustement				
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 369 670	2 365 315	2 273 300	2 184 417
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 409 280	2 409 280	2 409 280	2 409 280
3 Ajustement pour la demande 2018 (C=B/A)	1,0167	1,0186	1,0598	1,1029
<hr/>				
4 Demande pointe selon régression (D)	27 901	27 587	27 496	26 853
5 Demande pointe année témoin 2018 (E=DxC) (Clients visés par la régression)	28 367	28 100	29 141	29 617
6 <i>Comparaison vs 2015-2016</i>		-0,94%	2,73%	4,41%

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

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

Tableau 4

Élément	Paramètres de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 799,14		13 799
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	372,87	39	14 542
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	81,44	37	3 013
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,88	585	1 099
Volume projeté (10³m³)			32 454

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 durant 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 l'inventaire de ce site. Ainsi, afin d'assurer la sécurité
17 d'approvisionnement pour l'hiver extrême, des outils d'approvisionnement telles que des
18 capacités de transport fermes, sont nécessaires sur tout l'hiver pour ralentir l'effritement excessif
19 des inventaires de ces 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 continue¹;
- aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés observés au cours des 30 dernières années, évalués en base 13°C.

Le Tableau 5 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 5

Année	Volumes projetés 10 ³ m ³
2014-2015	1 427 387
2013-2014	1 424 444
1993-1994	1 389 848
2002-2003	1 356 987
1995-1996	1 345 157

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

¹ 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 2014-2015².

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 $3\,402\,10^6\text{m}^3$.

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 2018, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en**
25 **hiver extrême est de $32\,371\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.**

² 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 2017 et la Cause tarifaire 2018

- 1 Le Tableau 6 présente et explique la variation des besoins en hiver extrême entre la Cause
2 tarifaire 2018 et la Cause tarifaire 2017.

Tableau 6

Données de l'hiver extrême	Cause 2017	Cause 2018	
	Volume (1)	Volume (2)	var. vs 2017 (3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
Demande totale avant interruption (10⁶m³)			
2 Continue	3 291	3 232	-59
3 Interruptible volet A	97	98	1
4 Interruptible volet B	78	72	-6
5 Total	3 465	3 402	-63
Demande moyenne (10³m³/jour)			
6 Continue	21 795	21 407	-388
7 Interruptible volet A	641	648	7
8 Interruptible volet B	514	475	-38
9 Total	22 950	22 530	-420
Demande maximale (10³m³/jour)			
10 Continue	29 813	29 077	-736
12 Interruptible volet A	872	1 044	172
13 Interruptible volet B	812	738	-74
14 Total	31 497	30 859	-639
15 Besoins d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour)	33 016	32 371	-646

Note 1

Note

- 1 La baisse des besoins d'approvisionnement est expliquée par la baisse de la demande entre les deux années

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNÉE 2017-2018

	oct-17 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-17 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-17 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-18 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-18 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-18 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-18 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-18 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-18 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-18 (10 ⁶ m ³) (10)	août-18 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-18 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)	
DEMANDE																
1	Tarif D1	163	251	348	433	374	333	196	109	78	68	69	75	1 739	759	2 498
2	Tarif D3	17	19	21	20	22	22	20	20	18	16	16	18	104	125	229
3	Tarif D4	223	228	234	244	231	242	230	213	201	206	204	202	1 178	1 480	2 658
4	Total Continue	404	498	603	697	626	596	446	343	297	290	295	3 021	2 364	5 385	
5	Interruptible	23	25	32	36	35	28	21	17	13	14	15	16	157	120	276
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	2	2	3	2	14	17	31	
7	Gaz d'appoint concurrence	2	0	0	0	0	0	2	2	3	4	3	0	20	20	
8	Sous-Total Demande	432	527	637	736	665	627	472	365	316	309	312	3 192	2 527	5 712	
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	3	3	6	
10	Gaz perdu	3	3	4	5	4	4	3	2	2	2	2	20	16	35	
11	Compression - transport	11	10	15	17	18	13	9	7	7	7	7	74	56	130	
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	3	4	7	
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	Sous-total avant injections	446	541	658	760	689	645	485	375	325	319	326	3 292	2 599	5 891	
INVENTAIRES injections																
15	Union Gas	0	0	13	6	3	1	14	9	41	76	88	72	229	322	
16	LSR (DaQ) *	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	10	12	
17	Pointe-du-Lac *	2	0	0	5	8	1	0	0	0	0	0	14	2	16	
18	Saint-Flavien *	13	2	0	0	0	0	6	24	22	20	19	2	118	121	
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	Sous-total injections et échanges	16	13	14	10	10	2	19	33	63	96	89	49	422	471	
21	TOTAL DEMANDE	462	554	671	770	699	647	504	408	388	415	428	3 341	3 020	6 362	
APPROVISIONNEMENT																
22	FTLH Emp - GMIT - avant vente	92	67	70	70	63	70	67	70	67	70	67	339	503	841	
23	Transport par échange Emp - GMIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
24	Transport fourni par les clients	6	6	7	7	7	6	6	6	6	6	6	35	44	78	
25	Gaz d'appoint	2	0	0	0	0	2	2	3	4	4	3	0	20	20	
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
27	Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
28	Transports EMP-GMIT	100	74	77	77	70	77	76	78	77	79	80	374	566	940	
29	Achats dans le territoire	0,4	0,4	0,4	1	1	1	1	1	1	1	1	3	4	7	
30	Achats à Empress pour compression	4	3	4	4	4	3	2	3	3	3	4	17	23	40	
31	Achats à Dawn (GR)	5	143	188	221	219	220	126	12	0	15	27	991	214	1 205	
32	Livraisons à Dawn (AD)	312	293	302	308	281	314	296	312	305	314	302	1 498	2 154	3 652	
33	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	2	2	3	2	14	17	31	
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Sous-total transport	425	516	573	613	577	618	503	407	387	414	414	2 897	2 978	5 875	
INVENTAIRES retraits																
36	Union Gas	37	36	68	95	77	8	0	0	0	0	0	285	37	322	
37	LSR (DaQ) *	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	6	6	12	
38	Pointe-du-Lac *	0	0	1	7	7	1	0	0	0	0	0	16	0	16	
39	Saint-Flavien *	0	0	27	46	31	18	0	0	0	0	0	121	0	121	
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	Sous-total retraits et échanges	37	38	97	149	115	29	1	1	1	1	1	428	42	471	
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	462	554	670	763	692	647	504	408	388	415	428	3 325	3 020	6 346	
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-8	-7	0	0	0	0	0	0	-16	0	-16	

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,17 MJ/m³

DÉFINITION DES RUBRIQUES

1 **Demande**

2 L.1 à 4 *Continue* : Demande projetée pour la clientèle au service continu, présentée au
3 tableau 18 de la pièce Gaz Métro-6, Document 1, incluant la demande des clients
4 ayant leur propre service de transport mais excluant la demande du client desservi
5 en biogaz par un réseau dédié, et ce, par catégorie tarifaire.

6 L.5 *Interruptible* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous contrat
7 régulier, présentée au tableau 18 de la pièce Gaz Métro-6, Document 1.

8 L.6 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande projetée pour le client approvisionné en
9 biogaz par un réseau dédié.

10 L.7 *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-6, Document 1.

13 L.9 *Gaz de la compagnie et autres compressions* : Somme des volumes de gaz naturel
14 projetés par la compagnie dans ses installations incluant le gaz de compression
15 spécifique à ses installations.

16 L.10 *Gaz perdu* : Somme des volumes projetés de gaz naturel considérés comme gaz
17 perdu.

18 L.11 *Compression – transport* : Somme des volumes de gaz de compression requis pour
19 transporter le gaz sur les différents pipelines.

20 L.12 *Compression – entreposage* : Somme des volumes de gaz de compression requis
21 aux fins d'injection dans les sites d'entreposage.

22 L.13 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
23 financière : l'augmentation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts
24 positifs entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans
25 le territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Limited
26 Balancing Agreement - LBA ».

27 L.15 à 18 *Inventaires injections* : Volumes de gaz naturel injectés dans les sites d'entreposage.

1 L.19 *Échanges de gaz*: Quantités de gaz naturel livrées par Gaz Métro pour les
2 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et
3 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi
4 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.

5 **Approvisionnement**

6 L.22 *FTLH Emp – GMIT – avant vente*: Capacités de transport FTLH détenues par
7 Gaz Métro auprès de TCPL entre Empress et son territoire (GMIT EDA et
8 GMIT NDA).

9 L.23 *Transport par échange Emp – GMIT*: Capacités de transport entre Empress et le
10 territoire de Gaz Métro requises pour répondre aux besoins opérationnels et
11 contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange géographique.

12 L.24 *Transport fourni par les clients*: Projection des capacités de transport fournies au
13 cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport
14 de Gaz Métro.

15 L.25 *Gaz d'appoint*: Capacités de transport contractées par Gaz Métro pour répondre à la
16 demande de gaz d'appoint concurrence. Les capacités de gaz d'appoint pour éviter
17 une journée d'interruption contractées au cours de l'année financière sont également
18 considérées.

19 L.26 *FTLH non utilisé*: Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours
20 de l'année financière.

21 L.27 *Cessions / ventes de transport FTLH*: Excédents de capacité de transport FTLH
22 effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année
23 financière.

24 L.29 *Achats dans le territoire*: Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro
25 directement dans son territoire.

26 L.30 *Achats à Empress pour compression*: Achats de fourniture de gaz naturel par
27 Gaz Métro à Empress pour le gaz de compression requis par TCPL pour les capacités
28 de transport entre Empress et le territoire de Gaz Métro.

29 L.31 *Achats à Dawn (GR)*: Achats projetés de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro à
30 Dawn.

- 1 L.32 *Livraisons à Dawn (AD)* : Livraisons projetées de fourniture de gaz naturel par les
2 clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété ou par les clients
3 ayant convenu d'une entente à prix fixe avec un fournisseur.
- 4 L.33 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié
5 relié directement au client.
- 6 L.34 *Écart de mesurage* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
7 financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs
8 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le
9 territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load Balancing
10 Agreement - LBA ».
- 11 L.36 à 39 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 12 L.40 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Gaz Métro pour les
13 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et
14 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi
15 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.
- 16 L.43 *Interruptions brutes* : Niveau des interruptions appliquées à l'année financière.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018

STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	Cause tarifaire Vente SH-Parkway 2 286 10³m³/jour	Ventes SH-Dawn 2 192 10³m³/jour et SH-Parkway 94 10³m³/jour	Variation
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 385	0
2	Interruptible	276	0
3	Gaz d'appoint	20	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5712</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-16	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	41	0
8	Compression (transport et entreposage)	137	-2
9	Écart de mesurage	0	0
10	TOTAL DEMANDE	5 875	-2
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	841	0
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0
14	Transport fourni par les clients	78	0
15	Transport gaz d'appoint	20	0
16	FTLH non utilisé	0	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>940</i>	<i>0</i>
18	Achats dans le territoire	7	0
19	Achat à Empress pour compression	40	0
20	Achats à Dawn (GR)	1 205	-2
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 652	0
22	Biogaz	31	0
23	Écart de mesurage	0	0
24	Retraits - injections	0	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 875	-2
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
26	Journée de pointe - continue	33 043	0
27	Total appro. après vente	32 371	0
28	Provision additionnelle	33 043	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	76 618	0
31	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	171 987	1 081
32	STS	54 894	0
33	M12 / C1	35 127	-1 564
34	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
Fonctionnalisation des achats de Fourniture sur			
35	Transport	-30 129	4
36	Crédit de compression	31	0
37	Crédit/(Frais) de livraison	-205	0
38	<i>Total - coûts de transport</i>	<i>308 322</i>	<i>-478</i>
39	Coûts d'entreposage	33 636	1
40	Sous-total transport et équilibrage	341 958	-477
41	Fourniture	849 050	131
42	Maintien des inventaires	3 386	0
43	TOTAL DES COÛTS	1 194 395	-347
44	Variation en %		-0,03%

Note : Pour compléter le tronçon Dawn-EDA, des ventes de M12 sont également considérées avec les ventes de SH-Parkway

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021

	<i>Hiver</i>	<i>2018</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2019</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2020</i>	<i>Total</i>	<i>Hiver</i>	<i>2021</i>	<i>Total</i>	
	(1)	Été (2)	(3)	(4)	Été (5)	(6)	(7)	Été (8)	(9)	(10)	Été (11)	(12)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>													
1	Continue	3 021	2 364	5 385	3 141	2 529	5 670	3 158	2 528	5 686	3 125	2 533	5 658
2	Interruptible	157	120	276	159	124	284	160	124	284	158	124	282
3	Gaz d'appoint	0	20	20	0	14	14	0	14	14	0	14	14
4	Client biogaz en réseau dédié	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31
5	<i>Sous-total</i>	<i>3 192</i>	<i>2 521</i>	<i>5 712</i>	<i>3 314</i>	<i>2 684</i>	<i>5 998</i>	<i>3 331</i>	<i>2 683</i>	<i>6 014</i>	<i>3 297</i>	<i>2 688</i>	<i>5 985</i>
6	Interruptions	-16	0	-16	-19	0	-19	-19	0	-19	-21	0	-21
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	23	18	41	24	19	43	24	19	43	24	19	43
8	Compression (transport et entreposage)	77	60	137	80	59	140	81	59	140	80	59	139
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	3 276	2 599	5 875	3 399	2 763	6 162	3 417	2 761	6 179	3 380	2 766	6 146
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>													
11	Transport												
12	FTLH (primaire & secondaire)	339	503	841	339	480	819	341	480	821	339	480	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	35	44	78	35	44	78	35	44	79	35	44	78
15	Transport gaz d'appoint	0	20	20	0	14	14	0	14	14	0	14	14
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	<i>374</i>	<i>566</i>	<i>940</i>	<i>374</i>	<i>537</i>	<i>911</i>	<i>376</i>	<i>537</i>	<i>914</i>	<i>374</i>	<i>537</i>	<i>911</i>
18	Achats dans le territoire	3	4	7	4	6	10	5	7	13	5	8	13
19	Achat à Empress pour compression	17	23	40	17	21	39	17	21	39	17	21	39
20	Achats à Dawn (GR)	991	214	1 205	983	227	1 210	987	208	1 195	958	219	1 176
21	Livraisons à Dawn (AD)	1 498	2 154	3 652	1 627	2 335	3 961	1 638	2 350	3 988	1 633	2 343	3 976
22	Biogaz	14	17	31	14	17	31	14	17	31	14	17	31
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Retraits - injections	379	-379	0	381	-381	0	380	-380	0	379	-379	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 276	2 599	5 875	3 399	2 763	6 162	3 417	2 761	6 179	3 380	2 766	6 146

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021

	2018		2019		2020		2021		
	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(106m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	
ENTREPOSAGE (Capacité)									
26	LSR (daQ)	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3
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	TOTAL	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	
31	Journée de pointe - continue	1 252	33 043	1 297	34 223	1 297	34 236	1 289	34 019
32	Besoins hiver extrême	1 227	32 371	1 261	33 271	1 257	33 177	1 245	32 849
33	Maximum	1 252	33 043	1 297	34 223	1 297	34 236	1 289	34 019
Approvisionnement									
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	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	1	19	1	27	1	34	1	36
37	Transport clients & biogaz	12	322	12	322	12	322	12	322
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	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	1 209	46	1 209	46	1 209	46	1 209
43	Saint-Flavien *	58	1 531	58	1 531	58	1 531	58	1 531
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	219	5 791	219	5 791	219	5 791	219	5 791
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	267	10	267	10	267	10	267
47	Sous-total approvisionnements	1 339	35 330	1 339	35 338	1 339	35 345	1 339	35 347
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 339	35 330	1 359	35 866	1 359	35 873	1 359	35 875
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	87	2 288	62	1 643	62	1 637	70	1 856
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	6,5%	6,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	5,2%	5,2%
52	Achat / (vente) de transport a priori	-87	-2 286	-62	-1 642	-62	-1 636	-70	-1 855
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 252	33 045	1 297	34 225	1 297	34 237	1 289	34 019
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	1	0	1	0	0
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 2018 est 38,17

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
COMPARAISON DE SCÉNARIOS SANS OU AVEC RÉSERVATION À L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL

	Scénario sans réservation à LSR				Scénario avec réservation à LSR				Variation			
	2018 (10 ⁶ m ³) (1)	2019 (10 ⁶ m ³) (2)	2020 (10 ⁶ m ³) (3)	2021 (10 ⁶ m ³) (4)	2018 (10 ⁶ m ³) (5)	2019 (10 ⁶ m ³) (6)	2020 (10 ⁶ m ³) (7)	2021 (10 ⁶ m ³) (8)	2018 (10 ⁶ m ³) (9)	2019 (10 ⁶ m ³) (10)	2020 (10 ⁶ m ³) (11)	2021 (10 ⁶ m ³) (12)
DEMANDE												
1 Continue	5 385	5 670	5 686	5 658	5 385	5 670	5 686	5 658	0	0	0	0
2 Interruptible	276	284	284	282	276	284	284	282	0	0	0	0
3 Client biogaz en réseau dédié	31	31	31	31	31	31	31	31	0	0	0	0
4 Gaz d'appoint concurrence	20	14	14	14	20	14	14	14	0	0	0	0
5 <i>Sous-Total Demande</i>	5 712	5 998	6 014	5 985	5 712	5 998	6 014	5 985	0	0	0	0
6 Gaz perdu et usage de la compagnie	41	43	43	43	41	43	43	43	0	0	0	0
7 Compression (transport et entreposage)	137	140	140	139	137	140	140	139	0	0	0	0
8 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	5 891	6 181	6 197	6 166	5 891	6 181	6 197	6 166	0	0	0	0
INVENTAIRES INJECTIONS												
10 Union Gas	322	322	321	321	322	322	321	321	0	0	0	0
11 LSR (DaQ)	12	14	13	12	12	14	13	12	0	0	0	0
12 Pointe-du-Lac	16	18	17	17	16	18	17	17	0	0	0	0
13 Saint-Flavien	121	121	121	121	121	121	121	121	0	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	471	475	473	471	471	475	473	471	0	0	0	0
15 TOTAL DE LA DEMANDE	6 362	6 655	6 670	6 638	6 362	6 655	6 670	6 638	0	0	0	0
APPROVISIONNEMENT												
16 FTLH Empress - GMIT	841	819	821	819	841	819	821	819	0	0	0	0
17 Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Transport fourni par les clients	78	78	79	78	78	78	79	78	0	0	0	0
19 Gaz d'appoint	20	14	14	14	20	14	14	14	0	0	0	0
20 FT non utilisé	0	0	0	0	0	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>	940	911	914	911	940	911	914	911	0	0	0	0
23 Achats dans le territoire	7	10	13	13	7	10	13	13	0	0	0	0
24 Achats à Empress pour compression	40	39	39	39	40	39	39	39	0	0	0	0
25 Achats à Dawn (GR)	1 205	1 210	1 195	1 176	1 205	1 210	1 195	1 176	0	0	0	0
26 Livraisons à Dawn (AD)	3 652	3 961	3 988	3 976	3 652	3 961	3 988	3 976	0	0	0	0
27 Biogaz	31	31	31	31	31	31	31	31	0	0	0	0
28 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29 SOUS-TOTAL TRANSPORT	5 875	6 162	6 178	6 146	5 875	6 162	6 178	6 146	0	0	0	0
INVENTAIRES RETRAITS												
30 Union gas	322	322	321	321	322	322	321	321	0	0	0	0
31 LSR (DaQ)	12	14	13	12	12	14	13	12	0	0	0	0
32 Pointe-du-Lac	16	18	17	17	16	18	17	17	0	0	0	0
33 Saint-Flavien	121	121	121	121	121	121	121	121	0	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	471	475	473	471	471	475	473	471	0	0	0	0
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 346	6 637	6 651	6 617	6 346	6 637	6 651	6 617	0	0	0	0
36 INTERRUPTIONS BRUTES	-16	-19	-19	-21	-16	-19	-19	-21	0	0	0	0
NIVEAU D'INVENTAIRE DAQ AU 31 MARS - HIVER EXTRÊME												
37	32	24	27	31	31	23	26	30	-1	-1	-1	-1
MAINTIEN DE LA FIABILITÉ												
39 Capacité additionnelle (10 ³ m ³ /jour)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2018 (1)	2019 (2)	2020 (3)	2021 (4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	[5 159 ; 5 590]	[5 439 ; 5 878]	[5 456 ; 5 894]	[5 429 ; 5 864]
2 Interruptible	[262 ; 290]	[269 ; 297]	[269 ; 297]	[268 ; 295]
3 Gaz d'appoint	20	14	14	14
4 Client biogaz en réseau dédié	31	31	31	31
5 <i>Sous-total</i>	----- [5 471 ; 5 930]	----- [5 752 ; 6 219]	----- [5 769 ; 6 235]	----- [5 741 ; 6 204]
6 Interruptions	[0 ; -41]	[-1 ; -46]	[0 ; -46]	[-1 ; -45]
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	41	43	43	43
8 Compression (transport et entreposage)	132	134	134	133
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	[5 645 ; 6 072]	[5 929 ; 6 361]	[5 947 ; 6 377]	[5 917 ; 6 346]
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH (primaire & secondaire)	841	819	821	819
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	78	78	79	78
15 Transport gaz d'appoint	20	14	14	14
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	----- 940	----- 911	----- 914	----- 911
18 Achats dans le territoire	7	10	13	13
19 Achat à Empress pour compression	40	39	39	39
20 Achats à Dawn (GR)	[1 023 ; 1 364]	[1 022 ; 1 377]	[1 007 ; 1 362]	[990 ; 1 343]
21 Livraisons à Dawn (AD)	[3 605 ; 3 686]	[3 917 ; 3 993]	[3 944 ; 4 019]	[3 933 ; 4 009]
22 Biogaz	31	31	31	31
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	[0 ; 4]	0	0	0
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	[5 645 ; 6 072]	[5 929 ; 6 361]	[5 947 ; 6 377]	[5 917 ; 6 346]

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2018 (1)		2019 (2)		2020 (3)		2021 (4)		
	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>									
26	LSR (daQ)	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3
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	TOTAL	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>									
		(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ⁹ m ³ /j)
31	Journée de pointe - continue	1 252	33 043	1 297	34 223	1 297	34 236	1 289	34 019
32	Besoins hiver extrême	1 227	32 374	1 261	33 271	1 257	33 177	1 245	32 849
33	Maximum	1 252	33 043	1 297	34 223	1 297	34 236	1 289	34 019
Approvisionnement									
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	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	1	19	1	27	1	34	1	36
37	Transport clients & biogaz	12	322	12	322	12	322	12	322
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	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	1 209	46	1 209	46	1 209	46	1 209
43	Saint-Flavien *	58	1 531	58	1 531	58	1 531	58	1 531
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	219	5 791	219	5 791	219	5 791	219	5 791
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	267	10	267	10	267	10	267
47	Sous-total approvisionnements	1 339	35 330	1 339	35 338	1 339	35 345	1 339	35 347
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 339	35 330	1 359	35 866	1 359	35 873	1 359	35 875
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	87	2 288	62	1 643	62	1 637	70	1 856
51	% du total approvisionnements avant achat (vente) (1.50/ 1.47)	6,5%	6,5%	4,6%	4,6%	4,6%	4,6%	5,2%	5,2%
52	Achat / (vente) de transport a priori	-87	-2 286	-62	-1 642	-62	-1 636	-70	-1 855
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 252	33 045	1 297	34 225	1 297	34 237	1 289	34 019
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	1	0	1	0	0
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 2018 est 38,17

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
SCÉNARIO FAVORABLE

	2018	2019	2020	2021
	(1)	(2)	(3)	(4)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1 Continue	5 652	5 908	5 979	5 989
2 Interruptible	285	298	300	298
3 Gaz d'appoint	26	14	14	14
4 Client biogaz en réseau dédié	31	31	31	31
5 <i>Sous-total</i>	5 994	6 252	6 324	6 332
6 Interruptions	-13	-16	-14	-14
7 Gaz perdu et usage de la compagnie	43	45	45	45
8 Compression (transport et entreposage)	143	145	146	146
9 Écart de mesurage	0	0	0	0
10 TOTAL DEMANDE	6 167	6 425	6 501	6 509
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
11 Transport				
12 FTLH (primaire & secondaire)	841	819	821	819
13 Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0
14 Transport fourni par les clients	78	78	79	78
15 Transport gaz d'appoint	26	14	14	14
16 FTLH non utilisé	0	0	0	0
17 <i>Transport Emp-GMIT</i>	946	911	914	911
18 Achats dans le territoire	7	10	13	13
19 Achat à Empress pour compression	40	39	39	39
20 Achats à Dawn (GR)	1 256	1 317	1 354	1 384
21 Livraisons à Dawn (AD)	3 886	4 117	4 150	4 131
22 Biogaz	31	31	31	31
23 Écart de mesurage	0	0	0	0
24 Retraits - injections	0	0	0	0
25 TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 167	6 425	6 501	6 509

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
SCÉNARIO FAVORABLE

	2018		2019		2020		2021		
	(1)		(2)		(3)		(4)		
ENTREPOSAGE (Capacité)									
	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	
26	LSR (daQ)	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3
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	TOTAL	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	
31	Journée de pointe - continue	1 301	34 337	1 345	35 511	1 360	35 886	1 369	36 142
32	Besoins hiver extrême	1 206	31 840	1 298	34 265	1 300	34 305	1 318	34 783
33	Maximum	1 301	34 337	1 345	35 511	1 360	35 886	1 369	36 142
Approvisionnement									
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	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	1	19	1	27	1	34	1	36
37	Transport clients & biogaz	12	324	12	324	12	324	12	324
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	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	1 209	46	1 209	46	1 209	46	1 209
43	Saint-Flavien *	58	1 531	58	1 531	58	1 531	58	1 531
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	219	5 791	219	5 791	219	5 791	219	5 791
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	267	10	267	10	267	10	267
47	Sous-total approvisionnements	1 339	35 332	1 339	35 340	1 339	35 347	1 339	35 349
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 339	35 332	1 359	35 868	1 359	35 875	1 359	35 876
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	38	995	-6	-170	-20	-539	-30	-794
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	2,8%	2,8%	-0,5%	-0,5%	-1,5%	-1,5%	-2,2%	-2,2%
52	Achat / (vente) de transport a priori	-38	-995	-14	-356	1	13	10	267
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 301	34 337	1 346	35 512	1 360	35 888	1 369	36 143
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	1	0	2	0	1
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 2018 est 38,17

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2018	2019	2020	2021	
	(1)	(2)	(3)	(4)	
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>					
1	Continue	5 284	5 234	5 179	5 101
2	Interruptible	242	244	242	241
3	Gaz d'appoint	0	0	0	0
4	Client biogaz en réseau dédié	31	31	31	31
5	<i>Sous-total</i>	5 557	5 508	5 451	5 372
6	Interruptions	-16	-25	-23	-28
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	40	40	40	39
8	Compression (transport et entreposage)	135	130	129	127
9	Écart de mesurage	0	0	0	0
10	TOTAL DEMANDE	5 716	5 654	5 597	5 510
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>					
11	Transport				
12	FTLH (primaire & secondaire)	841	819	821	819
13	Transport par échange (Emp-GMIT)	0	0	0	0
14	Transport fourni par les clients	78	78	79	78
15	Transport gaz d'appoint	0	0	0	0
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0
17	<i>Transport Emp-GMIT</i>	920	897	900	897
18	Achats dans le territoire	7	10	13	13
19	Achat à Empress pour compression	40	39	39	39
20	Achats à Dawn (GR)	1 147	1 103	1 039	971
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 571	3 574	3 576	3 560
22	Biogaz	31	31	31	31
23	Écart de mesurage	0	0	0	0
24	Retraits - injections	0	0	0	0
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 716	5 654	5 597	5 510

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2018-2021
SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2018		2019		2020		2021		
	(1)		(2)		(3)		(4)		
ENTREPOSAGE (Capacité)									
	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	
26	LSR (daQ)	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3	2,1	55,3
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	TOTAL	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0	20,8	547,0
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	
31	Journée de pointe - continue	1 226	32 354	1 211	31 971	1 190	31 417	1 172	30 938
32	Besoins hiver extrême	1 206	31 840	1 194	31 516	1 168	30 817	1 163	30 698
33	Maximum	1 226	32 354	1 211	31 971	1 190	31 417	1 172	30 938
Approvisionnement									
34	FTLH (primaire & secondaire)	85	2 243	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	1	19	1	27	1	34	1	36
37	Transport clients & biogaz	12	322	12	322	12	322	12	322
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83	2 192	83	2 192
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	109	2 875	109	2 875	109	2 875	109	2 875
40	FTSH (Parkway - GMIT)	499	13 174	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	1 209	46	1 209	46	1 209	46	1 209
43	Saint-Flavien *	58	1 531	58	1 531	58	1 531	58	1 531
44	Outil de maintien de fiabilité	0	0	0	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation) *	219	5 791	219	5 791	219	5 791	219	5 791
46	Interruption de liquéfaction GM GNL	10	267	10	267	10	267	10	267
47	Sous-total approvisionnements	1 339	35 330	1 339	35 338	1 339	35 345	1 339	35 347
48	Impact de la refonte du service interruptible	0	0	20	528	20	528	20	528
49	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 339	35 330	1 359	35 866	1 359	35 873	1 359	35 875
50	Provision additionnelle avant achat / (vente)	113	2 976	128	3 367	149	3 928	167	4 408
51	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.50/ 1.47)	8,4%	8,4%	9,5%	9,5%	11,1%	11,1%	12,5%	12,5%
52	Achat / (vente) de transport a priori	-113	-2 974	-148	-3 894	-169	-4 455	-187	-4 937
53	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 226	32 356	1 211	31 972	1 190	31 418	1 172	30 938
54	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	1	0	1	0	1	0	-1
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 2018 est 38,17

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 ⁶ m ³ (2)	10 ⁶ m ³ (3)	10 ⁶ m ³ (4)	10 ⁶ m ³ (5)	10 ⁶ m ³ (6)	10 ⁶ m ³ (7)	10 ⁶ m ³ (8)	10 ⁶ m ³ (9)	10 ⁶ m ³ (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	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
2017*	5 394	307	5 702	5 433	290	5 723	39	-18	21	0,37

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

* Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les autres années incluent les volumes de GNL. Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 1/11 2017 (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 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (7)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée ⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée ⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	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^{er} janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
Base (10³m³/jour)	10 116,69									
DJ_t (10³m³/DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10³m³/jour)	10 008,43									
DJ_t (10³m³/DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	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 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour				10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
2014 ⁽³⁾			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /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 _t	37,20			
						DJ _{t-1}	36,30			
						DJ _t x V _t	881,88			
2015			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 698,96									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
2016			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
Base (10 ³ m ³ /jour)	13 813,44									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /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.

(3) Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D₃ et D₄