

**ÉVALUATION DES CAPACITÉS DE
TRANSPORT À SOUMISSIONNER
AUPRÈS DE
TRANSCANADA PIPELINES ET UNION GAS
POUR L'ANNÉE 2017-2018
(suivi de la décision D-2014-201)**

T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION.....	3
1. ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2017-2018 – CAUSE TARIFAIRE 2015 RÉVISÉE	4
1.1. Prévion de la demande.....	4
1.2. Plan d'approvisionnement.....	5
2. ÉVALUATION DE LA RÉDUCTION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT REQUISES EN FONCTION DES OUTILS ALTERNATIFS DISPONIBLES	7
2.1. Refonte du service interruptible, volets A et B et d'un service super interruptible	7
2.2. Service de pointe fourni par GM GNL	8
2.3. Approvisionnements rendus disponibles par les outils alternatifs	11
3. CAPACITÉS À SOUMISSIONNER AUPRÈS DE TCPL ET UNION GAS.....	12
CONCLUSION	13
ANNEXE	13

INTRODUCTION

1 Dans sa décision D-2014-201, la Régie de l'énergie (« Régie ») a ordonné :

2 *« [223] Le Distributeur devra déposer, au plus tard le 11 décembre 2014 à 12 h, son*
3 *Plan 2015-2018 révisé, identifiant les quantités de transport qu'il prévoit*
4 *soumissionner auprès de TCPL pour l'année 2018, et l'ensemble des pièces*
5 *requis pour la détermination des tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année*
6 *tarifaire 2015, tenant compte des éléments de la présente décision. »*

7 Le 15 décembre 2014, Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») a déposé un plan
8 d'approvisionnement révisé pour l'année 2014-2015 sous la pièce B-0284, Gaz Métro-7,
9 Document 6. Le 17 décembre 2014, elle déposait sa stratégie d'évaluation des capacités de
10 transport à soumissionner auprès de TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») et Union Gas
11 pour l'année 2017-2018 et les plans d'approvisionnement révisés pour les années 2015-2016 et
12 2016-2017 sous la pièce B-0337, Gaz Méro-7, Document 7.

13 Dans ces documents, Gaz Métro indiquait qu'elle avait amorcé son processus de prévision de la
14 demande dans le cadre de la préparation de son plan d'approvisionnement 2016-2019, en vue
15 d'un dépôt pour la Cause tarifaire 2016 au printemps 2015. Considérant l'importance de la
16 soumission pour assurer la suffisance des approvisionnements de ses clients actuels et futurs,
17 elle désirait prendre en considération la prévision de la demande la plus à jour possible.

18 Toutefois, malgré les efforts déployés, Gaz Métro n'a pas été en mesure de compléter cette
19 analyse. Gaz Métro présentera donc une évaluation des besoins d'approvisionnement en
20 fonction de la prévision de la demande 2017-2018 déposée dans le cadre du plan
21 d'approvisionnement 2015-2018 déjà approuvé par la Régie avec des ajustements pour refléter
22 des événements ayant un impact significatif sur cette prévision. La décision D-2014-201 de la
23 Régie sera également prise en compte.

24 Les approvisionnements rendus disponibles par les outils alternatifs seront également considérés
25 dans la détermination des capacités à soumissionner. L'analyse plus détaillée relative à
26 l'interruption de la liquéfaction par GM GNL pour répondre à la demande de pointe (dernier outil
27 d'approvisionnement) demandée par la Régie à la décision D-2014-201 (paragr.217) sera
28 présentée.

1 Il est à noter que les appels d'offres de TCPL et Union Gas lancés le 12 décembre 2014 se
2 terminent le 30 janvier 2015 à 13h (HE). Une décision de la Régie au plus tard à 16h le 28 janvier
3 2015, serait requise pour permettre à Gaz Métro de préparer ses soumissions. Si des
4 modifications majeures à la prévision de la demande utilisée comme base d'analyse par
5 Gaz Métro devaient être envisagées par la Régie, une décision plus rapide serait alors requise
6 pour permettre à Gaz Métro de refaire les évaluations des capacités manquantes. Par ailleurs,
7 en l'absence d'une telle décision de la Régie rendue avant les échéances ci-haut précisées,
8 Gaz Métro, qui doit veiller à l'approvisionnement suffisant de sa franchise, demande
9 respectueusement à la Régie de prendre acte du fait qu'elle n'aura d'autre alternative que de
10 participer aux appels d'offres mis en place par les transporteurs, selon les modalités décrites à
11 la présente pièce. Dans sa lettre procédurale du 19 décembre 2014, la Régie confirmait la tenue
12 d'une audience le 22 janvier 2015 pour traiter du sujet.

1. ÉVALUATION DE LA DEMANDE ET DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT – ANNÉE 2017-2018 – CAUSE TARIFAIRE 2015 RÉVISÉE

13 Cette section présente un plan d'approvisionnement découlant de la demande projetée pour
14 l'année 2017-2018 dans le cadre de la Cause tarifaire 2015 (plan d'approvisionnement 2015-
15 2018) révisée pour refléter des événements ayant un impact significatif sur la prévision de la
16 demande (suspension du projet du client majeur fabricant de produits fertilisants et migration de
17 neuf clients depuis le dépôt en juin 2014 du plan d'approvisionnement 2015-2018).

1.1. Prévision de la demande

18 La prévision de la demande pour l'année 2017-2018 déposée dans le cadre du plan
19 d'approvisionnement 2015-2018 a été utilisée comme base d'évaluation modifiée comme
20 suit :

- 21 • Retrait du client majeur, un fabricant de produits fertilisants, qui devait débiter ses
22 opérations dès le 1^{er} octobre 2017, mais qui a annoncé la suspension de son projet
23 afin de se repositionner pour la recherche d'un nouveau partenaire. Le retrait de ce
24 client amène une baisse de volume de 570,4 10⁶ m³ au service continu.
- 25 • Migration de sept clients du service interruptible vers le service continu, en tout ou en
26 partie, et changement du volet A au volet B pour deux clients, survenus

1 postérieurement au dépôt en juin 2014 du plan d'approvisionnement 2015-2018 (et
2 donc non intégrés à ce même plan). Les migrations de ces clients se traduisent par
3 un gain de 63,5 10⁶ m³ au service continu et une réduction de 37,8 10⁶ m³ au service
4 interruptible.

5 Le tableau suivant présente une comparaison des demandes. L'écart représente la variation
6 de la demande découlant des deux éléments mentionnés ci-dessus.

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL* (10⁶ m³)			
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES			
	Cause tarifaire 2015	Cause tarifaire 2015 révisée	Écarts
Année financière	2017-2018	2017-2018	
Service continu	6 268,3	5 761,4	(506,9)
Grandes entreprises	3 527,1	3 020,2	(506,9)
Petit et moyen débits	2 741,2	2 741,2	-
Service interruptible	425,6	387,8	(37,8)
Contrat régulier	411,7	373,9	(37,8)
Contrat gaz d'appoint	13,9	13,9	-
Total	6 694,0	6 149,3	(544,7)
*Volumes avant interruptions			

1.2. Plan d'approvisionnement

7 L'annexe 1 présente le plan d'approvisionnement de l'année 2017-2018, établi en fonction
8 des éléments suivants :

- 9 1. Évaluation de la demande continue en journée de pointe et des besoins de l'hiver extrême
10 conformément à la décision D-2014-201 (lignes 29 et 30 de l'annexe), soit :
 - 11 a. Régression sur la demande des clients continus, excluant les clients en
12 combinaison tarifaire D₃-D₅ et D₄-D₅ et les clients continus aux sous-tarifs 4.9 et
13 4.10 (option 3), en fonction de l'année de référence 2013-2014 ;

1 b. Clients en combinaison tarifaire : contribution à la demande de pointe en fonction
2 du volume souscrit augmenté de 2 % ;

3 c. Clients continus aux sous-tarifs 4.9 et 4.10 : contribution à la demande de pointe
4 égale à la somme des volumes maximums observés et ajustés pour refléter la
5 projection à l'année témoin ;

6 d. Paramètres climatiques réchauffés de la journée de pointe la plus froide sur
7 l'historique des 30 dernières années, soit le 15 janvier 2004.

8 2. Considération des capacités de transport contractées à ce jour sur le marché primaire,
9 incluant les modalités de renouvellement déjà confirmées à TCPL ainsi que celles
10 projetées qui devront être confirmées avant le 1^{er} novembre 2015, et sur le marché
11 secondaire. Les capacités prévues dans les « Precedent Agreement » conclus avec TCPL
12 seront intégrées comme capacités disponibles (ligne 38 de l'annexe).

13 3. Retraitement des capacités de 1 029 10³m³/jour associées à une transaction d'échange
14 entre Dawn et GMIT EDA auprès d'une tierce partie que Gaz Métro avait annoncée à
15 compter de l'année 2015-2016 lors du dépôt de son plan d'approvisionnement
16 2015-2018. Cette transaction ne s'est pas matérialisée telle qu'anticipée (ligne 37 de
17 l'annexe).

18 4. Considération du débit de retrait disponible pour le mois de janvier au site d'entreposage
19 de Saint-Flavien, soit 1 520 10³m³/jour (ligne 41 de l'annexe).

20 Il est à noter qu'à des fins d'illustration en mètres cubes, un facteur de conversion de
21 37,89 MJ/m³ pour le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage
22 Pointe-du-Lac (PdL), Saint-Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir
23 calorifique de 37,76 MJ/m³ s'applique. Par exemple, le débit contractuel de retrait du mois
24 de janvier à Saint-Flavien est de 1 520 10³m³/jour. Le facteur de conversion en gigajoules
25 est de 37,76 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 57 395 GJ/jour. Le plan d'approvisionnement
26 est établi sur une base de gigajoules et lorsqu'on présente l'information en mètres cubes
27 à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique équivalent pour
28 l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où l'utilisation du

1 facteur de conversion de 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit contractuel de Saint-Flavien
2 présenté à l'annexe 1, à la ligne 41, est de 1 515 10³m³/jour.

3 Les besoins additionnels d'approvisionnement s'élèvent à 1 599 10³m³/jour (60 600 GJ/jour)
4 (réf : ligne 46 de l'annexe).

2. ÉVALUATION DE LA RÉDUCTION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT REQUISES EN FONCTION DES OUTILS ALTERNATIFS DISPONIBLES

5 Une fois les approvisionnements manquants identifiés (section 1), une évaluation des outils
6 alternatifs permettant de réduire les capacités de transport à contracter auprès de TCPL est
7 effectuée. Les conclusions relatives aux outils alternatifs disponibles pour l'année 2017-2018
8 sont les suivantes :

2.1. Refonte du service interruptible, volets A et B et d'un service super interruptible

9 Comme expliqué à la pièce B-0337, Gaz Métro-7, Document 7, section 1.2, considérant les
10 informations disponibles présentement, Gaz Métro estime que les volumes reliés au retour
11 de clients vers un volet interruptible se situeront entre 264 et 528 10³m³/jour (entre 10 000 et
12 20 000 GJ/jour).

13 En effet, bien qu'une migration d'environ 40 000 GJ/jour entre les services interruptible et
14 continu a eu lieu au cours des dernières années, Gaz Métro estime que malgré la bonification
15 de l'offre interruptible, plusieurs clients préféreront demeurer au service continu du fait que
16 l'environnement gazier a évolué et que certains changements perdureront dans le temps.

17 Beaucoup de clients ont fait le choix du service interruptible dans le passé car ils misaient,
18 avec un degré de certitude élevé, sur le fait qu'ils auraient accès à des contrats de gaz
19 d'appoint pour éviter une interruption (GAI) en cas d'interruption. La disponibilité de capacités
20 de transport en excédent sur le réseau de TCPL étant appelée à drastiquement diminuer,
21 sinon disparaître au cours des prochaines années, nombre de clients ne voudront pas
22 assumer un risque important d'être interrompus de façon définitive. Les clients évolueront
23 dans un contexte où il n'y aura probablement pas ou peu de possibilités d'achat de GAI. En
24 effet, avec les conditions exigées par TCPL dans le cadre de son appel d'offres (garantie
25 financière, durée des contrats de 15 ans), il est plausible de croire que les fournisseurs de

1 transport actifs sur le marché secondaire et désireux de contracter du transport primaire
2 seront beaucoup moins nombreux que par le passé d'où le resserrement de l'offre de GAI.
3 L'hiver 2013-2014 a d'ailleurs donné un avant-goût des contraintes de transport en journée
4 de pointe et les impacts sur la disponibilité et sur les prix du service GAI.

5 De plus, les retraits interdits seront fortement pénalisés lors des journées de pointe.
6 Gaz Métro pourrait même se voir dans l'obligation de procéder à une interruption de service
7 dans le cas où un client ne respectait pas les avis d'interruption.

8 Dans ce contexte, la nouvelle offre interruptible pourrait intéresser uniquement les clients
9 possédant une source d'énergie alternative et/ou pouvant réellement s'interrompre lorsque
10 requis, particulièrement en période de pointe.

11 Gaz Métro soumet que l'approche prudente, à la lumière de l'environnement gazier
12 hautement incertain en amont de sa franchise et du besoin de sécurité d'approvisionnement
13 recherché par sa clientèle actuelle et future, est d'utiliser le minimum de la plage des
14 approvisionnements rendus disponibles par cette solution alternative, soit $264 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$
15 (10 000 GJ/jour). Cette approche permet aussi à Gaz Métro de faire face à une éventuelle
16 fluctuation de la demande plus grande que celle projetée en date de ce jour. Enfin, le
17 développement d'outils alternatifs pour répondre à la demande en excédent de l'hiver
18 extrême constitue une approche inexplorée à ce jour puisque historiquement, Gaz Métro
19 contractait les capacités de transport requises pour répondre à la demande la plus grande
20 entre l'hiver extrême ou la pointe. La situation qui prévaut actuellement dans le marché gazier
21 exige toutefois que des ajustements soient apportés à cette pratique historique. Gaz Métro
22 mettra tous les efforts nécessaires afin d'adapter ses pratiques au nouvel environnement qui
23 prévaut et ce, afin d'optimiser les coûts pour la clientèle. Ces changements importants dans
24 les façons de faire, autant de la part de Gaz Métro que de la part de ses clients, sont un autre
25 élément qui milite pour une approche prudente dans l'évaluation des outils alternatifs.

2.2. Service de pointe fourni par GM GNL

26 Conformément à la décision D-2014-201 (paragr. 217) de la Régie, Gaz Métro présente une
27 analyse plus détaillée relative à l'interruption de la liquéfaction par GM GNL pour répondre à
28 la demande de pointe (dernier outil d'approvisionnement). Dans cette situation, le gaz naturel
29 devant normalement être liquéfié par GM GNL servirait plutôt à répondre à la demande de la

1 clientèle de l'activité réglementée (daQ). En contrepartie, GM GNL pourrait retirer du GNL de
2 l'inventaire réservé à la daQ d'une quantité équivalente aux volumes qui auraient dû être
3 liquéfiés. Ainsi GM GNL serait tenue indemne quant aux volumes de GNL disponibles à la
4 vente.

5 Le potentiel de cet outil alternatif serait limité à sa contribution à la demande continue en
6 journée de pointe, soit le volume maximal gazeux qu'elle pourrait liquéfier en hiver. Dans le
7 cadre de la prévision de la demande pour la Cause tarifaire 2015 (détaillée à la section 1), ce
8 client a opté pour une combinaison de service continu/interruptible pour l'année 2017-2018
9 avec un volume souscrit de $396 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (15 000 GJ/jour). Ce niveau serait appelé à
10 augmenter au cours des années pour atteindre la capacité maximale de liquéfaction du
11 liquéfacteur #2 de $565 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ (21 400 GJ/jour).

12 L'analyse de cette option amène différents éléments à considérer.

13 En premier lieu, cet outil alternatif entraînerait une diminution des capacités à contracter de
14 $396 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ pour l'année 2017-2018. Cette diminution représenterait des économies sur
15 les coûts de transport de TCPL estimées à 3,6 M\$, considérant les tarifs effectifs de TCPL
16 au 1^{er} janvier 2015.

17 En deuxième lieu, il faut analyser les conséquences des interruptions de liquéfaction pour
18 GM GNL, pour l'environnement ainsi que l'impact sur le plan d'approvisionnement.

19 En fonction des informations connues à ce jour sur le procédé du liquéfacteur no 2, et qui ne
20 seraient confirmées que lors de la première année d'opération, chaque interruption de 1
21 journée (24h) requerrait une interruption de la liquéfaction par GM GNL de 32 heures. En
22 effet, 8 heures seraient requises pour le redémarrage du procédé. Pendant 6 de ces 8 heures
23 que durerait le redémarrage, une combinaison de gaz naturel et de réfrigérant serait
24 nécessaire (50/50) libérant dans l'atmosphère des quantités de méthane sans combustion et
25 d'azote proportionnelles au niveau de liquéfaction. Ce gaz essentiel au procédé
26 représenterait $50 \cdot 10^3 \text{m}^3$ par redémarrage de la liquéfaction pour l'année 2017-2018. Les
27 coûts de remplacement de ces quantités de gaz naturel et de réfrigérant devront être défrayés
28 par la daQ.

1 Par ailleurs, l'interruption du procédé de liquéfaction aurait un effet accru sur les émissions
2 de GES. Comme discuté ci-dessus, le redémarrage du liquéfacteur émettrait une quantité de
3 méthane sans combustion dans l'atmosphère. Ces émissions additionnelles entraîneraient
4 un coût de SPEDE qui devrait aussi être assumé par la clientèle daQ.

5 Concernant ces augmentations d'émissions, un éventuel permis devrait être demandé à la
6 Ville de Montréal afin de permettre l'augmentation des émissions et satisfaire ainsi à la
7 déclaration obligatoire de l'usine LSR à la Ville de Montréal qui est incluse dans l'inventaire
8 des sources fixes d'émissions atmosphériques.

9 De plus, ces augmentations des émissions de GES pourraient affecter l'atteinte des objectifs
10 de réduction de GES corporatifs (20 % par rapport à 1990 et annuel de 350 tonnes de GES
11 récurrentes) et susciter une certaine incohérence avec les messages d'efficacité énergétique
12 et de réduction de GES de Gaz Métro.

13 Au niveau du plan d'approvisionnement, Gaz Métro constate en examinant l'historique qu'elle
14 pourrait avoir recours à l'interruption de la liquéfaction par GM GNL plus d'une fois par hiver,
15 selon les impacts que pourrait avoir le développement des autres outils alternatifs sur
16 l'effritement des outils d'entreposage. Par exemple, si les conditions climatiques de l'année
17 2004 se répétaient, année où la journée de pointe est observée¹, il y aurait trois épisodes de
18 journées très froides qui nécessiteraient probablement l'interruption de la liquéfaction par
19 GM GNL. De plus, l'interruption ne serait vraisemblablement pas que d'une seule journée
20 puisqu'une journée très froide est souvent accompagnée de 1 ou 2 autres jours de froid². Ce
21 constat d'une possibilité de 3 épisodes de pointe avec au moins 2 jours très froids pourrait
22 représenter pour 2017-2018 un total de 2,6 Mm³ de GNL à fournir à GM GNL en échange de
23 son interruption de la liquéfaction, selon le besoin de pointe. En conséquence, une quantité
24 équivalente de GNL serait réservée à l'usine LSR pour combler les besoins de pointe de la
25 daQ. Ainsi, dans cet exemple, dans l'établissement du plan d'approvisionnement le volume
26 réservé pour les besoins de pointe (2,6 Mm³) viendrait réduire d'autant la capacité disponible
27 pour répondre aux besoins d'hiver extrême de la daQ.

1 D-2014-201, paragraphe 83

2 Veuillez-vous référer à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements no 6 de la Régie, au document B-0262, Gaz Métro-11, Document 8, page 26

1 Lors d'une journée de pointe, Gaz Métro utilisera la capacité de pointe réservée par la daQ à
2 l'usine LSR (2,6 Mm³) pour effectuer l'échange avec GM GNL. Puisqu'il s'agit du GNL de la
3 daQ pour répondre à ses propres besoins, ce volume ne serait pas remplacé et liquéfié par
4 GM GNL.

5 Ainsi, Gaz Métro chargera à GM GNL les coûts de FCTED et SPEDE sur l'ensemble des
6 volumes disponibles pour ses ventes, que ceux-ci aient été produits par liquéfaction ou
7 obtenus par échange avec la daQ.

8 En contrepartie, les coûts découlant des interruptions et des redémarrages, ceux-ci ayant été
9 estimés à environ 60 000 \$ par redémarrage (180 000 \$ selon les observations de 2004),
10 devraient être assumés par la clientèle daQ. Ces estimations incluent l'effet des GES
11 supplémentaires sur le coût du SPEDE, la compensation à GM GNL pour les coûts des
12 services de fourniture, compression, transport, équilibrage et distribution³ liés à la
13 consommation de gaz requise pour le redémarrage, ainsi que d'autres coûts directs.

14 Gaz Métro constate donc que l'interruption de la liquéfaction par GM GNL pour répondre à la
15 demande de pointe permettrait d'optimiser les coûts d'approvisionnement, en réduisant les
16 capacités de transport requises auprès de TCPL et Union Gas pour répondre à la demande
17 de pointe.

18 Pour l'année 2017-2018, l'approvisionnement rendu disponible par l'interruption de la
19 liquéfaction du client GM GNL s'élèverait à 396 10³m³/jour (15 000 GJ/jour).

2.3. Approvisionnements rendus disponibles par les outils alternatifs

20 En résumé, en fonction des informations actuellement disponibles, le potentiel
21 d'approvisionnement des solutions alternatives se situerait à 660 10³m³/jour (25 000 GJ/jour).

³ Selon les taux en vigueur en janvier 2015

3. CAPACITÉS À SOUMISSIONNER AUPRÈS DE TCPL ET UNION GAS

1 Soumission auprès de TCPL

2 Les capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL correspondent aux besoins
3 additionnels identifiés à la section 1 réduits de la projection des approvisionnements rendus
4 disponibles par les outils alternatifs : la refonte du service interruptible et le service de pointe
5 fourni par GM GNL. Le tableau suivant résume l'information.

	10 ³ m ³ /jour	GJ/jour
Besoins additionnels	1 599	60 600
Approvisionnements des outils alternatifs	660	25 000
Capacités à contracter	940	35 600

6 Ainsi, Gaz Métro propose de soumissionner une capacité de 35 600 GJ/jour (940 10³m³/jour) de
7 transport FTSH entre Parkway et GMIT EDA lors de l'appel d'offres de TCPL.

8 Soumission auprès d'Union Gas

9 Parallèlement à l'appel d'offres de TCPL, Union Gas effectue également un appel d'offres pour
10 le tronçon Dawn-Parkway avec une date de clôture coïncidant avec celle de l'appel d'offres de
11 TCPL, soit le 30 janvier 2015.

12 Un ajout de capacité entre Dawn et Parkway est requis pour compléter le tronçon entre Dawn et
13 le territoire de Gaz Métro. La capacité requise auprès d'Union Gas est évaluée à 101,3 % de la
14 capacité contractée auprès de TCPL afin d'acheminer le gaz de compression à fournir à TCPL
15 au point de livraison Parkway.

16 Ainsi une capacité de 950 10³m³/jour (36 000 GJ/jour) de transport M12 est à soumissionner dans
17 le cadre de l'appel d'offres d'Union Gas.

CONCLUSION

- 1 Gaz Métro a évalué que des capacités additionnelles de 940 10³m³/jour (35 600 GJ/jour) entre
- 2 Parkway et GMIT EDA étaient requises pour sécuriser les approvisionnements de la demande
- 3 projetée de la clientèle pour l'année 2017-2018, considérant le potentiel d'approvisionnement
- 4 découlant de la refonte du service interruptible et du service de pointe du client GM GNL.

Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du plan d'approvisionnement 2017-2018 révisé.

Gaz Métro demande également à la Régie de prendre acte du niveau des capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas pour l'année 2017-2018, comme détaillé à la section 3. Gaz Métro demande conséquemment à la Régie d'approuver les caractéristiques des contrats qui découleraient de ces soumissions.

À cet égard, Gaz Métro demande respectueusement à la Régie de prendre acte du fait qu'en l'absence d'une décision de sa part à l'égard de ces capacités de transport à soumissionner auprès des transporteurs avant le 28 janvier 2015, à 16h, Gaz Métro n'aura d'autre alternative que de participer aux appels d'offres mis en place par ces derniers, selon les modalités décrites à la présente pièce.

- 5 La date de fin des appels d'offres de TCPL et d'Union Gas est fixée au 30 janvier 2015. Gaz Métro
- 6 doit avoir une décision de la Régie au plus tard le 28 janvier pour lui permettre de finaliser sa
- 7 soumission à l'intérieur des délais imposés par TCPL et Union Gas.

ANNEXE

- 8 Annexe 1 : Plan d'approvisionnement 2017-2018 – Cause tarifaire 2015 révisée

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2018
CAUSE TARIFAIRE 2015 RÉVISÉE

	<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>
	(1)	(2)	(3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1 Continue	3 181	2 424	5 605
2 Interruptible	201	160	362
3 Gaz d'appoint	6	8	14
4 Client biogaz en réseau dédié	12	15	27
5 <i>Sous-total</i>	<u>3 400</u>	<u>2 608</u>	<u>6 008</u>
6 Interruptions	-7	0	-7
7 Autres	78	44	123
8 Ventes GNL	54	87	142
9 TOTAL	3 525	2 739	6 264
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
10 Transport			
11 FTLH (primaire & secondaire)	339	500	839
12 Transport par échange de Empress	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	47	62	108
14 Transport gaz d'appoint	6	8	14
15 FTLH non utilisé	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	<u>391</u>	<u>570</u>	<u>961</u>
17 Achats dans le territoire	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 131	231	1 363
19 Achats à Dawn (AD)	1 596	2 311	3 907
20 Biogaz	12	15	27
21 Autres	0	0	0
22 Retraits - injections	395	-389	6
23 TOTAL	3 525	2 739	6 264
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>			
		(PJ)	(10⁶m³)
24 LSR (daQ)		1,9	51,2
25 Pointe-du-Lac		0,9	22,7
26 Saint-Flavien		4,5	120,0
27 Union Gas		13,2	349,0
28 TOTAL		20,5	542,9
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>			
		(TJ/j)	(10³m³/j)
29 Journée de pointe - continue		1 352	35 684
30 Besoins hiver extrême		1 259	33 225
31 Maximum		1 352	35 684
Approvisionnement			
32 FTLH (primaire & secondaire)		85	2 243
33 Transport par échange (EMP - GMIT)		0	0
34 Achats dans le territoire		0	0
35 Transport clients & biogaz		16	411
36 FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903
37 Transport par échange (Dawn - EDA)		82	2 164
38 FTSH (Parkway - EDA)		463	12 219
39 STS		216	5 705
40 Pointe-du-Lac *		45	1 196
41 Saint-Flavien *		57	1 515
42 LSR (vaporisation) *		217	5 729
43 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 291	34 085
44 Provision additionnelle avant achat / (vente)		-61	-1 599
45 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.44/ 1.43)		-4,7%	-4,7%
46 Achat / (vente) de transport a priori		61	1 599
47 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 352	35 685
48 Provision additionnelle après achat / (vente)		0	0
49 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.48/ 1.47)			0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76.