

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE
RENSEIGNEMENTS N^o 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE
SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2018**

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0210](#), Annexe Q-6.6;
 - (ii) Pièce [B-0218](#), Annexe 6, p. 6, lignes 73 et 78 à 83;
 - (iii) Pièce [B-0218](#), Annexe 6, p. 9 et 10;
 - (iv) Pièce [B-0210](#), réponse à la question 8.1.

Préambule :

(i) Énergir dépose la demande totale quotidienne prévue ainsi que les sources d'approvisionnement utilisées pour y répondre pour la période du 1^{er} octobre 2018 aux 30 septembre 2019, en format PDF et Excel.

Pour l'année 2018-2019, la journée la plus froide prévue est le 21 janvier 2019. Les degrés-jours de cette journée se chiffrent à 33,56. Durant cette journée, la Régie évalue la demande totale, avant les interruptions, à 30 516 10³m³. Le calcul détaillé est le suivant :

Demande de la clientèle continue	29 146 10 ³ m ³
Demande de la clientèle interruptible	1 357 10 ³ m ³
Demande Gaz d'appoint	0 10 ³ m ³
Hors clientèle (injection)	12 10 ³ m ³
Demande totale avant les interruptions	30 516 10³m³

(ii) Énergir présente, sous forme d'un tableau, le calcul détaillé de la prévision de la demande continue en journée de pointe pour l'année 2018-2019, qu'elle établit à 35 784 10³m³. Les degrés-jours (DJ) à la journée de pointe s'élèvent à 36,62. Le résultat sommaire de ce calcul est le suivant :

Ligne 78 : Pointe clients continus purs et Autres	30 456 10 ³ m ³
Ligne 79 : Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313 10 ³ m ³
Ligne 80 : Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922 10 ³ m ³
Ligne 81 : Client biogaz en réseau dédié	93 10 ³ m ³
Demande totale avant les interruptions	35 784 10³m³

(iii) Énergir explique la méthode d'évaluation de l'hiver extrême appliquée au présent dossier. Pour l'année 2018-2019, le Distributeur établit le débit quotidien requis pour répondre à la demande en hiver extrême à $33\,831\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

(iv) À propos de l'effritement du site de Pointe-du-Lac, Énergir indique ce qui suit :

« Énergir définit l'effritement, comme étant le rythme auquel la capacité de retrait diminue en fonction du solde de gaz emmagasiné.

Dans cette optique, l'augmentation de l'espace d'entreposage du site de Pointe-du-Lac permet un ralentissement de l'effritement du site dans l'éventualité d'une durée prolongée de journées froides, lors desquelles il n'est pas possible d'injecter du gaz naturel dans le site (autrement dit de le « cycler »).

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer et concilier, le cas échéant, les écarts constatés entre les données prévisionnelles du calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe de la référence (ii) et les données présentées à la référence (i) pour les éléments suivants :

- Valeurs présentées aux lignes 78 à 83, en comparaison avec la « *Demande totale avant les interruptions* » et ses composantes;
- Les degrés-jours (DJ_t) à la journée de pointe (36,62 vs 33,56).

Réponse :

L'annexe 6 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1, présente la méthodologie de calcul de la journée de pointe et du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême.

Dans cette annexe, le calcul résultant à une demande totale avant interruption de $35\,784\,10^3\text{m}^3$ est présenté en détail. Le résultat correspond à la demande maximale théorique qui pourrait survenir dans tout type d'hiver (chaud, normal, extrême) pour une seule journée. Énergir se doit de détenir au minimum la capacité de répondre à cette demande de pointe théorique à défaut de quoi elle pourrait ne pas être en mesure de répondre à la demande des clients. Au tableau 1 de l'annexe 6, les journées de pointe historiques réelles sont identifiées, incluant les paramètres de température et de vent pour chaque journée. La journée historique générant le besoin de pointe maximal (donc celle utilisée pour la Cause tarifaire 2018-2019) est le 15 janvier 2004 avec les paramètres suivants : DJ_t 36,62, DJ_{t-1} 39,52 et $DJ_t \times V_t$ 1248,02.

En ce qui a trait à la demande quotidienne prévue à l'annexe Q-6.6 de la pièce B-0210, GM-T, Document 9, celle-ci correspond à la demande normale en fonction de températures normales. Dans un hiver normal, les conditions climatiques de la journée la plus froide génèrent une demande de la clientèle plus faible que pour la journée historique de pointe. C'est la raison pour laquelle la journée la plus froide de l'hiver normal génère une demande inférieure à la demande de pointe calculée pour établir les besoins d'approvisionnement.

- 1.2 Veuillez présenter, selon le format du tableau détaillé de la référence (ii), les détails permettant d'établir le débit quotidien requis de $33\,831\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ainsi que les éléments pris en compte dans le calcul de la méthode d'évaluation de l'hiver extrême en référence (iii).

Réponse :

Comme il est expliqué dans l'annexe 6 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1, la méthode d'établissement du débit quotidien requis pour l'hiver extrême diffère de la méthode d'établissement de la journée de pointe.

Alors que le calcul de la demande maximale en journée de pointe historique vise à établir le besoin minimal d'outils à détenir pour répondre à une seule journée très froide (peu importe le type d'hiver), le débit quotidien requis pour l'hiver extrême vise à établir le besoin minimal d'outil à détenir pour couvrir l'ensemble des besoins de l'hiver historique le plus froid, donc d'un froid saisonnier plutôt que quotidien.

La journée de pointe historique est établie selon les paramètres météo observés le 15 janvier 2004 alors que l'hiver extrême est identifié comme l'hiver 2014-2015. Donc, la journée de pointe n'est pas prévue se réaliser dans l'hiver extrême. Ainsi, les conditions de température et la demande maximale pour une journée dans l'hiver extrême sont inférieures à celles de la journée de pointe historique.

Malgré tout, il est nécessaire de calculer le débit quotidien requis pour l'hiver extrême, car celui-ci pourrait tout de même excéder la demande de la journée de pointe historique.

En effet, dans le cas où la demande totale saisonnière de l'hiver extrême excède les capacités d'entreposage et de retrait des outils d'entreposage en franchise, alors des outils de transport supplémentaires doivent être utilisés, augmentant le débit requis pour l'hiver extrême. Dans certains cas, ceci pourrait faire en sorte que le débit quotidien requis pour l'hiver extrême soit plus élevé que le besoin de la journée de pointe historique.

Pour la Cause tarifaire 2018-2019, comme le débit quotidien requis en hiver extrême est de $33\,831\,10^3\text{m}^3$ et que le débit requis pour couvrir la demande de la journée de pointe est de $35\,784\,10^3\text{m}^3$, alors le débit quotidien requis en hiver extrême doit augmenter de $1\,953\,10^3\text{m}^3$ avant de dépasser la demande de la journée de pointe. Concrètement, cela veut dire qu'un effritement additionnel des outils d'entreposage en franchise peut générer une augmentation du débit requis pour l'hiver extrême allant jusqu'à $1\,953\,10^3\text{m}^3$ sans nécessiter l'acquisition additionnelle d'outils de transport.

Enfin, comme il s'agit d'un débit quotidien requis pour l'hiver extrême qui est basé sur l'ensemble de l'hiver et non pas pour couvrir les besoins d'une journée spécifique, il n'est pas possible de produire le détail demandé comme à la référence (ii).

- 1.3 Veuillez déposer sous format Excel, la demande totale quotidienne prévue et les sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à la demande continue en journée de pointe

(35 784 10³m³ en 2018-2019) pour les périodes du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 et 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020, selon la nature et le format des données présentées à la référence (i).

Réponse :

Comme expliqué dans les réponses aux questions 1.1 et 1.2, la demande continue en journée de pointe représente la demande pour la journée de pointe historique et n'est pas associée à une demande pour un hiver complet. Cette demande pourrait survenir dans tout type d'hiver (chaud, normal, extrême).

Par ailleurs, le détail des sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à la demande continue en journée de pointe pour 2018-2019 est disponible au tableau 28 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1.

- 1.4 Veuillez déposer sous format Excel, la demande totale quotidienne prévue et les sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à l'hiver extrême (33 831 10³m³ en 2018-2019) pour les périodes du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 et 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020, selon la nature et le format des données présentées à la référence (i).

Réponse :

Veuillez vous référer aux annexes Q-1.4_Tableau 2018-2019 et Q-1.4_Tableau 2019-2020.

- 1.5 Veuillez expliquer en utilisant les données déposées en réponses aux sous-questions précédentes, l'impact de l'hiver extrême sur l'effritement des outils dans le territoire du Distributeur (Saint-Flavien, Pointe-du-Lac et usine LSR).

Réponse :

Comme expliqué à la réponse de la question 1.2, comme les besoins d'approvisionnement à la journée de pointe sont supérieurs au débit requis en hiver extrême pour 2018-2019, l'effritement des outils en hiver extrême n'a pas d'impact sur les outils d'approvisionnement requis jusqu'à concurrence d'un débit requis additionnel de 1 953 10³m³.

- 1.6 En vous référant à (iv) et en utilisant les données déposées en réponses aux sous-questions précédentes, veuillez expliquer à l'aide d'exemples chiffrés le ralentissement de l'effritement de Pointe-du-Lac dû à l'augmentation de son espace d'entreposage, tel que prévue par Énergir à compter du 1^{er} décembre 2019.

Réponse :

L'analyse de l'inventaire de Pointe-du-Lac avec et sans projet pour 2019-2020 correspond à l'explication citée en (iv) :

Inventaire moyen pour Pointe-du-Lac en hiver extrême pour 2019-2020

Mois	Inventaire Moyen (10 ³ m ³)		Inventaire Moyen (%)	
	PDL - Sans Projet	PDL - Avec Projet	PDL - Sans Projet	PDL - Avec Projet
Décembre	868 314	1 400 128	100,0%	100,0%
Janvier	801 476	1 327 773	92,3%	94,8%
Février	535 368	1 031 243	61,6%	73,6%

Inventaire et retraits minimaux pour Pointe-du-Lac en hiver extrême pour 2019-2020

Mois	Inventaire Min (10 ³ m ³)		Inventaire Min (%)		Retrait Min (10 ³ m ³)	
	PDL - Sans Projet	PDL - Avec Projet	PDL - Sans Projet	PDL - Avec Projet	PDL - Sans Projet	PDL - Avec Projet
Décembre	862 671	1 394 485	99,3%	99,6%	1 200	1 600
Janvier	748 911	1 273 427	86,2%	90,9%	1 200	1 600
Février	372 111	854 810	42,8%	61,0%	800	1 100

Le solde d'inventaire moyen et minimal est plus élevé à Pointe-du-Lac avec le projet même dans une situation d'hiver extrême, autant en volume qu'en pourcentage. La capacité de retrait minimale est également supérieure avec le projet dans la situation d'hiver extrême.

2. Références : (i) Pièce [B-0170](#), Annexe 15, p. 3;
(ii) Pièce [B-0210](#), réponse à la question 6.1.

Préambule :

(i) « Énergir est d'avis que la valeur du projet s'évalue notamment par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

Ainsi l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (base de tarification, gaz de compression, etc.), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 4,3 M\$ ($15\ 156\ \text{GJ/j} * 0,7743\ \text{\$/GJ} * 365\ \text{jours} = 4,3\ \text{M}\$$). Puisque l'impact tarifaire annuel du projet est estimé à 1,4 M\$ comme présenté à la ligne du tableau précédent, les économies annuelles du projet seraient de l'ordre de 2,9 M\$ (4,3 M\$ - 1,4 M\$) ». [nous soulignons]

(ii) Afin de déterminer les besoins en outils d'approvisionnement pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, Énergir calcule ce besoin en fonction de deux scénarios : le niveau d'outils requis pour répondre à la demande de pointe quotidienne et le niveau d'outils requis pour répondre à la demande d'un hiver extrême.

Dans le premier scénario, une demande de pointe quotidienne potentielle est calculée. Ceci permet de déterminer les outils requis pour répondre à la consommation quotidienne maximale des clients. L'apport des sites d'entreposage en franchise au total des outils disponibles pour répondre à cette demande de pointe est établi à leur débit maximal. Ainsi, en fonction de ce scénario, une hausse de la capacité de retrait maximale à Pointe-du-Lac permet de diminuer l'apport des autres outils pour répondre à la demande de pointe d'une capacité quotidienne équivalente (en l'occurrence, le transport FTSH).

Dans le deuxième scénario, un plan d'approvisionnement répondant à une demande prévue en hiver extrême est calculé. Cet exercice est nécessaire afin de vérifier que les outils pour répondre à la demande de pointe identifiée dans le scénario précédent peuvent également couvrir les besoins des clients en cas d'un hiver extrême. Dans ce second scénario, les retraits totaux du site de Pointe-du-Lac augmentent. Comme ils n'excèdent pas l'espace d'entreposage total, le projet permet de répondre au besoin d'outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême. Veuillez-vous référer aux réponses aux questions 8.1 et 8.2 pour plus de détails concernant l'effritement de Pointe-du-Lac avant et après le projet.

Au final, pour déterminer le niveau d'outils à détenir pour sécuriser l'approvisionnement des clients, Énergir retiendra la demande la plus élevée des deux scénarios calculés. Il est à noter que depuis 2013-20141, le scénario de la journée de pointe indique la quantité d'outils à détenir.

Ce sera aussi le cas pour les années prévues au plan d'approvisionnement 2019-2022. Comme le besoin à la journée de pointe est supérieur au besoin de l'hiver extrême, alors l'ajout de capacité de retrait à Pointe-du-Lac permet de réduire d'une façon équivalente les besoins de capacité de transport FTSH. Les économies prévues sont donc équivalentes à la réduction des outils de transport FTSH ». [nous soulignons]

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si la hausse de la capacité de retrait maximale à Pointe-du-Lac permettrait de réduire les outils de transport FTSH ou de transport FTLH sur la seule période hivernale. Veuillez élaborer et fournir une analyse quantitative.

Réponse :

Non, la hausse de la capacité maximale de retrait à Pointe-du-Lac permet de réduire un outil de transport sur une base annuelle puisque la quantité devenue excédentaire en hiver est complétée par une quantité équivalente déjà excédentaire en été. L'analyse quantitative demandée ne peut être fournie puisque l'ensemble des outils équivalents au projet, c'est-à-dire du transport FTSH ou FTLH à long terme sur le marché primaire, doivent être approvisionnés pour une période de 12 mois, une période plus courte n'est pas possible.

- 2.2 Veuillez indiquer si la hausse de la capacité de retrait maximale à Pointe-du-Lac permettrait de réduire les interruptions. Veuillez élaborer et fournir une analyse quantitative.

Réponse :

L'utilisation volontaire de Pointe-du-Lac pour réduire les interruptions n'est pas possible conceptuellement. En effet, cet outil est utilisé avant les interruptions dans l'ordonnancement des outils pour répondre à la demande. Lorsque le besoin d'interruption est requis, c'est que Pointe-du-Lac est déjà utilisé à pleine capacité et il ne pourrait donc pas être utilisé davantage pour réduire les interruptions.

3. **Références :** (i) Pièce [B-0148](#), p. 4 et 5;
(ii) Pièce [B-0170](#), Annexe 15, p. 3.

Préambule :

(i) « *Considérant ce qui précède, la décision de prolonger la durée du contrat de 73 000 GJ/j en provenance d'Empress reposait sur une question relativement simple : Énergir entrevoyait-elle une variation de la demande de pointe combinée à une variation des outils d'approvisionnement de l'ordre de 73 000 GJ/j sur l'horizon 2022-2024 qui aurait justifié de ne pas prolonger ce contrat pour une période de 2 ans. Si les analyses avaient démontré que oui, Énergir aurait agi en conséquence. Or, les analyses ont plutôt démontré que la demande projetée et la pointe en découlant en fonction des informations disponibles de même que la variation des outils d'approvisionnement justifiaient de conserver ce contrat de transport au-delà du 31 octobre 2022.* »

(ii) « *Volontairement, cette analyse sur le long terme ne tient pas compte de l'état contextuel et actuel de la structure d'approvisionnement. Par exemple, elle ne s'arrête pas au fait qu'en réalité il n'y a pas de transport FTSH primaire actuellement disponible et qu'ainsi, le projet ne substituera pas vraiment du transport FTSH primaire à court terme. Selon Énergir, il ne s'agit cependant pas d'un biais puisque le projet aura un impact à long terme sur les outils d'approvisionnement et qu'ainsi sa valeur ne devrait pas être seulement évaluée à partir d'un plan d'approvisionnement circonstanciel.* »

Demandes :

- 3.1 En vous référant aux données colligées dans le cadre des analyses réalisées en (i), veuillez compléter le tableau suivant sur l'horizon 2022-2024.

Réponse :

Dans le cadre du complément de preuve expliquant le contexte de la procédure de *term-up* 2017, pièce B-0148, GM-H, Document 7, présenté en suivi de la décision D-2018-049, seule la demande à la journée de pointe et les outils associés à cette demande ont été calculés dans l'analyse se trouvant à la page 6. Ainsi, les données à compléter dans le tableau fourni à la présente question dans la demande de renseignements n° 4 de la Régie, pièce A-0035, relativement à la demande moyenne pendant les 20 jours les plus froids de l'hiver, à la durée de la vague de froid et aux approvisionnements durant la période hivernale et à leurs coûts ne sont pas disponibles dans les analyses qui ont été réalisées pour cet exercice et mentionnées à la référence (i).

- 3.2 Veuillez indiquer les coûts additionnels qui seraient encourus pendant les deux hivers 2022-2023 et 2023-2024 pour l'acquisition d'outils d'approvisionnement supplémentaires afin de palier leur effritement en cas d'hiver extrême. Veuillez élaborer.

Réponse :

Aucun outil d'approvisionnement supplémentaire par rapport aux outils déjà requis pour répondre à la demande de la journée de pointe n'est requis pour 2022-2023 et 2023-2024.

Comme il est expliqué dans la réponse à la question 1.2, l'effritement des outils peut augmenter le débit quotidien requis pour l'hiver extrême sans toutefois dépasser la demande de la journée de pointe. Dans un tel cas, l'effritement additionnel des outils ne nécessite pas l'acquisition d'outils d'approvisionnement supplémentaires.

4. **Références :** (i) Pièce [B-0210](#), réponse à la question 8.3;
(ii) Pièce [B-0210](#), Annexe Q-6.3.

Préambule :

- (i) Énergir fournit des exemples historiques mensuels d'utilisation cyclique du site Pointe-du-Lac à l'aide de scénarios d'injection/retrait tirés des cinq derniers hivers (2013-2017).

INTRAGAZ - SITE POINTE-DU-LAC - HIVERS 2013 à 2017										
En 10 ³ m ³	2012-2013		2013-2014		2014-2015		2015-2016		2016-2017	
	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT
Novembre	894	5 765	1 155	2 659	837	816	1 258	161	2 804	5 777
Décembre	8 519	4 761	7 102	8 498	220	206	-	-	10 422	9 590
Janvier	8 469	11 176	11 288	15 023	6 767	14 142	5 115	5 123	7 467	6 966
Février	11 882	9 000	13 056	13 019	5 435	14 540	5 288	5 666	7 834	5 814
Mars	2 854	3 382	10 933	7 646	18 546	3 403	638	2 890	10 060	12 898

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

- (ii) Énergir présente les capacités quotidiennes en retrait au site Pointe-du-Lac :

Capacités quotidiennes en retrait					
Site d'entreposage à Pointe-du-Lac - avant projet					
RETRAIT - 10 ³ m ³ /jour ¹			RETRAIT - GJ/jour		
Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT	Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT
16 700	22 700	1 200	638 942	868 502	45 912
12 300	16 700	1 100	470 598	638 942	42 086
9 300	12 300	1 000	355 818	470 598	38 260
6 900	9 300	800	263 994	355 818	30 608
1 900	6 900	500	72 694	263 994	19 130
-	1 900	200	-	72 694	7 652

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

Demande :

- 4.1 En vous référant à (i), veuillez fournir les données additionnelles suivantes :

- Stock au 1^{er} novembre de chaque hiver (10³m³);
- Stock à la fin de chaque mois (10³m³);
- Pour chaque mois :
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits étaient égaux ou supérieurs à 1 200 10³m³/jour;
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits se situaient entre 1 100 et 1 200 10³m³/jour;
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits se situaient entre 1 000 et 1 100 10³m³/jour;
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits se situaient entre 800 et 1 000 10³m³/jour;
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits se situaient entre 500 et 800 10³m³/jour;
 - ✓ Nombre de jours dont les retraits se situaient entre 200 et 500 10³m³/jour.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'annexe Q-4.1.

5. **Référence :** Dossier [R-3871-2013](#), pièce [B-0117](#).

Préambule :

Dans le cadre du dossier portant sur le rapport annuel 2013, Énergir mentionnait que :

« Il est à noter que le 23 janvier était la septième journée consécutive d'une vague de froid où tous les clients étaient interrompus. Un effritement des outils était entamé.

En fonction de la planification effectuée le 22 janvier, Gaz Métro ne détenait pas les outils pour répondre à la demande, il manquait 692 10³m³ d'approvisionnement. Elle avait décidé de contracter 1 056 10³m³/jour (40 000 GJ/jour) pour une période de sept jours, soit la déficience d'approvisionnement plus une marge équivalente au besoin pour un degré-jour. Dans les faits, elle n'a été en mesure de contracter que 413 10³m³/jour pour la période visée, laissant ainsi une déficience projetée de 279 10³m³ pour la journée du 23 janvier.

De plus, plusieurs clients interrompus qui désiraient contracter du gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI) n'ont pu le faire, la capacité n'étant pas disponible. »

Demandes :

5.1 Veuillez fournir les données quotidiennes relatives à l'utilisation du site Pointe-du-Lac pendant cette vague de froid.

Réponse :

UTILISATION - SITE POINTE-DU-LAC / HIVER 2013			
En 10 ³ m ³ **	INJECTION	RETRAIT	INVENTAIRE ²
2013-01-15	-	238	19 150
2013-01-16	354	3	19 501
2013-01-17	-	1085	18 372
2013-01-18	1	288	18 074
2013-01-19	732	-	18 805
2013-01-20	158	0	18 963
2013-01-21	0	1098	17 821
2013-01-22	-	1059	16 720
2013-01-23	-	1029	15 650
2013-01-24	-	396	14 615
2013-01-25	-	1005	13 570
2013-01-26	0	188	13 375

1. Pouvoir calorifique utilisé de 38,26 MJ/m³ en 2013

2. Inventaire: Volume utile

5.2 Veuillez indiquer si l'effritement de Pointe-du-Lac pendant cette vague de froid est représentatif de celui observé lors des vagues de froid en général. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme la méthode d'établissement des outils d'approvisionnement a évolué entre 2012-2013 et 2018-2019, l'effritement des outils lors de l'hiver 2012-2013 n'est non seulement plus représentatif aujourd'hui, mais n'a également pas le même impact.

Énergir a expliqué dans la Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, à la pièce B-0017, Gaz Métro-4, Document 2, que la problématique liée à la journée du 23 janvier 2013 était une sous-estimation de la demande en journée de pointe.

Aujourd'hui, la demande en journée de pointe est mieux évaluée car les éléments sous-estimés en 2012-2013 font désormais l'objet d'une meilleure estimation. Pour 2012-2013, si la méthode d'aujourd'hui avait été appliquée, alors l'effritement des sites d'entreposage aurait été moins important.

De plus, il est à noter que le site était relativement peu effrité au début de la journée du 23 janvier 2013, alors que le niveau d'inventaire se situait à environ 80% de la capacité utile totale.

- 5.3 Veuillez indiquer le nombre de fois qu'un effritement de Pointe-du-Lac est entamé durant un hiver plus froid que la normale.

Réponse :

Le site de Pointe-du-Lac tend à s'effriter lorsque plusieurs journées froides se succèdent sans redoux de température, et ce peu importe le type d'hiver.

De plus, il est normal que le site de Pointe-du-Lac s'effrite lors d'un hiver froid. Ceci est par ailleurs évalué dans le cadre du calcul du débit quotidien requis à l'hiver extrême qui représente l'hiver le plus froid.

En fonction de la réponse à la question 1.6, pour le site de Pointe-du-Lac, en situation d'hiver extrême (réputé être l'hiver le plus froid), le débit minimal de retrait est à son maximum en décembre et en janvier autant avec ou sans le projet soumis à la Régie. En février, le site de Pointe-du-Lac se situe à 42,8 % et 61 % de son inventaire total, avec un débit de retrait réduit à $800 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ et $1 \text{ } 100 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ (sans ou avec projet à Pointe-du-Lac). Donc, dans l'hiver extrême, l'effritement du site ne se produit qu'une seule fois en février.

- 5.4 Veuillez également élaborer sur le besoin et les coûts des outils d'approvisionnement additionnels requis lorsqu'un effritement des outils, notamment Pointe-du-Lac est entamé.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 1.2, 3.2 et 5.2.

- 6. Références :** (i) Pièce [B-0202](#), Tableau 2 de l'annexe 6;
(ii) Pièce [B-0164](#), réponse à la question 1.1.

Préambule :

(i) Énergir présente le calcul détaillé de la prévision de la demande en journée de pointe ainsi que l'évolution de celle-ci entre le dossier tarifaire 2017-2018 et le présent dossier.

(ii) En réponse à une question de la FCEI, Énergir précise ce qui suit :

« Considérant l'écart entre 2015-2016 et 2016-2017, Énergir s'est questionnée sur la variation de la demande de pointe. À cet effet, un examen de la régression utilisée a été fait.

L'utilisation du paramètre « mois » dans la régression semble introduire une variabilité plus grande dans le modèle en comparaison de la variation annuelle de la demande continue.

Ainsi, lorsque le paramètre « mois » n'est pas utilisé dans la régression, les résultats annuels de la régression se rapprochent de la variation annuelle de la demande continue. En effet, pour les données de 2015-2016, la régression avec le paramètre « mois » sous-évalue le besoin de pointe.

Après avoir enlevé le paramètre « mois » dans les données de régression de 2015-2016, le résultat redressé se rapproche considérablement du résultat pour 2016-2017 :

Données de régression	Prévision janvier (10 ³ m ³)	Prévision février (10 ³ m ³)
2015-2016 sans le paramètre « mois »	28 834	28 834
2016-2017	29 674	29 747
2016-2017 sans le paramètre « mois »	29 798	29 798
Écart 2015-2016 sans « mois » et 2016-2017	840	913

La variation de 913 10³m³ représente une augmentation de la pointe pour la demande continue de 3,2 % alors que les volumes normalisés pour le PMD ont augmenté pour la même période de 4,0 %.

Comme pour 2016-2017 la régression avec et sans le paramètre « mois » donne un résultat similaire, Énergir conclut que la pointe calculée dans la Cause tarifaire 2018-2019 est adéquate. »
[notes de bas de page omises, nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 Veuillez indiquer si la prévision de la demande en journée de pointe pour le dossier tarifaire 2018-2019 de la référence (i) est établie avec ou sans le paramètre « mois ».

Réponse :

Comme la méthodologie déposée à l'annexe 6 de la pièce B-0218, GM-H, Document 1 pour la demande en journée de pointe inclut le paramètre « mois », la demande en journée de pointe pour le dossier tarifaire 2018-2019 est établie avec le paramètre « mois ».

- 6.2 En utilisant le format du tableau de la référence (i), veuillez présenter la prévision de la demande en journée de pointe pour le dossier tarifaire 2018-2019 avec et sans le paramètre « mois ».

Réponse :

Le tableau de la référence (i) présente les résultats obtenus avec le paramètre « mois ».

Veuillez vous référer à l'annexe Q-6.2 pour la reproduction du tableau de la référence (i) sans le paramètre « mois ».

Par ailleurs, Énergir a constaté que certains chiffres fournis en réponse aux questions 1.1 et 1.5 de la demande de renseignements n° 1 amendée de la FCEI, pièce B-0204, GM-T, Document 3 ne correspondaient pas exactement à l'année à laquelle ils étaient associés. Énergir dépose donc une version révisée de la pièce GM-T, Document 3.

PGEÉ

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0198](#);
 - (ii) Pièce [B-0216](#), 8^e demande réamendée;
 - (iii) Décision [D-2017-094](#), p. 96.

Préambule :

(i) « *Maintenir, pour 2018-2019, et jusqu'à ce que la Régie rende une décision dans le dossier R-4043-2018, l'offre de programmes en efficacité énergétique 2017-2018, telle qu'examinée dans le dossier R-3987-2016 et approuvée par la D-2017-094 (par.324), sans toutefois ajuster la demande tarifaire déposée en phase 2 pour ne pas retarder l'avancement de celle-ci.*
[...]

Lorsque la Régie rendra sa décision finale dans le dossier R-4043-2018, l'apport financier aux fins des programmes et mesures sous la responsabilité d'Énergir pourrait être capté dans les tarifs d'Énergir comme un pass-on, pour lequel Energir évaluera l'impact et en informera la Régie de manière comparable à la pratique usuelle. Les écarts entre la fixation des tarifs au dossier R-4018-2017 et l'apport financier approuvé par la Régie pour les programmes en efficacité énergétique d'Énergir dans le dossier R-4043-2018 seront captés et traités au rapport annuel 2019. »

(ii) Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis de 939 707 000 \$ et d'autoriser des dépenses d'exploitation de 210 786 000 \$.

(iii) « [324] *La Régie approuve le budget du PGEÉ au montant total de 22 361 142 \$ pour l'année tarifaire 2017-2018, tel que demandé par Gaz Métro.* »

Demandes :

7.1 À la référence (i), Énergir propose de ne pas ajuster sa demande tarifaire de la référence (ii), afin de ne pas retarder l'avancement de la phase 2. Veuillez indiquer si Énergir propose d'ajuster les montants du revenu requis et des dépenses d'exploitation prévus pour l'année 2018-2019 lors de la mise à jour du dossier après la décision sur le fond, et ce, afin que les tarifs de l'année 2018-2019 tiennent compte du budget du PGEÉ de la référence (iii).

Réponse :

Énergir confirme qu'elle entend ajuster les montants du revenu requis lors de la mise à jour du dossier après la réception de la décision sur le fond du dossier R-4018-2017. Toutefois l'ajustement ne sera pas reflété au niveau de la rubrique dépenses d'exploitation du revenu requis (B-0094, GM-N, Document 1 page 1 colonne 1 ligne 4), mais plutôt à la rubrique Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) de cette même pièce (B-0094, GM-N, Document 1, page 1, colonne 1 ligne 5), cette dernière étant constituée des charges d'exploitation

spécifiques au PGEÉ. Ainsi, à la réception d'une décision sur le fond favorable au traitement réglementaire proposé, conformément à sa proposition, Énergir ajustera le montant de la rubrique PGEÉ de 3 818 K\$ à 3 652 K\$ approuvé par la D-2017-094, soit une réduction de 166 K\$. De plus, considérant que les aides financières du PGEÉ sont capitalisables, Énergir entend également ajuster la base de tarification, le rendement ainsi que l'impôt, par des réductions de 2 778 K\$, 180 K\$ et 39 K\$ respectivement.

Énergir soumet que l'impact de ces ajustements seront peu significatifs sur l'ajustement tarifaire ainsi que les taux unitaires du service de distribution du présent dossier.

7.2 Veuillez expliquer le fonctionnement de la pratique usuelle du compte « pass on » mentionnée à la référence (i), entre autres pour le service du transport.

Réponse :

Le fonctionnement de la pratique du compte de « pass on » s'explique comme suit. Lorsqu'Énergir est informée d'une décision émanant d'un dossier distinct (ci-après « décision distincte »), pouvant porter effet sur le coût de service autorisé dans le cadre d'un dossier tarifaire, elle évalue les effets de cette décision distincte sur son coût de service autorisé en considérant sa date d'effet. Énergir analyse ensuite les alternatives possibles pour la récupération/remise de ces coûts. Deux alternatives sont possibles.

La première consiste en la mise à jour, en cours d'exercice, du coût de service, des tarifs, et des sections pertinentes du document des *Conditions de service et Tarifs*. Cette pratique peut être utilisée lors de changements de tarifs affectant le service de transport, en raison notamment, de l'importance relative de la variation des coûts.

La deuxième méthode consiste à capter à même le trop-perçu/manque à gagner de l'exercice financier, la variation des coûts occasionnée par la mise à jour des paramètres du dossier tarifaire, découlant de l'application de la décision relative au dossier distinct. Ainsi le trop-perçu/manque à gagner de l'exercice financier est porté au compte de frais reportés approuvé par la décision D-2013-054 [par.42]. Cette méthode est appliquée notamment au service d'équilibrage, étant donné la complexité d'une modification de l'ensemble des tarifs d'équilibrage en cours d'exercice, mais peut également être appliquée au service de transport. Considérant que l'ajustement tarifaire lié au PGEÉ est peu significatif, Énergir estime plus efficient d'utiliser cette seconde méthode et de capter l'écart au rapport annuel.

Concrètement, la séquence des événements se déroulerait comme suit. À la suite de ses analyses, Énergir transmet à la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire, par SDÉ et par messenger, une correspondance dans laquelle Énergir énonce les effets de la décision distincte et propose la méthode par laquelle ceux-ci seront captés. En l'absence d'un dossier tarifaire « actif », c'est-à-dire pour lequel une formation est déjà assignée, Énergir communique avec la Régie par voie administrative. À titre d'exemple, de telles communications ont été émises aux dossiers R-3970-2016 aux pièces B-0193 et B-0271 et par courriel, comme présenté à l'annexe 7.2.a. La captation de ces effets a été ultimement reconnue au rapport annuel visé.

En effet, Énergir note que la plus récente proposition de méthode de « pass-on » présentée à l'annexe 7.2.b effectivement reçu l'autorisation de la Régie (voir annexe 7.2.b).

- 7.3 Veuillez expliquer le traitement comptable réglementaire envisagé par Énergir pour les écarts de la référence (i) et le comparer avec la pratique usuelle du service du transport.

Réponse :

Le traitement comptable réglementaire envisagé pour les écarts entre le coût de service à être approuvé au dossier R-4018-2017 en lien avec le PGEÉ et l'apport financier à être approuvé pour le PGEÉ d'Énergir dans le cadre du dossier R-4043-2018 est similaire à la deuxième méthode énoncée en réponse à la question 7.2. Ainsi, sur réception de la décision du dossier R-4043-2018, Énergir appliquera la décision et en évaluera les effets sur les charges d'exploitation ainsi que sur les aides financières.

À la suite de cette évaluation, Énergir communiquera à la Régie la valeur estimée des résultats et les méthodes proposées pour neutraliser les effets de la décision du dossier R-4043-2018 sur les trop-perçus/manques à gagner anticipés pour le Rapport annuel 2019. Considérant l'absence d'impacts significatifs, Énergir peut déjà annoncer qu'elle préconisera le traitement comptable suivant. Pour les charges d'exploitation du PGEÉ, elle aura recours à la captation des écarts constatés à la fin de l'exercice financier 2018-2019 au moyen du compte de frais reportés hors-base spécifique au PGEÉ et dont l'application a été maintenue par la décision D-2017-094 [par.93]. Pour les aides financières, étant donné le peu d'effets anticipés sur les trop-perçus/manques à gagner, l'écart sera capté par la mécanique comptable en vigueur. Cette approche est en tout point cohérente avec celle retenue par la Régie dans sa décision D-2017-094,

« [94] Pour les aides financières du PGEÉ capitalisées à titre d'actifs réglementaires, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de capter les écarts entre le montant prévu au dossier tarifaire et le montant réel constaté en fin d'année.

[95] Considérant que ces écarts prévisionnels se corrigent par la mécanique comptable, dans la deuxième année suivant celle où l'écart a été constaté, la Régie est d'avis qu'il n'y a que peu d'effet sur les trop-perçus/manques à gagner. »

Ainsi, tant pour les charges d'exploitation que pour les aides financières du PGEÉ, les écarts seront captés et récupérés, ou remis à la clientèle dans la deuxième année suivant celle où l'écart a été constaté.

Cette approche se compare avec le traitement comptable usuel de « pass on » utilisé pour les services du transport ou de l'équilibrage lorsque l'impact tarifaire est jugé peu significatif. En effet, comme mentionné précédemment, l'écart entre les revenus et les nouveaux coûts issus d'une décision distincte sont captés au rapport annuel de l'année en cours, portés aux comptes de frais reportés pour les trop-perçu/manques à gagner des services de Transport et d'Équilibrage autorisés par la décision D-2013-054 [par.42] et récupérés ou remis à la clientèle dans la deuxième année suivant celle où les écarts ont été constatés.

7.4 Veuillez présenter un exemple d'application pour le service du transport en utilisant les données du dossier R-4024-2017 portant sur le rapport annuel 2017 et les données au présent dossier.

Réponse :

Au cours de l'exercice 2016-2017 trois pass-on ont été transmis à la Régie dans le cadre du dossier R-3970-2016. Les documents transmis sont les pièces B-0193 et B-0194 (transmis le 15 août 2016 avec une prise d'effet le 1er octobre 2016), B-0271 et B-0272 (transmis le 22 décembre 2016 avec une prise d'effet le 1er janvier 2017) et B-0273, B-0274 et B-0275 (transmis le 16 janvier 2017 mais prenant effet le 1er janvier 2017). La méthode de traitement comptable réglementaire retenue pour l'ensemble de ces pass-on était la constatation des écarts au rapport annuel 2017 et leur comptabilisation aux comptes de frais reportés pour les trop-perçu/manques à gagner des services de Transport et d'Équilibrage autorisés par la décision D-2013-054 [paragraphe 42].

L'effet de ces pass-on sur les coûts projetés à la Cause tarifaire 2016-2017 autorisés par la décision D-2016-156 ont été présentés aux résultats réels du dossier R-4024-2017. Les données comparatives globales ont été présentées aux pièces B-0183, Énergir-9, Document 2 pages 1 et 2 et spécifiquement pour les pass-on à la page 8 de ce même document aux lignes 1 à 3.

7.5 Veuillez présenter un exemple d'application du traitement comptable réglementaire proposé pour les écarts du PGEÉ de l'année 2019, en fonction des hypothèses suivantes :

a) Budget approuvé aux fins de fixation des tarifs de l'année 2018-2019 :

- aides financières : 18 M\$, et
- charges d'exploitation : 4 M\$.

b) Apport financier approuvé dans le cadre du dossier R-4043-2018 pour les programmes en efficacité énergétique d'Énergir :

- date de la décision : 1^{er} avril 2019;
- aides financières : 22 M\$, et
- charges d'exploitation : 4 M\$.

c) Données réelles pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 31 mars 2019 :

- montant lié au PGEÉ inclus dans les revenus : à déterminer par Énergir;
- aides financières : 6 M\$, et
- charges d'exploitation : 3,5 M\$.

d) Données réelles pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2019 :

- montant lié au PGEÉ inclus dans les revenus : à déterminer par Énergir;
- aides financières : 14 M\$
- charges d'exploitation : 2,5 M\$.

Réponse :

Veillez vous référer au tableau suivant, lequel illustre l'effet du traitement comptable réglementaire en fonction des hypothèses a, b, c et d.

Il est à noter que l'impact sur le coût de service présenté ci-après se limite à celui généré par les écarts liés aux aides financières. En effet la variation des aides financières à la base de tarification entraîne des variations au niveau du rendement sur la base de tarification ainsi que sur la charge d'impôt y étant associée. En premier lieu, afin de favoriser la compréhension, Énergir présente les ajustements qui seront apportés à la suite de la réception de la décision sur le fond du dossier R-4018-2017 en comparaison aux éléments du coût de service de la proposition tarifaire initiale.

Comme mentionné à la réponse à la question 7.1, les écarts provenant des charges d'exploitation du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) seront comptabilisés dans un compte de frais reportés maintenu hors de la base de tarification, comme approuvé dans la décision D-2017-094 (R-3987-2016). L'impact sur le coût de service de ces écarts étant marginal, il n'a pas été considéré dans la simulation.

De plus, aucune charge d'amortissement n'est prévue pour les additions relatives aux aides financières de l'année 2018-2019 puisque la période d'amortissement de 10 ans débutera l'année financière suivant celle où les subventions versées auront été capitalisées (D-2017-094).

Budget selon a)

Dossier tarifaire 2018-2019	
Aides financières : 18 M\$	
1 ^{er} oct. 2018	30 sept. 2019

Approbation selon b)

Décision TEQ	
Aides financières : 22 M\$	
1 ^{er} oct. 2018	Décision dossier R-4043-2018 1 ^{er} avril
	30 sept. 2019

Réal selon c) et d)

Rapport annuel	
Aides financières 6 M\$	Aides financières: 14 M\$
1 ^{er} oct. 2018	31-mars
	30 sept. 2019

Éléments du coût de service (000 \$)					Effet décision CT2018- 2019 sur le fond	Effet "Pass On"	Rapport annuel
<u>Moy. 13 soldes additions</u>	<u>Rendement</u>	<u>Impôt</u>	<u>Total</u>				
Proposition initiale tarifaire	12 267	797	171	968			
a)	9 489	617	132	749	→(219)		
b)	10 424	678	145	823		→ 74	
c) et d)	8 109	527	113	640			→(109)

a)

Ainsi, lors de la mise à jour de la Cause tarifaire 2018-2019, à la suite de la décision sur le fond, Énergir ajustera les aides financières afin de refléter le budget approuvé lors de la décision D-2017-094. Cet ajustement se traduira par une baisse du coût de service de 219 K\$.

b)

Au 1^{er} avril, advenant le cas où les aides financières approuvées dans le cadre du dossier R4043-2018 seraient de 22 M\$, Énergir transmettra à la Régie une correspondance dans laquelle elle énoncera les effets relatifs à cette décision, dans ce cas-ci, une hausse du coût de service de 74 K\$. De plus, tel que mentionné à la question 7.2, Énergir évaluera les alternatives possibles pour la récupération des coûts. Dans ce cas-ci, l'effet non significatif de ce « Pass On » ne sera pas traduit par un ajustement tarifaire du service de distribution, mais sera plutôt capté lors du rapport annuel.

c) et d)

Finalement, lors du rapport annuel 2018-2019, advenant le cas où les aides financières versées au 30 septembre 2019 se chiffrent à 20 M\$, l'écart par rapport au budget autorisé créera un trop-perçu de 109 K\$ lequel sera capté par la mécanique comptable en vigueur au terme de l'exercice financier. Énergir rappelle que cette approche est conforme à la décision D-2017-094.

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0231](#);
(ii) Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-094](#), p. 101 à 106.

Préambule :

(i) « *Tel qu'indiqué à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie (B-0160, GM-T, Document 1), Énergir n'est pas en mesure de quantifier individuellement l'impact des divers ajustements à ses stratégies d'intervention pour les programmes PE208, PE218 et PE219 (ancienne nomenclature), incluant la bonification des aides financières autorisée par la Régie dans sa décision D-2017-094, sur les économies d'énergie (et par le fait même sur le nombre de participants) sur l'horizon 2019-2023.*

Ainsi, il n'est malheureusement pas possible pour Énergir de présenter les fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 en incluant seulement les économies d'énergie et la participation prévues après modification des aides financières autorisées par la Régie dans sa décision D-2017-094, tel que demandé à la question 13.1 de la demande de renseignements no 2 de la Régie. Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023. »

(ii) « *[344] Gaz Métro estime, selon une approche conservatrice, que les modifications proposées aux aides financières des programmes PE208, PE218 et PE219, généreront une hausse de participation de 30 % d'ici cinq ans.*
[...]

[346] Au niveau des économies unitaires, Gaz Métro les maintient constantes au cours de la période 2018-2020 anticipant que la hausse des aides financières pourrait se traduire tant par la participation de projets de plus grande taille que pour des projets de plus petite taille. Un ajustement pourra alors être effectué lorsque les impacts réels pourront être constatés dans les résultats.
[...]

[374] La Régie est d'avis que l'application de ces modifications devrait avoir un impact sur la participation, ainsi que sur les économies prévues. Compte tenu du délai typique pour implanter des projets dans le cadre de ces programmes, la Régie considère qu'il est raisonnable d'étaler cet impact sur trois ans, tel que suggéré par le ROÉÉ.

[375] Conséquemment, la Régie demande à Gaz Métro, dans le prochain dossier tarifaire, de mettre à jour le PGEÉ afin d'étaler la hausse de participation et des économies prévues des programmes PE208, PE218 et PE219 sur les années 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020. »
[nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demande :

8.1 Sans quantifier individuellement l'impact des divers ajustements à ses stratégies d'intervention pour les programmes PE208, PE218 et PE219 selon la référence (i), veuillez

présenter l'étalement de la hausse de participation et des économies prévues des programmes PE208, PE218 et PE219 sur les années 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020, en réponse au suivi de la décision citée en référence (ii).

Réponse :

Le tableau suivant présente les participants bruts et les économies brutes prévus pour les années 2016-2017¹ à 2019-2020².

Volets	Cause 2016-2017	Cause 2017-2018	Cause 2018-2019	Cause 2019-2020	% de croissance sur 3 ans vs 2016-2017
Encouragement à l'implantation - CII (PE208)					
Participants bruts	84	90	103	108	29%
Économies brutes (m3)	7 125 132	6 619 590	8 428 753	8 837 915	24%
Encouragement à l'implantation - VGE (PE218)					
Participants bruts	21	22	25	29	38%
Économies brutes (m3)	10 132 920	11 332 772	14 037 295	16 283 262	61%
Encouragement à l'implantation - VGE (PE219)					
Participants bruts	10	10	13	14	40%
Économies brutes (m3)	4 046 340	4 608 090	6 324 920	6 811 452	68%
Total					
Participants bruts	115	122	141	151	31%
Économies brutes (m3)	21 304 392	22 560 452	28 790 968	31 932 629	50%

La croissance de la participation prévue a été répartie sur les années 2017-2018 à 2019-2020 et représente une croissance moyenne de 31 % sur les trois années. Cette croissance s'est également traduite par une croissance des économies anticipées sur la même période.

La hausse des aides financières autorisée par la Régie dans la décision D-2017-094, quoiqu'inférieure à celle demandée par Énergir pour le volet PE208³, contribue à cette croissance.

¹ R-3970-2016, B-0209, Gaz Métro-9, Document 1, pages 46, 84 et 86.

² GM-J, Document 5, pages 22, 25 et 26.

³ D-2017-094, paragraphe [368]

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0198](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 36;
 - (iii) Suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219, [proposition d'Énergir](#), 24 février 2017, p. 12.

Préambule :

(i) « *Maintenir, pour 2018-2019, et jusqu'à ce que la Régie rende une décision dans le dossier R-4043-2018, l'offre de programmes en efficacité énergétique 2017-2018, telle qu'examinée dans le dossier R-3987-2016 et approuvée par la D-2017-094 (par.324), sans toutefois ajuster la demande tarifaire déposée en phase 2 pour ne pas retarder l'avancement de celle-ci.* »

(ii) « *Énergir souhaite préciser à la Régie que la nouvelle méthodologie de suivi des économies décrite ci-dessus est implantée depuis le 1^{er} février 2018.*

[...]

Énergir a mis de l'avant ces changements à la suite de la décision D-2017-094 qui approuvait le budget total du PGEÉ, lequel prévoyait des sommes liées à la méthode de suivi des économies proposée par Énergir et à laquelle la Régie faisait référence dans cette même décision. Soulignons que ces modifications aux programmes et l'augmentation du budget associé au suivi des économies ont été discutées lors des audiences du dossier tarifaire 2018. Énergir n'avait pas eu d'indications contraires de la Régie, l'ensemble des changements visant les programmes PE208, PE218 et PE219 a été déployé simultanément le 1^{er} février 2018 » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii)

Estimation des coûts attribuables aux suivis des économies par programme et par année

	Coûts supplémentaires pour le suivi des économies			Coûts supplémentaires totaux
	PE208	PE218	PE219	
2017-2018				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	33 732 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	0 \$	0 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	
2018-2019				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	27 360 \$	14 184 \$	5 796 \$	73 500 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	24 000 \$	2 160 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	27 360 \$	38 184 \$	7 956 \$	
2019-2020				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	28 800 \$	20 232 \$	9 864 \$	226 896 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	120 000 \$	48 000 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	28 800 \$	140 232 \$	57 864 \$	

Demande :

- 9.1 Veuillez confirmer que le montant des « coûts supplémentaires » lié à la nouvelle approche de suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219 prévu dans le budget du PGEÉ 2017-2018 qu'Énergir propose de reconduire pour l'année 2018-2019 est de 33 732 \$. Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

Énergir propose de reconduire le budget de 33 732 \$ pour l'année 2018-2019 jusqu'à ce que la Régie ait rendu une décision dans le dossier R-4043-2018. Les budgets associés à la nouvelle approche de suivi des économies des volets PE208, PE218 et PE219 pour 2018-2019 sont intégrés au Plan directeur 2018-2023 de Transition énergétique Québec dont la Régie a été saisie dans le dossier R-4043-2018.

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 41;
 - (ii) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 6;
 - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 37;
 - (iv) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 99;
 - (v) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 10;
 - (vi) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0209](#), p. 14;
 - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 10.

Préambule :

Énergir demande à la Régie de l'autoriser à mettre fin au suivi du paragraphe 433 de la décision D-2014-077 sur la base de la constance des résultats obtenus les quatre dernières années et dans un souci d'allègement réglementaire (référence (ii)).

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, tel que fournis aux rapports annuels 2015 à 2017 (références (iii), (v) et (vii)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés durant l'année (réel) (\$)
Rapport annuel 2014-2015	(vii)	10 145 223 \$
Rapport annuel 2015-2016	(v)	11 144 068 \$
Rapport annuel 2016-2017	(iii)	11 555 600 \$

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, les montants engagés durant l'année et payés après l'année ainsi que les montants engagés avant l'année et payés après l'année, fournis par Énergir aux dossiers tarifaires 2017 à 2019 (références (i), (iv) et (vi)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés durant l'année (prévu)	Montants engagés dans l'année et payés après l'année (prévu)	Montants engagés avant l'année et payés après (prévu)
Tarifaire 2017	(vi)	12 594 110 \$	13 219 716 \$	7 928 359 \$
Tarifaire 2018	(iv)	13 587 252 \$	14 387 821 \$	7 944 845 \$
Tarifaire 2019	(i)	16 745 620 \$	17 724 827 \$	6 864 511 \$

Demandes :

- 10.1 Veuillez ventiler la troisième colonne du premier tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle d'exercice au rapport annuel dans laquelle (lesquelles) des aides financières ont été engagées.

Réponse :

Selon la compréhension d'Énergir, le suivi découlant du paragraphe 433 de la décision D-2014-077 ne fait pas partie des suivis dont la Régie demeure saisie selon sa lettre du 28 juin 2018 (A-0028). À cet effet, Énergir réfère aux motifs mentionnés dans sa lettre du 6 juillet 2017 (déposée sur le SDÉ le 9 juillet 2018, B-0207), réitérés dans sa lettre du 16 juillet 2018 (B-0232). Énergir soumet qu'elle a d'ailleurs amendé sa demande en conséquence de ce qui précède (voir la 8^e demande réamendée, B-0216).

Par ailleurs, Énergir soumet respectueusement qu'il lui apparaît que le forum approprié pour obtenir les informations demandées en lien avec les données qui figurent dans le premier tableau est le rapport annuel, sous réserve de clarifications à obtenir quant aux conclusions d'apparence contradictoires de la décision D-2018-096 en lien avec le suivi de la décision D-2014-077 (paragraphe 433).

- 10.2 Veuillez ventiler la troisième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle (lesquelles) des aides financières ont été engagées.

Réponse :

Selon la compréhension d'Énergir, le suivi découlant du paragraphe 433 de la décision D-2014-077 ne fait pas partie des suivis dont la Régie demeure saisie selon sa lettre du 28 juin 2018 (A-0028). À cet effet, Énergir réfère aux motifs mentionnés dans sa lettre du 6 juillet 2017 (déposée sur le SDÉ le 9 juillet 2018, B-0207), réitérés dans sa lettre du 16 juillet 2018 (B-0232). Énergir soumet qu'elle a d'ailleurs amendé sa demande en conséquence de ce qui précède (voir la 8^e demande réamendée, B-0216). Sous réserve de ce qui précède, Énergir ajoute ce qui suit.

Les données présentées dans la troisième colonne sont des prévisions qui ont été établies au moment de préparer chacun des dossiers tarifaires. Ces prévisions sont établies sur la base de l'historique du délai moyen entre l'engagement et le paiement des dossiers pour chacun des volets des programmes. Cette technique permet de déterminer si les dossiers qui sont prévus être payés durant l'exercice financier visé par la cause tarifaire seront issus d'engagements

des exercices financiers précédents, sans pour autant déterminer avec précision l'année financière où les dossiers ont été effectivement engagés.

Il ne s'agit donc pas du résultat d'un exercice au cas par cas pour chacun des dossiers de chacun des volets de chacun des programmes. Par conséquent, Énergir n'est pas en mesure de répondre à cette question.

- 10.3 Veuillez ventiler la quatrième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle (lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

Réponse :

Selon la compréhension d'Énergir, le suivi découlant du paragraphe 433 de la décision D-2014-077 ne fait pas partie des suivis dont la Régie demeure saisie selon sa lettre du 28 juin 2018 (A-0028). À cet effet, Énergir réfère aux motifs mentionnés dans sa lettre du 6 juillet 2017 (déposée sur le SDÉ le 9 juillet 2018, B-0207), réitérés dans sa lettre du 16 juillet 2018 (B-0232). Énergir soumet qu'elle a d'ailleurs amendé sa demande en conséquence de ce qui précède (voir la 8^e demande réamendée, B-0216). Sous réserve de ce qui précède, Énergir ajoute ce qui suit.

Les données présentées dans la quatrième colonne sont des prévisions qui ont été établies au moment de préparer chacun des dossiers tarifaires. Ces prévisions sont établies sur la base de l'historique du délai moyen entre l'engagement et le paiement des dossiers pour chacun des volets des programmes. Cette technique permet de déterminer si les dossiers qui sont prévus être engagés durant l'exercice financier visé par la cause tarifaire seront payés lors des exercices financiers futurs, sans pour autant savoir avec précision dans quelle année ils seront effectivement payés.

Il ne s'agit donc pas du résultat d'un exercice au cas par cas pour chacun des dossiers prévus être engagés pour chacun des volets de chacun des programmes, exercice qui s'avèrerait très imprécis puisqu'Énergir n'a pas de contrôle sur les délais et les impondérables qui peuvent affecter l'implantation des mesures d'efficacité énergétique encouragées par ses programmes. Par conséquent, Énergir n'est pas en mesure de répondre à cette question.

- 10.4 Veuillez ventiler la cinquième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle (lesquelles) des aides financières ont été engagées et selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle (lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

Réponse :

Selon la compréhension d'Énergir, le suivi découlant du paragraphe 433 de la décision D-2014-077 ne fait pas partie des suivis dont la Régie demeure saisie selon sa lettre du 28 juin 2018 (A-0028). À cet effet, Énergir réfère aux motifs mentionnés dans sa lettre du

6 juillet 2017 (déposée sur le SDÉ le 9 juillet 2018, B-0207), réitérés dans sa lettre du 16 juillet 2018 (B-0232). Énergir soumet qu'elle a d'ailleurs amendé sa demande en conséquence de ce qui précède (voir la 8^e demande réamendée, B-0216). Sous réserve de ce qui précède, Énergir ajoute ce qui suit.

Les données présentées dans la cinquième colonne sont des prévisions qui ont été établies au moment de préparer chacun des dossiers tarifaires. Ces prévisions sont établies sur la base de l'historique du délai moyen entre l'engagement et le paiement des dossiers pour chacun des volets des programmes. Cette technique permet de déterminer si les dossiers qui ont été engagés avant l'exercice financier visé par la cause tarifaire seront payés lors des exercices financiers futurs, sans pour autant savoir avec précision dans quelle année ils seront effectivement payés.

Il ne s'agit donc pas du résultat d'un exercice au cas par cas pour chacun des dossiers qui ont été engagés pour chacun des volets de chacun des programmes, exercice qui s'avèrerait très imprécis puisqu'Énergir n'a pas de contrôle sur les délais et les impondérables qui peuvent affecter l'implantation des mesures d'efficacité énergétique encouragées par ses programmes. Par conséquent, Énergir n'est pas en mesure de répondre à cette question.

11. Référence : Pièce [C-ROEE-0018](#), p. 9 à 10.

Préambule :

« Dans la mesure où le Plan d'action 2017-2020 découlant de la Politique énergétique 2030 prévoit un minimum de 5 % de GNR à être injecté dans les réseaux de distribution de gaz naturel au Québec d'ici 2020 Le ROEE est d'avis que le coût et les projections de vente de GNR devraient être prises en compte dans le calcul du coût évité, et ce, que le coût du GNR soit socialisé en tout, en partie ou nullement.

Le ROEE recommande donc que la part des prévisions GNR intégrées dans le réseau d'Énergir soit prise en compte dans les calculs des coûts évités (Recommandation 3) »

Demandes :

11.1 Veuillez commenter la recommandation du ROEE citée en préambule.

Réponse :

La recommandation du ROEE est intéressante, puisqu'elle fait référence à une nouvelle dynamique d'approvisionnement qui n'avait pas été exploitée jusqu'à maintenant.

Les prévisions des coûts évités ont été établies en utilisant le coût du service de fourniture d'Énergir⁴, prévisions qui excluent les coûts du GNR, jugés proportionnellement marginaux actuellement.

Dans ce contexte, Énergir est d'avis qu'il est prématuré en ce moment de tenter de considérer le coût du GNR dans les coûts évités d'Énergir, mais que le sujet mérite d'être analysé plus en détail lors d'une prochaine étude sur les coûts évités.

Ce délai permettra de traiter de ce sujet avec des données historiques plus probantes et aussi, le cas échéant, d'analyser la meilleure façon de procéder selon si les coûts du GNR sont socialisés, partiellement socialisés ou non.

11.2 Veuillez évaluer l'impact sur les prévisions des coûts évités 2019 à 2023 de la prise en compte des injections de GNR au réseau d'Énergir.

Réponse :

L'impact sur les prévisions des coûts évités 2019 à 2023 est jugé marginal et n'affecterait pas les conclusions associées aux résultats des tests de rentabilité des programmes du PGEÉ.

⁴ GM-J, Document 4, page 15.

AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (ASF)

12. **Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#);
 - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 2.
 - (iii) Pièce [B-0210](#), p. 80.

Préambule :

(i) « Le tableau ci-dessous illustre le traitement comptable appliqué actuellement ainsi que le traitement comptable modifié en conformité avec la mise à jour ASU 2017-07.

	Avant (ASC 715)	Après (ASU 2017-07)	
Coût des services rendus	Comptabilisés dans les dépenses d'exploitation et capitalisables aux actifs	Comptabilisé dans les dépenses d'exploitation	Capitalisable aux actifs
Autres composantes du coût des ASF		Comptabilisés à titre de frais financiers (hors des dépenses d'exploitation)	Non capitalisables aux actifs
Application	1 ^{er} octobre 2016 (exercice 2016-2017)	1 ^{er} octobre 2018 (exercice 2018-2019)	
Impact sur le coût de service	Le coût des autres composantes reliés aux avantages sociaux futurs est intégré au coût de service, démontrant que ces éléments sont des coûts admissibles		

Pour les états financiers consolidés d'Énergir, Énergir inc et Valener, cette norme s'applique de façon prospective pour la capitalisation et est effective au 1^{er} octobre 2018, soit pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2019. Conséquemment, les données financières des documents comptables déposés dans le cadre de la présente cause tarifaire (2018-2019) sont établies conformément à ces principes comptables. »

(ii) Énergir présente un tableau intitulé « Composition de la charge du régime de retraite ». Ce tableau inclut également des montants prévus pour les assurances collectives. Elle établit la charge liée aux ASF à 19,2 M\$ pour le 4/8 2018 (avant nivellement) et à 26,5 M\$ pour 2019.

(iii) « La nouvelle norme ASC 715 n'entraîne pas d'impact sur la composition de la charge de retraite. Ainsi, le coût des services rendus et le coût des autres composantes des avantages sociaux (intérêts débiteurs, rendement prévu des actifs du régime, amortissement du coût des services passés et amortissement des gains et pertes d'expérience) en font partie intégrante. En ce sens, le tableau de la référence (ii), tel que déposé, présente la charge de retraite prévue pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2019 ». [nous soulignons]

Demandes :

12.1 Veuillez concilier les deux affirmations des références (i) et (iii) suivantes :

- Les autres composantes du coût des ASF sont non capitalisables aux actifs après la norme ASU 2017-07 à compter du 1^{er} octobre 2018.
- La nouvelle norme n'entraîne pas d'impact sur la composition de la charge de retraite.

Réponse :

Énergir établit d'emblée une distinction entre la **composition** de la charge de retraite et la **comptabilisation** du montant relatif aux ASF aux résultats et aux actifs capitalisés. Les affirmations citées dans la demande ne sont pas conciliables, car elles traitent de concepts distincts. Elles sont cependant toutes deux véridiques, tel que démontré ci-dessous.

Énergir réitère que la nouvelle norme n'entraîne pas d'impact sur la composition de la charge de retraite. Que l'on se positionne selon le traitement comptable actuel ou selon le traitement comptable demandé (nouvelle norme en vertu de laquelle les autres composantes du coût des ASF sont non capitalisables aux actifs), les quatre composantes présentées dans le tableau de la référence (i) demeurent intégralement constituantes de la charge de retraite. Cette continuité dans la composition de la charge de retraite est notamment illustrée dans le tableau titré « Composantes relatives au coût des avantages sociaux futurs » (B-0050, GM-N, Document 22, page 4, Tableau 1. À titre d'exemple, précisons que la projection actuarielle du coût des régimes de retraite établie par la firme Aon présente les mêmes composantes de la charge de retraite pour l'exercice 2018 et pour l'exercice 2019, bien que ces derniers soient soumis à des traitements comptables différents, soit respectivement le traitement comptable actuel et le traitement comptable demandé (nouvelle norme).

Or, les autres composantes du coût des ASF étant non capitalisables aux actifs après la norme ASU 2017-07 à compter du 1^{er} octobre 2018, les calculs effectués pour déterminer le montant du coût des ASF comptabilisé aux résultats et le montant du coût des ASF aux actifs seront révisés afin de se conformer à la nouvelle norme. En effet, à partir du 1^{er} octobre 2018, seul le coût des services rendus est admissible à la capitalisation.

12.2 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (ii) afin de présenter la charge liée aux ASF de l'année 2019 lorsqu'établie selon le traitement comptable réglementaire utilisé pour le 4/8 2018, avant nivellement. Veuillez également présenter séparément l'impact qui découle de l'application de la nouvelle norme ASC 715 sur la charge liée aux avantages sociaux futurs à compter du 1^{er} octobre 2018.

Réponse :

Énergir précise que le tableau de la référence (ii) présente la charge liée aux ASF de l'année 2019 **avant considération de l'impact de la capitalisation**. L'objectif de ce tableau est de présenter la projection actuarielle des diverses composantes du régime de retraite, telles

qu'établie par l'évaluation de la firme Aon. Le traitement comptable n'est donc pas pris en considération dans la présentation de cette information aux fins de présentation du document mentionné en référence (ii).

Le tableau actualisé ci-dessous segmente de façon différente les composantes de la charge de retraite de l'année 2019, avant la capitalisation.

COMPOSITION DE LA CHARGE DU RÉGIME DE RETRAITE PRÉVUE POUR L' EXERCICE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2019		
		CT 2019 (en milliers de \$)
1		
2	Coût des services rendus	29 683
3	Sous-total - Coût des services rendus	29 683
	(li. 2)	
4	Coût des autres composantes liées aux ASF	
5	Intérêts débiteurs	29 724
6	Rendement prévu des actifs du régime	(43 063)
7	Amortissement - coût des services passés	-
8	Amortissement - (gains) et pertes d'expérience	11 025
9	Sous-total - Coût des autres composantes liées aux ASF	(2 314)
	(li. 5 à 8)	
10	Total - CHARGE DU RÉGIME DE RETRAITE	27 369
	(li. 3 + 9)	

Dans un contexte où la Régie souhaite connaître séparément l'impact du montant relatif aux avantages sociaux futurs pour l'année 2019 découlant de l'application, à compter du 1^{er} octobre 2018, de la nouvelle norme, Énergir réfère à l'extrait ci-dessous tiré de l'Annexe A – Impact tarifaire du document B-0050, GM-N, Document 22, lignes 9, 22 à 26 et 41 à 46 *Demande de modifications comptables réglementaires relatives aux avantages sociaux futurs*.

(en \$)

	Demande	Méthode actuelle	Écart
Coût des services rendus	29 682 900	29 682 900	-
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(2 314 200)	(2 314 200)	-
Coût des avantages sociaux futurs, avant capitalisation	27 368 700	27 368 700	-
Capitalisation (Note 1)	(7 524 351)	(6 937 722)	(586 629)
Coût des avantages sociaux futurs, nets de l'effet de la capitalisation	19 844 349	20 430 978	(586 629)

Note 1

	Demande	Méthode actuelle	Écart
Dépenses d'opération assujetties à la capitalisation	29 682 900	27 368 700	2 314 200
Taux de capitalisation moyen	25,35%	25,35%	-
Capitalisation aux actifs	7 524 351	6 937 722	586 629

(2) Selon la demande, les autres composantes du coût des avantages sociaux futurs ne sont plus capitalisées aux actifs.

(3) Taux de capitalisation moyen basé sur les heures capitalisables par rapport aux heures productives

L'impact de l'application de la nouvelle norme sur le coût des avantages sociaux futurs, nets de l'effet de la capitalisation, pour l'année 2019 est une diminution d'un montant de 587 k\$. En effet, la charge liée aux ASF de l'année 2019 lorsqu'établie selon le traitement comptable réglementaire utilisé pour le 4/8 2018 (l'exercice 2018) serait de 20 431 k\$ alors que, selon le traitement comptable demandé (nouvelle norme), la charge est réduite à 19 844 k\$.

TARIF DE RÉCEPTION

13. **Référence :** Pièce [B-0188](#), p. 18.

Préambule :

« [...] le taux unitaire pour les volumes livrés en territoire est nul. Afin de déterminer ce taux il faut, dans un premier temps, évaluer si les volumes livrés par le producteur excèdent les volumes projetés dans la zone de consommation. Si c'est le cas, les coûts additionnels associés à ces volumes sont évalués et chargés à l'ensemble des producteurs de la zone de consommation. Les coûts estimés pour l'année 2018-2019 sont nuls puisque l'entièreté des volumes produits demeurera dans la zone de consommation de Saint-Hyacinthe (Centre-du-Québec/ Estrie). » [nous soulignons]

Demande :

13.1 Veuillez commenter la possibilité de fournir une carte des différentes zones de consommation dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

Réponse :

Il serait possible pour Énergir de fournir une carte des différentes zones de consommation dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#);
 - (ii) Pièce B-0161, Annexe Q-20.1 (ne peut être consulté);
 - (iii) Dossier R-3867-2013, ph. 3B, décision [D-2018-080](#), p. 45.

Préambule :

- (i) Énergir présente la rentabilité du plan de développement 2018-2019.
- (ii) Fichier Excel déposé en réponse à une DDR de la Régie permettant d'établir la rentabilité du plan de développement 2018-2019, présenté en référence (i). Énergir présente entre autres, le taux de rendement interne (TRI) et l'indice de profitabilité (IP).
- (iii) « [154] La Régie ordonne à Énergir de présenter distinctement, dans le cadre de chaque dossier tarifaire, le montant des FGC inclus au Plan de développement et, donc, intégré aux montants des investissements inférieurs au seuil faisant l'objet d'une demande d'autorisation préalable en vertu de l'article 73 de la Loi.
[...]

[178] Compte tenu de ce qui précède, la Régie rejette la proposition d'Énergir de considérer les FGE dans l'évaluation globale de la rentabilité du Plan de développement des projets d'extension de réseau inférieurs au seuil. Elle ordonne donc à Énergir, d'intégrer les FGE au coût de chaque projet en appliquant le taux calculé chaque année au montant des « Services entrepreneurs », comme c'est le cas dans la Méthode actuelle.

[179] La Régie ordonne à Énergir de présenter dans chaque dossier tarifaire, pour approbation, le taux de FGE à appliquer au montant des « Services entrepreneurs » de chaque projet, en justifiant toute modification d'une année à l'autre.
[...]

[198] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir d'inclure des coûts d'entretien préventif et correctif associés aux investissements qu'elle prévoit en Renforcement du réseau de distribution dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement. À cet égard, le Distributeur devra utiliser les coûts d'OPEX de 0,22 \$/m/an pour l'entretien préventif et de 0,37 \$/m/an pour l'entretien correctif, fixés dans la décision D-2017-092, ou ceux mis à jour par la Régie, le cas échéant.
[...]

[313] Pour ces motifs, la Régie approuve le critère d'un IP de 1,0 pour chaque projet d'extension de réseau inférieur au seuil inscrit dans le Plan de développement du Distributeur présenté pour autorisation dans le cadre des dossiers tarifaires.
[...]

[389] En conséquence, la Régie accueille partiellement la proposition d'Énergir relative aux cas d'exception mais rejette le concept de budget spécial utilisé pour simuler la contribution d'un client fictif.

[390] Par souci de transparence et afin de mitiger les risques associés à ce type de projets, la Régie retient plutôt le concept d'une enveloppe maximale dédiée à la réalisation des projets de cas d'exception les plus prometteurs présentant un IP égal à 1,0 sur un horizon de cinq ans de matérialisation du potentiel de densification. La Régie fixe le montant annuel maximal de cette enveloppe à 1,5 M\$, pour la réalisation de l'ensemble des projets de cas d'exception. Ce budget sera puisé à même la rentabilité globale du Plan de développement
[...]

[314] La Régie rejette la proposition d'Énergir visant à inclure dans son Plan de développement les projets d'extension de réseau présentant un IP de 0,8 avec expectative de densification.
[...]

[419] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir de s'assurer que la présentation des données au dossier tarifaire et au rapport annuel contient :

- le Plan de développement des investissements inférieurs au seuil, incluant ceux associés aux Renforcements et aux ajouts de charge, accompagné de l'évaluation de sa rentabilité globale, présentée selon les méthodes de l'IP et du TRI;
- les investissements de cas d'exception (repavage et parc industriel);
- les investissements supérieurs au seuil ayant déjà fait l'objet d'une autorisation par la Régie;
- le Plan global de développement incluant tous les investissements afin d'établir le lien avec les ajouts à la base de tarification, accompagné de l'évaluation de sa rentabilité globale, présentée selon les méthodes de l'IP et du TRI. »

Demande :

14.1 Considérant les dispositions de la décision D-2018-080 citée en référence (iii), veuillez élaborer sur le suivi qu'Énergir entend proposer au présent dossier en ce qui a trait au plan de développement de l'année 2018-2019 présenté en référence (i).

Réponse :

Tout d'abord, Énergir assure la Régie qu'elle se conformera à la décision D-2018-080. Conséquemment, les nouveaux projets d'extension seront évalués en fonction des paramètres de la décision.

Ensuite, comme prévu à la décision D-2018-080, Énergir compte déposer pour le 28 septembre 2018, une proposition quant à l'information et aux pièces qui devront être déposées à partir du dossier tarifaire 2019-2020 pour la demande d'autorisation des investissements en vertu de l'article 73. Cette proposition permettra ainsi d'apprécier les modifications aux pièces que compte déposer Énergir à partir du dossier tarifaire 2019-2020

qui intègrent les différentes dispositions et ordonnances de la décision D-2018-080. Cette proposition sera par la suite discutée en rencontre de travail. De surcroît, Énergir déposera également à la Régie pour le 28 septembre 2018, le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau tenant compte de l'ensemble des paramètres établis par la décision D-2018-080, en illustrant son application sur un ou plusieurs cas type. La Régie pourra ainsi s'assurer de la conformité d'application de la décision D-2018-080.

Enfin, tel que mentionné dans sa correspondance avec la Régie datée du 24 juillet 2018, Énergir ne compte pas déposer un nouveau Plan de développement dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019. En effet, Énergir doit d'abord modifier son nouveau modèle d'évaluation de la rentabilité (outil du revenu requis) qui tient compte de l'ensemble des paramètres établis par la Décision, ce qui devrait être complété au plus tard le 28 septembre 2018. De plus, bien qu'Énergir n'envisage pas changements significatifs de son développement pour l'année 2018-2019, il est actuellement difficile pour Énergir de quantifier à la marge les effets potentiels sur le développement de la nouvelle méthodologie. Conséquemment, les écarts par rapport aux projections du Plan de développement pour l'année tarifaire 2018-2019 seront constatés et justifiés au rapport annuel 2018-2019.

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE					CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT				APPROVISIONNEMENT				Appro.	Total			
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle					Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire				Entreposage en franchise					
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL			Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)			
01-oct-18	0,09	1,83	10 847	410	176	0	802	12 235	2 243	6 656	0	0	3 309	26	0	0	0	12 235			
02-oct-18	0,37	7,12	10 533	419	176	0	802	11 929	2 243	6 350	0	0	3 309	26	0	0	0	11 929			
03-oct-18	0,17	4,16	10 475	413	176	0	802	11 865	2 243	6 286	0	0	3 309	26	0	0	0	11 865			
04-oct-18	0,46	0,78	10 550	422	176	0	740	11 888	2 243	6 309	0	0	3 309	26	0	0	0	11 888			
05-oct-18	0,57	10,86	10 657	426	176	0	740	11 999	2 243	6 420	0	0	3 309	26	0	0	0	11 999			
06-oct-18	1,71	5,17	11 068	463	176	0	740	12 447	2 243	6 868	0	0	3 309	26	0	0	0	12 447			
07-oct-18	1,23	21,97	11 072	448	176	0	740	12 436	2 243	6 857	0	0	3 309	26	0	0	0	12 436			
08-oct-18	3,73	26,05	11 958	530	176	0	740	13 403	2 243	7 824	0	0	3 309	26	0	0	0	13 403			
09-oct-18	2,48	41,46	11 815	489	176	0	740	13 220	2 243	7 641	0	0	3 309	26	0	0	0	13 220			
10-oct-18	3,36	31,93	11 974	518	176	0	740	13 407	2 243	7 828	0	0	3 309	26	0	0	0	13 407			
11-oct-18	0,90	16,47	11 105	437	176	0	740	12 458	2 243	6 879	0	0	3 309	26	0	0	0	12 458			
12-oct-18	1,40	12,77	11 015	453	176	0	740	12 384	2 243	6 805	0	0	3 309	26	0	0	0	12 384			
13-oct-18	2,15	37,06	11 431	478	176	0	740	12 824	2 243	7 245	0	0	3 309	26	0	0	0	12 824			
14-oct-18	2,90	45,59	11 817	502	176	0	740	13 235	2 243	7 656	0	0	3 309	26	0	0	0	13 235			
15-oct-18	4,09	48,28	12 345	542	176	0	740	13 803	2 243	8 224	0	0	3 309	26	0	0	0	13 803			
16-oct-18	4,56	56,47	12 672	557	176	0	740	14 145	2 243	8 566	0	0	3 309	26	0	0	0	14 145			
17-oct-18	5,29	78,72	13 071	581	176	0	740	14 568	2 243	8 989	0	0	3 309	26	0	0	0	14 568			
18-oct-18	5,90	59,69	13 306	601	176	0	740	14 823	2 243	9 244	0	0	3 309	26	0	0	0	14 823			
19-oct-18	4,38	52,84	12 785	551	176	0	740	14 252	2 243	8 673	0	0	3 309	26	0	0	0	14 252			
20-oct-18	4,95	64,93	12 877	570	176	0	740	14 362	2 243	8 783	0	0	3 309	26	0	0	0	14 362			
21-oct-18	7,67	109,95	14 103	659	176	0	740	15 876	2 243	10 099	0	0	3 309	26	0	0	0	15 876			
22-oct-18	9,45	143,02	15 165	718	176	0	740	16 799	2 243	10 932	288	0	3 309	26	0	0	0	16 799			
23-oct-18	9,00	121,53	15 110	703	176	0	624	16 613	2 243	10 928	106	0	3 309	26	0	0	0	16 613			
24-oct-18	6,29	102,89	13 996	614	176	0	624	15 409	2 243	9 830	0	0	3 309	26	0	0	0	15 409			
25-oct-18	8,15	129,98	14 494	675	176	0	624	15 968	2 243	10 389	0	0	3 309	26	0	0	0	15 968			
26-oct-18	6,74	87,21	14 017	629	176	0	624	15 445	2 243	9 866	0	0	3 309	26	0	0	0	15 445			
27-oct-18	8,59	98,37	14 589	689	176	0	624	16 078	2 243	10 499	0	0	3 309	26	0	0	0	16 078			
28-oct-18	11,85	159,25	16 202	796	176	0	624	17 798	2 243	10 955	1 264	0	3 309	26	0	0	0	17 798			
29-oct-18	10,84	204,32	16 339	763	176	0	624	17 902	2 243	10 945	1 378	0	3 309	26	0	0	0	17 902			
30-oct-18	9,92	92,54	15 490	733	176	0	624	17 022	2 243	10 936	507	0	3 309	26	0	0	0	17 022			
31-oct-18	7,10	72,40	14 283	641	176	0	624	15 723	2 243	10 144	0	0	3 309	26	0	0	0	15 723			
01-nov-18	2,06	25,96	17 475	721	7	0	646	18 849	2 243	12 931	0	0	3 648	53	0	0	0	18 849			
02-nov-18	5,88	52,78	18 139	756	7	0	646	19 547	2 243	12 954	676	0	3 648	53	0	0	0	19 547			
03-nov-18	7,95	59,81	16 852	677	7	0	646	18 182	2 243	12 264	0	0	3 648	53	0	0	0	18 182			
04-nov-18	9,81	76,64	15 053	601	7	0	646	16 256	2 243	10 338	0	0	3 648	53	0	0	0	16 256			
05-nov-18	5,39	65,04	15 299	551	7	0	646	16 553	2 243	10 635	0	0	3 648	53	0	0	0	16 553			
06-nov-18	4,62	42,85	16 537	684	7	0	646	17 875	2 243	11 967	0	0	3 648	53	0	0	0	17 875			
07-nov-18	9,39	134,95	18 417	790	7	0	646	19 860	2 243	12 965	977	0	3 648	53	0	0	0	19 860			
08-nov-18	8,51	99,87	17 910	734	7	0	646	19 297	2 243	12 947	433	0	3 648	53	0	0	0	19 297			
09-nov-18	6,51	92,48	17 173	699	7	0	646	18 525	2 243	12 608	0	0	3 648	53	0	0	0	18 525			
10-nov-18	7,63	107,50	17 070	703	7	0	311	18 091	2 243	12 173	0	0	3 648	53	0	0	0	18 091			
11-nov-18	11,00	144,86	16 758	661	7	0	667	18 093	2 243	12 149	0	0	3 648	53	0	0	0	18 093			
12-nov-18	10,12	113,55	17 542	714	7	0	667	18 930	2 243	12 940	46	0	3 648	53	0	0	0	18 930			
13-nov-18	9,05	128,02	18 530	800	7	0	667	20 004	2 243	12 968	1 091	0	3 648	53	0	0	0	20 004			
14-nov-18	3,65	85,10	20 067	899	7	0	667	21 640	2 243	13 001	2 192	502	3 648	53	0	0	0	21 640			
15-nov-18	7,05	19 773	839	7	0	667	21 286	2 243	12 982	1 169	0	0	3 648	53	0	0	0	21 286			
16-nov-18	10,40	138,79	18 744	800	7	0	667	20 217	2 243	12 968	1 305	0	3 648	53	0	0	0	20 217			
17-nov-18	11,43	174,03	19 520	833	7	0	667	21 026	2 243	12 979	2 103	0	3 648	53	0	0	0	21 026			
18-nov-18	11,79	178,69	22 172	968	7	0	667	23 815	2 243	13 024	2 192	2 654	3 648	53	0	0	0	23 815			
19-nov-18	10,73	122,45	21 450	943	7	0	667	23 067	2 243	13 016	2 192	1 915	3 648	53	0	0	0	23 067			
20-nov-18	12,68	190,31	21 669	941	7	0	667	23 283	2 243	13 015	2 192	2 132	3 648	53	0	0	0	23 283			
21-nov-18	13,63	163,93	22 447	1 004	7	0	667	24 125	2 243	13 036	2 192	2 953	3 648	53	0	0	0	24 125			
22-nov-18	16,24	292,20	18 959	761	7	0	667	20 393	2 243	12 955	1 494	0	3 648	53	0	0	0	20 393			
23-nov-18	18,23	233,03	16 373	631	7	0	667	17 678	2 243	11 734	0	0	3 648	53	0	0	0	17 678			
24-nov-18	15,52	393,55	14 325	499	7	0	667	15 497	2 243	9 553	0	0	3 648	53	0	0	0	15 497			
25-nov-18	13,16	200,32	17 166	725	7	0	667	18 565	2 243	12 620	0	0	3 648	53	0	0	0	18 565			
26-nov-18	12,35	152,48	19 243	857	7	0	667	20 773	2 243	12 987	1 842	0	3 648	53	0	0	0	20 773			
27-nov-18	14,79	244,58	20 292	930	7	0	667	21 895	2 243	13 012	2 192	748	3 648	53	0	0	0	21 895			
28-nov-18	19,34	325,36	21 968	1 026	7	0	667	23 667	2 243	13 043	2 192	2 488	3 648	53	0	0	0	23 667			
29-nov-18	17,36	260,34	20 470	857	7	0	667	22 000	2 243	12 987	2 192	877	3 648	53	0	0	0	22 000			
30-nov-18	14,12	214,91	17 527	693	7	0	643	18 871	2 243	12 927	0	0	3 648	53	0	0	0	18 871			
01-déc-18	6,04	185,34	21 026	687	0	0	740	22 152	2 243	13 057	1 582	0	3 613	26	1 212	0	0	22 152			
02-déc-18	11,58	198,46	21 333	1 009	0	0	10	22 351	2 243	13 026	2 192	37	3 613	26	1 212	0	0	22 351			
03-déc-18	10,80	149,52	19 775	872	0	0	10	20 856	2 243	12 983	578	0	3 613	26	1 212	0	0	20 856			
04-déc-18	9,85	110,40	22 469	1 185	0	0	10	23 664	2 243	13 085	2 192	1 293	3 613	26	1 212	0	0	23 664			
05-déc-18	13,90	92,70	21 443	1 014	0	0	10	22 667	2 243	13 029	2 192	151	3 613	26	1 212	0	0	22 667			
06-déc-18	12,97	204,72	20 766	1 013	0	0	297	22 076	2 243	13 029	1 952	0	3 613	26	1 212	0	0	22 076			
07-déc-18	17,36	283,40	23 545	1 247	0	0	297	25 088	2 243	13 104	2 192	2 698	3 613	26	1 212	0	0	25 088			
08-déc-18	23,92	277,25	21 871	1 029	0	0	297	23 196	2 243	13 034	2 192	876	3 613	26	1 212	0	0				

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE							APPROVISIONNEMENT											
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle					Demande totale		Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro.	Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint		LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)		
22-déc-18	15,42	258,66	21 003	995	0	0	269	22 267	2 243	13 023	2 192	1 169	3 613	26	0	0	0	22 267			
23-déc-18	14,47	170,78	18 045	776	0	0	0	18 821	2 243	12 938	0	0	3 613	26	0	0	0	18 821			
24-déc-18	14,52	141,09	16 481	696	0	0	0	17 167	2 243	11 284	0	0	3 613	26	0	0	0	17 167			
25-déc-18	22,02	220,61	17 066	718	0	0	0	17 784	2 243	11 902	0	0	3 613	26	0	0	0	17 784			
26-déc-18	16,89	338,77	17 007	758	0	0	0	17 765	2 243	11 882	0	0	3 613	26	0	0	0	17 765			
27-déc-18	15,89	178,41	16 533	706	0	0	0	17 239	2 243	11 357	0	0	3 613	26	0	0	0	17 239			
28-déc-18	20,11	427,09	18 979	896	0	0	287	20 162	2 243	12 991	1 288	0	3 613	26	0	0	0	20 162			
29-déc-18	25,32	608,27	22 807	1 182	0	0	287	24 275	2 243	13 083	2 192	3 117	3 613	26	0	0	0	24 275			
30-déc-18	28,69	475,28	24 520	1 266	0	0	287	26 073	2 243	13 111	2 192	4 888	3 613	26	0	0	0	26 073			
31-déc-18	21,00	317,60	23 402	1 082	0	0	287	24 771	2 243	13 051	2 192	3 645	3 613	26	0	0	0	24 771			
01-janv-19	16,02	349,61	23 513	934	0	0	287	24 733	2 243	12 961	2 192	3 681	3 630	26	0	0	0	24 733			
02-janv-19	22,79	525,51	25 591	1 158	0	0	279	27 028	2 243	13 020	2 192	5 705	3 630	26	0	201	0	27 028			
03-janv-19	19,35	309,56	25 434	1 040	0	0	0	26 486	2 243	12 993	2 192	3 866	3 630	26	1 535	0	0	26 486			
04-janv-19	13,89	157,69	23 524	908	0	0	12	24 445	2 243	12 953	2 192	1 865	3 630	26	1 535	0	0	24 445			
05-janv-19	14,60	174,64	27 941	1 286	0	0	12	29 239	2 243	13 069	2 192	5 705	3 630	26	1 535	837	0	29 239			
06-janv-19	15,30	202,36	26 121	1 119	0	0	12	27 252	2 243	13 018	2 192	4 608	3 630	26	1 535	0	0	27 252			
07-janv-19	21,99	328,57	30 722	1 424	0	-1 424	12	30 735	2 243	13 112	2 192	5 705	3 630	26	1 535	1 212	1 079	30 735			
08-janv-19	16,53	237,74	27 169	1 131	0	0	299	27 468	2 243	13 022	2 192	4 820	3 630	26	1 535	0	0	27 468			
09-janv-19	18,24	214,74	26 852	1 090	0	0	299	27 242	2 243	13 009	2 192	4 606	3 630	26	1 535	0	0	27 242			
10-janv-19	17,16	232,30	25 614	1 096	0	0	299	27 000	2 243	13 008	2 192	4 365	3 630	26	1 535	0	0	27 000			
11-janv-19	12,63	139,39	22 881	929	0	0	299	24 109	2 243	12 959	2 192	1 523	3 630	26	1 535	0	0	24 109			
12-janv-19	10,30	111,29	25 201	1 122	0	0	299	26 623	2 243	13 019	2 192	3 977	3 630	26	1 535	0	0	26 623			
13-janv-19	17,69	359,18	28 457	1 354	0	-439	291	29 662	2 243	13 091	2 192	5 705	3 630	26	1 535	1 212	28	29 662			
14-janv-19	29,54	192,13	27 896	1 276	0	-416	12	28 768	2 243	13 066	2 192	5 705	3 630	26	1 535	370	0	28 768			
15-janv-19	26,28	463,35	24 803	998	0	0	12	25 813	2 243	12 981	2 192	3 206	3 630	26	1 535	0	0	25 813			
16-janv-19	25,83	417,57	28 218	1 291	0	0	12	29 521	2 243	13 071	2 192	5 705	3 630	26	1 535	1 118	0	29 521			
17-janv-19	28,79	366,71	27 177	1 177	0	0	12	28 367	2 243	13 036	2 192	5 704	3 630	26	1 535	0	0	28 367			
18-janv-19	19,41	380,04	21 161	780	0	0	12	21 952	2 243	12 913	1 604	0	3 630	26	1 535	0	0	21 952			
19-janv-19	18,84	258,66	24 618	1 054	0	0	299	25 971	2 243	12 998	2 192	3 346	3 630	26	1 535	0	0	25 971			
20-janv-19	31,50	761,58	27 452	1 250	0	0	299	29 001	2 243	13 059	2 192	5 705	3 630	26	1 535	611	0	29 001			
21-janv-19	33,56	340,34	26 878	1 203	0	0	299	28 380	2 243	13 044	2 192	5 705	3 630	26	1 535	4	0	28 380			
22-janv-19	30,51	572,01	25 254	1 087	0	0	299	26 641	2 243	13 008	2 192	4 006	3 630	26	1 535	0	0	26 641			
23-janv-19	27,82	489,98	22 187	846	0	0	299	23 333	2 243	12 934	2 192	772	3 630	26	1 535	0	0	23 333			
24-janv-19	24,58	633,42	22 275	913	0	0	291	23 478	2 243	12 954	2 192	897	3 630	26	1 535	0	0	23 478			
25-janv-19	25,31	268,76	26 886	1 246	0	0	12	28 144	2 243	13 057	2 192	5 460	3 630	26	1 535	0	0	28 144			
26-janv-19	26,98	435,10	28 490	1 216	0	-270	12	29 448	2 243	13 048	2 192	5 705	3 630	26	1 535	1 068	0	29 448			
27-janv-19	23,80	246,37	26 584	1 134	0	-254	12	27 476	2 243	13 023	2 192	4 627	3 630	26	1 535	0	0	27 476			
28-janv-19	20,89	228,13	25 826	1 139	0	0	12	26 977	2 243	13 024	2 192	4 326	3 630	26	1 535	0	0	26 977			
29-janv-19	21,39	448,50	22 737	897	0	0	12	23 647	2 243	12 950	2 192	1 070	3 630	26	1 535	0	0	23 647			
30-janv-19	22,38	293,98	26 397	1 195	0	0	299	27 891	2 243	13 041	2 192	5 223	3 630	26	1 535	0	0	27 891			
31-janv-19	23,20	402,88	28 356	1 260	0	-279	299	29 636	2 243	13 062	2 192	5 705	3 630	26	1 535	1 212	31	29 636			
01-févr-19	20,44	229,51	29 766	1 547	0	-1 547	297	30 062	2 243	13 099	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 212	724	30 062			
02-févr-19	24,83	175,79	30 478	1 580	0	-1 580	297	30 775	2 243	13 108	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 212	1 427	30 775			
03-févr-19	18,49	120,00	26 396	1 280	0	-1 280	297	26 693	2 243	13 026	2 192	4 344	3 649	26	1 212	0	0	26 693			
04-févr-19	21,48	358,00	24 387	1 188	0	0	297	25 871	2 243	13 001	2 192	3 548	3 649	26	1 212	0	0	25 871			
05-févr-19	25,44	543,33	27 840	1 506	0	-324	240	29 263	2 243	13 088	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 147	0	29 263			
06-févr-19	21,95	278,33	26 663	1 354	0	-294	10	27 732	2 243	13 046	2 192	5 363	3 649	26	1 212	0	0	27 732			
07-févr-19	23,18	491,19	27 700	1 417	0	0	10	29 126	2 243	13 063	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 035	0	29 126			
08-févr-19	25,83	678,47	29 564	1 407	0	-1 407	10	29 574	2 243	13 061	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 111	375	29 574			
09-févr-19	22,79	215,89	26 690	1 302	0	-1 302	10	26 700	2 243	13 032	2 192	4 345	3 649	26	1 212	0	0	26 700			
10-févr-19	26,70	368,74	26 299	1 324	0	0	10	27 633	2 243	13 038	2 192	5 272	3 649	26	1 212	0	0	27 633			
11-févr-19	29,92	444,67	26 218	1 305	0	0	297	27 820	2 243	13 033	2 192	5 464	3 649	26	1 212	0	0	27 820			
12-févr-19	27,47	583,05	27 759	1 404	0	-304	297	29 156	2 243	13 060	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 068	0	29 156			
13-févr-19	28,57	521,79	29 958	1 598	0	-1 598	297	30 255	2 243	13 110	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 111	0	30 255			
14-févr-19	22,47	428,84	29 546	1 426	0	-1 426	297	29 843	2 243	13 066	2 192	5 705	3 649	26	1 212	1 111	839	29 843			
15-févr-19	23,97	386,29	30 795	1 570	0	-1 570	295	31 091	2 243	13 105	2 192	5 705	3 649	26	1 060	1 111	1 999	31 091			
16-févr-19	20,95	302,88	29 954	1 546	0	-1 546	295	30 249	2 243	13 099	2 192	5 705	3 649	26	1 060	1 111	1 164	30 249			
17-févr-19	19,36	290,07	27 196	1 412	0	-1 412	295	27 492	2 243	13 062	2 192	5 258	3 649	26	1 060	0	0	27 492			
18-févr-19	17,17	264,96	25 571	1 239	0	0	242	27 052	2 243	13 015	2 192	4 866	3 649	26	1 060	0	0	27 052			
19-févr-19	13,35	400,84	28 800	1 410	0	-1 410	8	28 809	2 243	13 062	2 192	5 705	3 649	26	1 060	871	0	28 809			
20-févr-19	13,96	314,16	28 554	1 431	0	-1 431	8	28 562	2 243	13 067	2 192	5 705	3 649	26	1 060	871	0	28 562			
21-févr-19	12,29	96,69	24 678	1 207	0	-733	8	25 161	2 243	13 006	2 192	2 983	3 649	26	1 060	0	0	25 161			
22-févr-19	11,27	141,08	25 445	1 106	0	0	8	26 685	2 243	13 013	2 192	4 612	3 649	26	949	0	0	26 685			
23-févr-19	16,64	197,58	29 851	1 621	0	0	8	29 858	2 243	13 119	2 192	5 705	3 649	26	949	1 111	863	29 858			
24-févr-19																					

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE							APPROVISIONNEMENT					Entreposage en franchise				
	Conditions climatiques			Demande de la clientèle				Capacités de transport primaire en amont			Réception dans le territoire									
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR	Appro. Total		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)		
14-mars-19	13,37	293,11	20 780	982	0	0	292	22 054	2 243	12 965	2 192	286	3 649	26	692	0	0	22 054		
15-mars-19	16,80	278,99	21 357	1 110	0	0	192	22 658	2 243	13 001	2 192	855	3 649	26	692	0	0	22 658		
16-mars-19	17,34	199,70	19 446	922	0	0	5	20 373	2 243	13 948	614	0	3 649	26	692	0	0	20 373		
17-mars-19	16,23	174,14	22 395	1 140	0	0	5	23 541	2 243	13 009	2 192	1 729	3 649	26	692	0	0	23 541		
18-mars-19	13,77	236,83	24 003	1 253	0	0	5	25 261	2 243	13 041	2 192	3 417	3 649	26	692	0	0	25 261		
19-mars-19	11,65	140,37	22 864	1 156	0	0	5	24 025	2 243	13 013	2 192	2 209	3 649	26	692	0	0	24 025		
20-mars-19	10,72	149,31	20 023	936	0	0	5	20 965	2 243	12 952	1 402	0	3 649	26	692	0	0	20 965		
21-mars-19	10,45	155,76	22 441	1 145	0	0	292	23 878	2 243	13 010	2 192	2 064	3 649	26	692	0	0	23 878		
22-mars-19	14,73	462,14	25 995	1 360	0	0	292	27 647	2 243	13 071	2 192	5 705	3 649	26	692	69	0	27 647		
23-mars-19	15,86	209,10	24 679	1 272	0	0	292	26 243	2 243	13 046	2 192	4 394	3 649	26	692	0	0	26 243		
24-mars-19	12,15	108,01	21 764	1 079	0	0	292	23 135	2 243	12 992	2 192	1 341	3 649	26	692	0	0	23 135		
25-mars-19	11,19	131,19	18 354	787	0	0	292	19 433	2 243	12 822	0	0	3 649	26	692	0	0	19 433		
26-mars-19	9,80	127,38	18 282	870	0	0	292	19 445	2 243	12 834	0	0	3 649	26	692	0	0	19 445		
27-mars-19	9,29	98,30	20 681	1 053	0	0	192	21 926	2 243	12 985	2 192	138	3 649	26	692	0	0	21 926		
28-mars-19	7,87	80,64	21 768	1 124	0	0	5	22 897	2 243	13 005	2 192	1 089	3 649	26	692	0	0	22 897		
29-mars-19	7,06	89,60	19 809	905	0	0	0	20 714	2 243	12 943	1 851	0	3 649	26	692	0	0	20 714		
30-mars-19	8,67	117,78	19 611	922	0	0	0	20 533	2 243	12 948	1 666	0	3 649	26	692	0	0	20 533		
31-mars-19	5,80	64,37	20 501	1 036	0	0	0	21 538	2 243	12 980	2 192	447	3 649	26	692	0	0	21 538		
01-avr-19	10,88	163,34	18 610	790	67	0	0	19 468	2 243	12 944	1 045	0	3 209	26	0	0	0	19 468		
02-avr-19	10,17	199,87	18 070	767	67	0	577	19 481	2 243	12 936	1 066	0	3 209	26	0	0	0	19 481		
03-avr-19	11,44	240,16	18 647	810	67	0	577	20 102	2 243	12 950	1 672	0	3 209	26	0	0	0	20 102		
04-avr-19	12,62	282,64	19 418	850	67	0	425	20 761	2 243	12 963	2 192	127	3 209	26	0	0	0	20 761		
05-avr-19	14,84	341,50	20 649	926	67	0	0	21 642	2 243	12 987	2 192	984	3 209	26	0	0	0	21 642		
06-avr-19	13,61	213,95	19 924	884	67	0	0	20 875	2 243	12 974	2 192	231	3 209	26	0	0	0	20 875		
07-avr-19	12,00	185,12	19 042	829	67	0	0	19 939	2 243	12 956	1 503	0	3 209	26	0	0	0	19 939		
08-avr-19	10,56	174,72	18 254	780	67	0	0	19 102	2 243	12 941	682	0	3 209	26	0	0	0	19 102		
09-avr-19	9,60	147,43	17 610	747	67	0	577	19 002	2 243	12 930	592	0	3 209	26	0	0	0	19 002		
10-avr-19	8,40	130,05	16 965	707	67	0	577	18 316	2 243	12 837	0	0	3 209	26	0	0	0	18 316		
11-avr-19	9,16	137,36	17 157	732	67	0	496	18 453	2 243	12 925	0	0	3 209	26	49	0	0	18 453		
12-avr-19	8,05	107,33	16 690	695	67	0	0	17 452	2 243	11 973	0	0	3 209	26	0	0	0	17 452		
13-avr-19	8,76	93,47	16 789	719	67	0	0	17 575	2 243	12 096	0	0	3 209	26	0	0	0	17 575		
14-avr-19	6,68	50,81	15 890	648	67	0	0	16 605	2 243	11 126	0	0	3 209	26	0	0	0	16 605		
15-avr-19	7,66	98,78	16 226	682	67	0	0	16 975	2 243	11 496	0	0	3 209	26	0	0	0	16 975		
16-avr-19	7,11	124,32	16 216	663	67	0	577	17 523	2 243	12 040	0	0	3 209	26	0	4	0	17 523		
17-avr-19	6,36	74,97	16 672	638	67	0	577	16 953	2 243	11 473	0	0	3 209	26	0	1	0	16 953		
18-avr-19	4,56	28,56	14 701	576	67	0	496	15 841	2 243	10 362	0	0	3 209	26	0	0	0	15 841		
19-avr-19	0,54	3,78	12 621	438	67	0	0	13 328	2 243	7 848	0	0	3 209	26	0	0	0	13 328		
20-avr-19	1,12	65,50	14 581	459	67	0	0	13 361	2 243	7 882	0	0	3 209	26	0	0	0	13 361		
21-avr-19	3,77	35,16	13 826	549	67	0	0	14 443	2 243	8 964	0	0	3 209	26	0	0	0	14 443		
22-avr-19	1,47	20,01	13 160	471	67	0	0	13 698	2 243	8 219	0	0	3 209	26	0	0	0	13 698		
23-avr-19	5,03	114,36	14 664	592	67	0	577	15 900	2 243	10 421	0	0	3 209	26	0	0	0	15 900		
24-avr-19	5,96	81,22	15 304	624	67	0	577	16 573	2 243	11 093	0	0	3 209	26	0	0	0	16 573		
25-avr-19	5,55	60,66	15 168	610	67	0	496	16 341	2 243	10 862	0	0	3 209	26	0	0	0	16 341		
26-avr-19	3,43	45,32	14 229	538	67	0	0	14 834	2 243	9 355	0	0	3 209	26	0	0	0	14 834		
27-avr-19	2,10	12,00	13 339	492	67	0	0	14 822	2 243	9 343	0	0	3 209	26	0	0	0	14 822		
28-avr-19	4,12	86,56	14 270	561	67	0	923	15 822	2 243	10 343	0	0	3 209	26	0	0	0	15 822		
29-avr-19	2,94	40,74	13 857	521	67	0	923	15 368	2 243	9 889	0	0	3 209	26	0	0	0	15 368		
30-avr-19	0,31	7,22	12 561	432	67	0	1 500	14 560	2 243	9 081	0	0	3 209	26	0	0	0	14 560		
01-mai-19	5,06	40,58	13 241	727	54	0	1 500	15 522	2 243	10 092	0	0	3 160	26	0	0	0	15 522		
02-mai-19	7,37	137,08	15 047	823	54	0	1 380	17 305	2 243	11 875	0	0	3 160	26	0	0	0	17 305		
03-mai-19	5,95	84,87	14 551	764	54	0	923	16 292	2 243	10 863	0	0	3 160	26	0	0	0	16 292		
04-mai-19	3,16	30,95	13 097	648	54	0	923	14 722	2 243	9 292	0	0	3 160	26	0	0	0	14 722		
05-mai-19	4,23	54,38	13 291	692	54	0	923	14 961	2 243	9 531	0	0	3 160	26	0	0	0	14 961		
06-mai-19	2,18	13,04	12 452	607	54	0	923	14 036	2 243	8 606	0	0	3 160	26	0	0	0	14 036		
07-mai-19	0,82	9,29	11 679	550	54	0	1 500	13 784	2 243	8 354	0	0	3 160	26	0	0	0	13 784		
08-mai-19	1,20	15,48	11 699	566	54	0	1 500	13 820	2 243	8 390	0	0	3 160	26	0	0	0	13 820		
09-mai-19	3,73	62,16	12 907	671	54	0	359	13 991	2 243	8 562	0	0	3 160	26	0	0	0	13 991		
10-mai-19	1,40	24,67	12 139	575	54	0	862	13 629	2 243	8 200	0	0	3 160	26	0	0	0	13 629		
11-mai-19	0,62	7,46	11 505	542	54	0	862	12 963	2 243	7 533	0	0	3 160	26	0	0	0	12 963		
12-mai-19	1,85	20,01	11 945	593	54	0	862	13 454	2 243	8 024	0	0	3 160	26	0	0	0	13 454		
13-mai-19	0,72	11,48	11 609	546	54	0	862	13 071	2 243	7 641	0	0	3 160	26	0	0	0	13 071		
14-mai-19	0,55	6,64	11 399	539	54	0	1 439	13 431	2 243	8 091	0	0	3 160	26	0	0	0	13 431		
15-mai-19	0,12	2,28	11 096	521	54	0	1 439	13 210	2 243	7 780	0	0	3 160	26	0	0	0	13 210		
16-mai-19	0,99	100,21	11 859	557	54	0	1 221	13 691	2 243	8 261	0	0	3 160	26	0	0	0	13 691		
17-mai-19	2,71	45,75	12 421	629	54	0	862	13 965	2 243	8 535	0	0	3 160	26	0	0	0	13 965		
18-mai-19	0,48	5,05	11 590	536	54	0	862	13 041	2 243	7 612	0	0	3 160	26	0	0	0	13 041		
19-mai-19	0,24	1,69	11 232	526	54	0	862	12 673	2 243	7 244	0	0	3 160	26	0	0	0	12 673		
20-mai-19	0,42	5,95	11 294	534	54	0	862	12 743	2 243	7 313	0	0	3 160	26	0	0	0	12 743		
21-mai-19	0,29	4,22	11 257	528	54	0	1 439	13 278	2 243	7 848	0	0	3 160	26	0	0	0	13 278		
22-mai-19	0,36	8,12	11 282																	

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT					Entreposage en franchise				Appro.	Total
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire						
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
04-juin-19	0,03	0,17	9 776	383	187	0	785	11 131	2 243	5 583	0	0	3 278	26	0	0	0	11 131	
05-juin-19	0,06	0,64	9 748	384	187	0	785	11 104	2 243	5 586	0	0	3 278	26	0	0	0	11 104	
06-juin-19	0,25	1,43	9 827	390	187	0	785	11 189	2 243	5 641	0	0	3 278	26	0	0	0	11 189	
07-juin-19	0,01	0,11	9 750	382	187	0	785	11 104	2 243	5 556	0	0	3 278	26	0	0	0	11 104	
08-juin-19	0,18	5,52	9 810	388	187	0	785	11 169	2 243	5 621	0	0	3 278	26	0	0	0	11 169	
09-juin-19	0,13	2,15	9 795	386	187	0	785	11 153	2 243	5 605	0	0	3 278	26	0	0	0	11 153	
10-juin-19	0,10	1,15	9 773	385	187	0	785	11 130	2 243	5 582	0	0	3 278	26	0	0	0	11 130	
11-juin-19	0,01	0,05	9 733	382	187	0	785	11 087	2 243	5 539	0	0	3 278	26	0	0	0	11 087	
12-juin-19	0,01	0,27	9 725	382	187	0	785	11 079	2 243	5 531	0	0	3 278	26	0	0	0	11 079	
13-juin-19	0,00	0,01	9 720	382	187	0	785	11 074	2 243	5 526	0	0	3 278	26	0	0	0	11 074	
14-juin-19	0,00	0,01	9 719	382	187	0	785	11 072	2 243	5 524	0	0	3 278	26	0	0	0	11 072	
15-juin-19	0,05	0,44	9 738	383	187	0	785	11 093	2 243	5 545	0	0	3 278	26	0	0	0	11 093	
16-juin-19	0,00	0,04	9 725	382	187	0	1 362	11 656	2 243	6 108	0	0	3 278	26	0	0	0	11 656	
17-juin-19	0,00	0,09	9 720	382	187	0	1 362	11 651	2 243	6 103	0	0	3 278	26	0	0	0	11 651	
18-juin-19	0,00	0,02	9 719	382	187	0	1 362	11 650	2 243	6 102	0	0	3 278	26	0	0	0	11 650	
19-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	1 362	11 649	2 243	6 101	0	0	3 278	26	0	0	0	11 649	
20-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	1 362	11 649	2 243	6 101	0	0	3 278	26	0	0	0	11 649	
21-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	577	10 864	2 243	5 316	0	0	3 278	26	0	0	0	10 864	
22-juin-19	0,00	0,01	9 718	382	187	0	1 295	11 582	2 243	6 034	0	0	3 278	26	0	0	0	11 582	
23-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	1 295	11 582	2 243	6 034	0	0	3 278	26	0	0	0	11 582	
24-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	1 295	11 582	2 243	6 034	0	0	3 278	26	0	0	0	11 582	
25-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	1 295	11 582	2 243	6 034	0	0	3 278	26	0	0	0	11 582	
26-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	970	11 257	2 243	5 709	0	0	3 278	26	0	0	0	11 257	
27-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	718	11 005	2 243	5 457	0	0	3 278	26	0	0	0	11 005	
28-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	718	11 005	2 243	5 457	0	0	3 278	26	0	0	0	11 005	
29-juin-19	0,00	0,00	9 718	382	187	0	718	11 005	2 243	5 457	0	0	3 278	26	0	0	0	11 005	
30-juin-19	0,00	0,01	9 718	382	187	0	718	11 005	2 243	5 457	0	0	3 278	26	0	0	0	11 005	
01-juil-19	0,11	0,91	9 981	354	194	0	1 295	11 825	2 243	6 287	0	0	3 289	26	0	0	0	11 825	
02-juil-19	0,03	0,00	9 957	352	194	0	1 295	11 798	2 243	6 240	0	0	3 289	26	0	0	0	11 798	
03-juil-19	0,00	0,00	9 937	351	194	0	1 096	11 579	2 243	6 020	0	0	3 289	26	0	0	0	11 579	
04-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	718	11 198	2 243	5 640	0	0	3 289	26	0	0	0	11 198	
05-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	718	11 198	2 243	5 640	0	0	3 289	26	0	0	0	11 198	
06-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	718	11 198	2 243	5 640	0	0	3 289	26	0	0	0	11 198	
07-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	718	11 198	2 243	5 640	0	0	3 289	26	0	0	0	11 198	
08-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 295	11 775	2 243	6 217	0	0	3 289	26	0	0	0	11 775	
09-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 295	11 775	2 243	6 217	0	0	3 289	26	0	0	0	11 775	
10-juil-19	0,04	0,04	9 935	351	194	0	1 063	11 534	2 243	5 976	0	0	3 289	26	0	0	0	11 534	
11-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	718	11 198	2 243	5 640	0	0	3 289	26	0	0	0	11 198	
12-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	0	10 480	2 243	4 922	0	0	3 289	26	0	0	0	10 480	
13-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
14-juil-19	0,00	0,53	9 936	351	194	0	677	11 159	2 243	5 601	0	0	3 289	26	0	0	0	11 159	
15-juil-19	0,05	0,21	9 956	353	194	0	1 254	11 757	2 243	6 199	0	0	3 289	26	0	0	0	11 757	
16-juil-19	0,00	0,00	9 940	351	194	0	1 254	11 740	2 243	6 182	0	0	3 289	26	0	0	0	11 740	
17-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 012	11 492	2 243	5 934	0	0	3 289	26	0	0	0	11 492	
18-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
19-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
20-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
21-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
22-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 254	11 734	2 243	6 176	0	0	3 289	26	0	0	0	11 734	
23-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 254	11 734	2 243	6 176	0	0	3 289	26	0	0	0	11 734	
24-juil-19	0,00	0,00	9 936	351	194	0	1 012	11 494	2 243	5 936	0	0	3 289	26	0	0	0	11 494	
25-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	677	11 158	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 158	
26-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
27-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
28-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	677	11 157	2 243	5 599	0	0	3 289	26	0	0	0	11 157	
29-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 254	11 734	2 243	6 176	0	0	3 289	26	0	0	0	11 734	
30-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 254	11 734	2 243	6 176	0	0	3 289	26	0	0	0	11 734	
31-juil-19	0,00	0,00	9 934	351	194	0	1 012	11 492	2 243	5 934	0	0	3 289	26	0	0	0	11 492	
01-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	677	11 361	2 243	5 778	0	0	3 313	26	0	0	0	11 361	
02-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	0	10 684	2 243	5 101	0	0	3 313	26	0	0	0	10 684	
03-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
04-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
05-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	1 192	11 876	2 243	6 293	0	0	3 313	26	0	0	0	11 876	
06-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	1 192	11 876	2 243	6 293	0	0	3 313	26	0	0	0	11 876	
07-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	951	11 634	2 243	6 052	0	0	3 313	26	0	0	0	11 634	
08-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
09-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
10-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
11-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	616	11 299	2 243	5 716	0	0	3 313	26	0	0	0	11 299	
12-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	1 192	11 876	2 243	6 293	0	0	3 313	26	0	0	0	11 876	
13-août-19	0,00	0,00	10 117																

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT				Entreposage en franchise				Appro. Total	
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire					
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL		Retrait LSR
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
25-août-19	0,00	0,02	10 120	365	201	0	930	11 617	2 243	6 008	0	0	3 313	53	0	0	0	11 617
26-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	1 507	12 191	2 243	6 582	0	0	3 313	53	0	0	0	12 191
27-août-19	0,07	0,29	10 144	367	201	0	1 507	12 219	2 243	6 610	0	0	3 313	53	0	0	0	12 219
28-août-19	0,00	0,00	10 124	365	201	0	1 265	11 956	2 243	6 347	0	0	3 313	53	0	0	0	11 956
29-août-19	0,00	0,00	10 117	365	201	0	930	11 614	2 243	6 005	0	0	3 313	53	0	0	0	11 614
30-août-19	0,15	1,41	10 179	369	201	0	930	11 680	2 243	6 071	0	0	3 313	53	0	0	0	11 680
31-août-19	0,35	4,39	10 282	375	201	0	930	11 789	2 243	6 180	0	0	3 313	53	0	0	0	11 789
01-sept-19	0,00	0,01	10 188	602	193	0	930	11 912	2 243	6 341	0	0	3 275	53	0	0	0	11 912
02-sept-19	0,00	0,00	10 152	602	193	0	1 507	12 454	2 243	6 883	0	0	3 275	53	0	0	0	12 454
03-sept-19	0,00	0,00	10 152	602	193	0	1 507	12 454	2 243	6 883	0	0	3 275	53	0	0	0	12 454
04-sept-19	0,00	0,01	10 152	602	193	0	1 344	12 291	2 243	6 720	0	0	3 275	53	0	0	0	12 291
05-sept-19	0,01	0,01	10 155	602	193	0	930	11 880	2 243	6 308	0	0	3 275	53	0	0	0	11 880
06-sept-19	0,00	0,00	10 153	602	193	0	930	11 878	2 243	6 307	0	0	3 275	53	0	0	0	11 878
07-sept-19	0,00	0,00	10 152	602	193	0	930	11 877	2 243	6 306	0	0	3 275	53	0	0	0	11 877
08-sept-19	0,00	0,10	10 153	602	193	0	930	11 878	2 243	6 307	0	0	3 275	53	0	0	0	11 878
09-sept-19	0,01	0,06	10 156	602	193	0	1 507	12 459	2 243	6 888	0	0	3 275	53	0	0	0	12 459
10-sept-19	0,04	0,13	10 167	604	193	0	1 507	12 470	2 243	6 899	0	0	3 275	53	0	0	0	12 470
11-sept-19	0,02	0,25	10 163	603	193	0	1 402	12 361	2 243	6 790	0	0	3 275	53	0	0	0	12 361
12-sept-19	0,08	0,77	10 186	606	193	0	356	11 340	2 243	5 789	0	0	3 275	53	0	0	0	11 340
13-sept-19	0,17	5,03	10 237	610	193	0	869	11 909	2 243	6 338	0	0	3 275	53	0	0	0	11 909
14-sept-19	0,50	2,78	10 356	626	193	0	869	12 043	2 243	6 473	0	0	3 275	53	0	0	0	12 043
15-sept-19	1,30	13,43	10 706	665	193	0	869	12 432	2 243	6 861	0	0	3 275	53	0	0	0	12 432
16-sept-19	1,87	21,60	11 018	693	193	0	1 446	13 350	2 243	7 779	0	0	3 275	53	0	0	0	13 350
17-sept-19	0,05	0,39	10 361	604	193	0	1 446	12 603	2 243	7 032	0	0	3 275	53	0	0	0	12 603
18-sept-19	2,91	31,76	11 293	743	193	0	1 341	13 569	2 243	7 998	0	0	3 275	53	0	0	0	13 569
19-sept-19	0,64	5,81	10 690	633	193	0	869	12 384	2 243	6 813	0	0	3 275	53	0	0	0	12 384
20-sept-19	0,07	1,05	10 244	605	193	0	869	11 910	2 243	6 339	0	0	3 275	53	0	0	0	11 910
21-sept-19	0,11	1,32	10 203	607	193	0	869	11 872	2 243	6 301	0	0	3 275	53	0	0	0	11 872
22-sept-19	0,87	17,00	10 528	644	193	0	869	12 233	2 243	6 662	0	0	3 275	53	0	0	0	12 233
23-sept-19	1,01	11,35	10 636	651	193	0	1 446	12 925	2 243	7 354	0	0	3 275	53	0	0	0	12 925
24-sept-19	0,32	3,91	10 381	617	193	0	1 446	12 636	2 243	7 065	0	0	3 275	53	0	0	0	12 636
25-sept-19	1,61	8,05	10 779	680	193	0	1 341	12 992	2 243	7 422	0	0	3 275	53	0	0	0	12 992
26-sept-19	0,23	2,14	10 403	613	193	0	869	12 078	2 243	6 507	0	0	3 275	53	0	0	0	12 078
27-sept-19	0,15	0,54	10 229	609	193	0	869	11 899	2 243	6 328	0	0	3 275	53	0	0	0	11 899
28-sept-19	0,38	1,82	10 309	620	193	0	1 446	12 567	2 243	6 996	0	0	3 275	53	0	0	0	12 567
29-sept-19	5,92	81,53	12 558	890	193	0	1 446	15 086	2 243	9 515	0	0	3 275	53	0	0	0	15 086
30-sept-19	4,24	44,38	12 397	808	193	0	765	14 162	2 243	8 591	0	0	3 275	53	0	0	0	14 162
Octobre	146,30	1 946,20	357 162	17 428	5 441	0	22 087	442 118	69 543	265 627	3 543	0	102 587	818	0	0	0	442 118
Novembre	320,40	4 587,40	554 921	23 297	204	0	19 438	597 860	67 300	375 689	29 693	14 438	109 441	1 320	0	0	0	597 860
Décembre	562,50	8 395,70	627 251	29 775	0	0	4 777	661 803	69 543	396 385	35 753	21 856	112 001	818	25 446	0	0	661 803
Janvier	677,70	10 592,70	801 216	34 545	0	-4 214	4 920	836 466	69 543	403 514	67 359	129 203	112 537	818	44 510	7 844	1 137	836 466
Février	571,80	8 762,00	774 316	38 970	0	-23 275	5 302	795 314	62 813	365 588	61 371	147 184	102 176	739	31 030	16 216	8 196	795 314
Mars	458,30	7 334,90	669 088	33 233	0	0	4 743	707 064	69 543	401 518	55 977	45 826	113 128	818	20 185	69	0	707 064
Avril	208,80	3 368,10	482 563	19 733	2 020	0	10 800	515 116	67 300	336 213	13 136	1 341	96 280	792	0	53	0	515 116
Mai	44,90	697,70	368 702	17 868	1 671	0	32 568	420 810	69 543	252 487	0	0	97 962	818	0	0	0	420 810
Juin	4,00	55,90	233 719	11 583	5 609	0	28 182	339 092	67 300	172 851	0	0	98 349	792	0	0	0	339 092
Juillet	0,20	1,70	308 069	10 894	6 029	0	28 253	353 245	69 543	180 935	0	0	101 948	818	0	0	0	353 245
Août	0,90	10,30	314 073	11 345	6 246	0	26 387	358 051	69 543	184 776	0	0	102 702	1 029	0	0	0	358 051
Septembre	22,50	255,20	315 258	19 147	5 779	0	33 720	373 904	67 300	206 778	0	0	98 243	1 584	0	0	0	373 904
Total	3 018	46 008	5 906 338	267 819	33 000	-27 489	221 176	6 400 844	818 818	3 542 140	266 832	359 849	1 247 355	11 164	121 172	24 182	9 333	6 400 844

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE						CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT				APPROVISIONNEMENT				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
01-oct-19	0,09	1,81	10 880	396	176	0	513	11 964	2 243	6 359	0	0	3 335	26	0	0	0	11 964
02-oct-19	0,37	7,02	10 590	404	176	0	513	11 683	2 243	6 077	0	0	3 335	26	0	0	0	11 683
03-oct-19	0,16	4,10	10 538	398	176	0	513	11 625	2 243	6 019	0	0	3 335	26	0	0	0	11 625
04-oct-19	0,45	0,76	10 606	406	176	0	451	11 639	2 243	6 034	0	0	3 335	26	0	0	0	11 639
05-oct-19	0,56	10,72	10 705	410	176	0	451	11 742	2 243	6 136	0	0	3 335	26	0	0	0	11 742
06-oct-19	1,69	5,09	11 084	441	176	0	451	12 152	2 243	6 547	0	0	3 335	26	0	0	0	12 152
07-oct-19	1,22	21,72	11 088	428	176	0	1 028	12 720	2 243	7 115	0	0	3 335	26	0	0	0	12 720
08-oct-19	3,71	25,82	11 909	498	176	0	908	13 490	2 243	7 885	0	0	3 335	26	0	0	0	13 490
09-oct-19	2,46	41,20	11 775	463	176	0	451	12 865	2 243	7 260	0	0	3 335	26	0	0	0	12 865
10-oct-19	3,34	31,66	11 923	488	176	0	451	13 038	2 243	7 433	0	0	3 335	26	0	0	0	13 038
11-oct-19	0,89	16,27	11 118	419	176	0	451	12 164	2 243	6 559	0	0	3 335	26	0	0	0	12 164
12-oct-19	1,38	12,62	11 035	433	176	0	451	12 094	2 243	6 489	0	0	3 335	26	0	0	0	12 094
13-oct-19	2,13	36,76	11 419	454	176	0	451	12 500	2 243	6 894	0	0	3 335	26	0	0	0	12 500
14-oct-19	2,88	45,29	11 777	475	176	0	451	12 879	2 243	7 274	0	0	3 335	26	0	0	0	12 879
15-oct-19	4,07	47,98	12 269	508	176	0	1 028	13 981	2 243	8 376	0	0	3 335	26	0	0	0	13 981
16-oct-19	4,53	56,13	12 572	521	176	0	908	14 177	2 243	8 572	0	0	3 335	26	0	0	0	14 177
17-oct-19	5,26	78,35	12 943	542	176	0	451	14 112	2 243	8 507	0	0	3 335	26	0	0	0	14 112
18-oct-19	5,88	59,37	13 163	559	176	0	451	14 349	2 243	8 744	0	0	3 335	26	0	0	0	14 349
19-oct-19	4,35	52,55	12 678	516	176	0	451	13 821	2 243	8 216	0	0	3 335	26	0	0	0	13 821
20-oct-19	4,92	64,63	12 763	532	176	0	451	13 922	2 243	8 317	0	0	3 335	26	0	0	0	13 922
21-oct-19	7,65	109,56	13 904	609	176	0	451	15 140	2 243	9 535	0	0	3 335	26	0	0	0	15 140
22-oct-19	9,43	142,63	14 893	659	176	0	451	16 180	2 243	10 575	0	0	3 335	26	0	0	0	16 180
23-oct-19	8,98	121,16	14 843	647	176	0	1 008	16 672	2 243	11 067	0	0	3 335	26	0	0	0	16 672
24-oct-19	6,26	102,54	13 805	570	176	0	887	15 437	2 243	9 832	0	0	3 335	26	0	0	0	15 437
25-oct-19	8,13	129,59	14 268	623	176	0	431	15 497	2 243	9 892	0	0	3 335	26	0	0	0	15 497
26-oct-19	6,72	86,87	13 824	583	176	0	431	15 013	2 243	9 408	0	0	3 335	26	0	0	0	15 013
27-oct-19	8,57	97,94	14 357	635	176	0	431	15 598	2 243	9 993	0	0	3 335	26	0	0	0	15 598
28-oct-19	11,82	158,76	15 858	727	176	0	431	17 191	2 243	11 586	0	0	3 335	26	0	0	0	17 191
29-oct-19	10,82	204,37	15 866	688	176	0	431	17 291	2 243	11 686	0	0	3 335	26	0	0	0	17 291
30-oct-19	9,90	92,22	15 196	672	176	0	431	16 475	2 243	10 869	0	0	3 335	26	0	0	0	16 475
31-oct-19	7,08	72,11	14 073	593	176	0	1 008	15 849	2 243	10 244	0	0	3 335	26	0	0	0	15 849
01-nov-19	2,05	25,66	14 128	474	7	0	892	15 500	2 243	9 803	0	0	3 428	26	0	0	0	15 500
02-nov-19	5,85	52,49	15 082	586	7	0	431	16 106	2 243	10 408	0	0	3 428	26	0	0	0	16 106
03-nov-19	7,92	59,51	16 258	647	7	0	431	17 343	2 243	11 646	0	0	3 428	26	0	0	0	17 343
04-nov-19	9,79	76,33	17 212	702	7	0	431	18 352	2 243	12 551	104	0	3 428	26	0	0	0	18 352
05-nov-19	5,36	64,74	15 753	571	7	0	431	16 762	2 243	11 065	0	0	3 428	26	0	0	0	16 762
06-nov-19	4,59	42,47	14 533	549	7	0	431	15 919	2 243	10 222	0	0	3 428	26	0	0	0	15 919
07-nov-19	9,36	134,54	16 916	689	7	0	431	18 043	2 243	12 346	0	0	3 428	26	0	0	0	18 043
08-nov-19	8,49	99,56	16 971	664	7	0	1 008	18 649	2 243	12 536	416	0	3 428	26	0	0	0	18 649
09-nov-19	6,48	92,10	16 123	604	7	0	922	17 657	2 243	11 959	0	0	3 428	26	0	0	0	17 657
10-nov-19	7,60	107,17	16 374	637	7	0	0	17 018	2 243	11 321	0	0	3 428	26	0	0	0	17 018
11-nov-19	10,98	144,48	17 854	737	7	0	356	18 954	2 243	12 564	666	0	3 428	53	0	0	0	18 954
12-nov-19	10,09	113,24	17 774	711	7	0	356	18 848	2 243	12 554	570	0	3 428	53	0	0	0	18 848
13-nov-19	9,02	127,63	17 342	679	7	0	356	18 384	2 243	12 542	118	0	3 428	53	0	0	0	18 384
14-nov-19	6,62	84,77	15 112	520	7	0	356	15 994	2 243	10 270	0	0	3 428	53	0	0	0	15 994
15-nov-19	7,02	72,70	15 744	620	7	0	356	16 727	2 243	11 003	0	0	3 428	53	0	0	0	16 727
16-nov-19	10,38	138,43	17 554	719	7	0	933	19 213	2 243	12 557	931	0	3 428	53	0	0	0	19 213
17-nov-19	11,40	173,61	18 403	750	7	0	847	20 006	2 243	12 569	1 713	0	3 428	53	0	0	0	20 006
18-nov-19	11,76	178,30	18 658	760	7	0	356	19 781	2 243	12 573	1 483	0	3 428	53	0	0	0	19 781
19-nov-19	10,71	122,06	18 110	729	7	0	356	19 202	2 243	12 561	917	0	3 428	53	0	0	0	19 202
20-nov-19	12,65	189,92	18 948	787	7	0	356	20 098	2 243	12 584	1 790	0	3 428	53	0	0	0	20 098
21-nov-19	13,61	163,49	19 406	815	7	0	356	20 584	2 243	12 595	2 192	74	3 428	53	0	0	0	20 584
22-nov-19	16,21	291,63	20 910	892	7	0	356	22 164	2 243	12 625	2 192	1 624	3 428	53	0	0	0	22 164
23-nov-19	18,21	232,50	21 899	951	7	0	356	23 012	2 243	12 648	2 192	2 449	3 428	53	0	0	0	23 012
24-nov-19	15,49	392,87	21 487	871	7	0	933	23 297	2 243	12 616	2 192	2 765	3 428	53	0	0	0	23 297
25-nov-19	13,13	199,77	19 660	801	7	0	847	21 314	2 243	12 589	2 192	809	3 428	53	0	0	0	21 314
26-nov-19	12,32	152,11	18 949	777	7	0	356	20 888	2 243	12 580	1 785	0	3 428	53	0	0	0	20 888
27-nov-19	14,76	244,10	20 080	849	7	0	356	21 291	2 243	12 608	2 192	768	3 428	53	0	0	0	21 291
28-nov-19	19,32	324,76	22 279	984	7	0	356	23 229	2 243	12 660	2 192	3 049	3 428	53	0	0	0	23 229
29-nov-19	17,33	259,86	21 801	925	7	0	356	23 088	2 243	12 638	2 192	2 535	3 428	53	0	0	0	23 088
30-nov-19	14,09	214,42	20 252	829	7	0	356	21 427	2 243	12 600	2 192	905	3 428	53	0	0	0	21 427
01-déc-19	8,03	165,03	17 253	657	0	0	297	17 981	2 243	11 268	0	0	3 391	26	1 212	0	0	17 981
02-déc-19	11,54	197,94	17 870	714	0	0	297	18 941	2 243	12 068	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 941
03-déc-19	10,76	149,03	17 787	751	0	0	297	18 835	2 243	11 962	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 835
04-déc-19	9,81	109,98	17 248	722	0	0	297	18 266	2 243	11 394	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 266
05-déc-19	13,86	92,36	18 499	845	0	0	297	19 641	2 243	12 566	202	0	3 391	26	1 212	0	0	19 641
06-déc-19	12,93	240,10	19 079	817	0	0	297	20 193	2 243	12 566	764	0	3 391	26	1 212	0	0	20 193
07-déc-19	17,32	282,81	20 654	950	0	0	231	21 835	2 243	12 604	2 192	167	3 391	26	1 212	0	0	21 835
08-déc-19	23,88	276,60	23 345	1 149	0	0	10	24 504	2 243	12 675	2 192	2 764	3 391	26	1 212	0	0	24 504
09-déc-19	16,48	2																

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE							APPROVISIONNEMENT								
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle					Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			Appro. Total	
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL		Retrait LSR
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)		(18)
23-déc-19	14,43	170,29	19 514	862	0	0	0	20 377	2 243	12 572	2 143	0	3 391	26	0	0	0	20 377
24-déc-19	14,88	140,68	19 475	876	0	0	0	20 351	2 243	12 577	2 112	0	3 391	26	0	0	0	20 351
25-déc-19	21,98	220,07	22 253	1 091	0	0	0	23 345	2 243	12 654	2 192	2 837	3 391	26	0	0	0	23 345
26-déc-19	16,85	337,96	21 577	936	0	0	287	22 800	2 243	12 598	2 192	2 348	3 391	26	0	0	0	22 800
27-déc-19	15,85	177,96	20 179	905	0	0	287	21 371	2 243	12 588	2 192	931	3 391	26	0	0	0	21 371
28-déc-19	20,07	426,34	22 384	1 033	0	0	287	23 705	2 243	12 633	2 192	3 218	3 391	26	0	0	0	23 705
29-déc-19	25,28	607,30	25 223	1 192	0	0	287	26 702	2 243	12 690	2 192	5 705	3 391	26	0	454	0	26 702
30-déc-19	28,66	474,44	26 463	1 294	0	-319	287	27 225	2 243	12 727	2 192	5 705	3 391	26	0	1 440	0	27 225
31-déc-19	20,96	316,94	23 597	1 060	0	-267	260	24 650	2 243	12 643	2 192	4 154	3 391	26	0	0	0	24 650
01-janv-20	15,97	348,87	21 453	837	0	0	0	22 290	2 243	12 557	2 192	1 861	3 410	26	0	0	0	22 290
02-janv-20	22,75	524,48	23 840	1 024	0	0	0	24 866	2 243	12 626	2 192	4 388	3 410	26	0	0	0	24 866
03-janv-20	19,81	308,81	22 826	947	0	0	0	23 785	2 243	12 597	2 192	1 781	3 410	26	1 535	0	0	23 785
04-janv-20	13,84	157,15	19 997	777	0	0	12	20 787	2 243	12 535	1 037	0	3 410	26	1 535	0	0	20 787
05-janv-20	14,55	174,18	19 705	797	0	0	12	20 515	2 243	12 542	758	0	3 410	26	1 535	0	0	20 515
06-janv-20	15,25	201,91	20 103	817	0	0	299	21 219	2 243	12 550	1 454	0	3 410	26	1 535	0	0	21 219
07-janv-20	21,94	327,86	22 850	1 004	0	0	299	24 153	2 243	12 618	2 192	2 129	3 410	26	1 535	0	0	24 153
08-janv-20	16,49	237,17	21 353	851	0	0	299	22 504	2 243	12 562	2 192	535	3 410	26	1 535	0	0	22 504
09-janv-20	18,20	214,22	21 327	899	0	0	299	22 525	2 243	12 580	2 192	539	3 410	26	1 535	0	0	22 525
10-janv-20	17,12	282,27	21 352	869	0	0	299	22 520	2 243	12 569	2 192	545	3 410	26	1 535	0	0	22 520
11-janv-20	12,58	138,95	19 239	742	0	0	299	20 254	2 243	12 522	517	0	3 410	26	1 535	0	0	20 254
12-janv-20	10,25	110,89	18 607	677	0	0	12	18 607	2 243	11 392	0	0	3 410	26	1 535	0	0	18 607
13-janv-20	17,65	358,44	21 011	884	0	0	12	21 907	2 243	12 574	2 118	0	3 410	26	1 535	0	0	21 907
14-janv-20	29,50	191,61	25 189	1 215	0	0	12	26 416	2 243	12 695	2 192	4 315	3 410	26	1 535	0	0	26 416
15-janv-20	26,24	462,36	26 130	1 124	0	0	12	27 266	2 243	12 662	2 192	5 198	3 410	26	1 535	0	0	27 266
16-janv-20	25,79	416,69	25 511	1 111	0	0	12	26 634	2 243	12 657	2 192	4 570	3 410	26	1 535	0	0	26 634
17-janv-20	28,75	366,01	26 302	1 194	0	0	299	27 795	2 243	12 687	2 192	5 701	3 410	26	1 535	0	0	27 795
18-janv-20	19,36	379,19	23 456	932	0	0	299	24 687	2 243	12 592	2 192	2 689	3 410	26	1 535	0	0	24 687
19-janv-20	18,79	258,05	21 952	916	0	0	299	23 167	2 243	12 586	2 192	1 175	3 410	26	1 535	0	0	23 167
20-janv-20	31,45	760,35	27 839	1 269	0	0	299	29 408	2 243	12 715	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 581	0	29 408
21-janv-20	33,72	339,66	28 379	1 327	0	-599	299	29 406	2 243	12 736	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 559	0	29 406
22-janv-20	30,47	570,96	28 310	1 242	0	-564	273	29 260	2 243	12 705	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 444	0	29 260
23-janv-20	27,78	489,14	27 634	1 167	0	-363	212	27 634	2 243	12 677	2 192	5 566	3 410	26	1 535	0	0	27 634
24-janv-20	24,53	632,27	25 946	1 076	0	0	12	27 034	2 243	12 644	2 192	4 984	3 410	26	1 535	0	0	27 034
25-janv-20	25,26	268,12	24 677	1 097	0	0	12	25 786	2 243	12 652	2 192	3 728	3 410	26	1 535	0	0	25 786
26-janv-20	26,94	434,32	25 863	1 143	0	0	12	27 018	2 243	12 669	2 192	4 943	3 410	26	1 535	0	0	27 018
27-janv-20	23,76	245,72	24 328	1 055	0	0	12	25 394	2 243	12 636	2 192	3 351	3 410	26	1 535	0	0	25 394
28-janv-20	20,85	227,52	24 973	993	0	0	299	24 246	2 243	12 607	2 192	2 232	3 410	26	1 535	0	0	24 246
29-janv-20	21,34	447,70	23 584	987	0	0	299	24 870	2 243	12 612	2 192	2 852	3 410	26	1 535	0	0	24 870
30-janv-20	22,33	293,38	23 459	1 015	0	0	299	24 773	2 243	12 622	2 192	2 745	3 410	26	1 535	0	0	24 773
31-janv-20	23,15	402,06	24 191	1 038	0	0	299	25 528	2 243	12 630	2 192	3 491	3 410	26	1 535	0	0	25 528
01-févr-20	20,47	240,33	23 473	1 117	0	0	297	24 887	2 243	12 638	2 192	3 140	3 437	26	1 212	0	0	24 887
02-févr-20	24,84	169,41	24 483	1 259	0	0	291	26 034	2 243	12 685	2 192	4 239	3 437	26	1 212	0	0	26 034
03-févr-20	18,64	116,91	22 590	1 058	0	0	10	23 658	2 243	12 618	2 192	1 930	3 437	26	1 212	0	0	23 658
04-févr-20	21,51	364,44	23 806	1 151	0	0	10	24 967	2 243	12 649	2 192	3 208	3 437	26	1 212	0	0	24 967
05-févr-20	25,39	346,91	25 380	1 277	0	0	10	26 667	2 243	12 691	2 192	4 866	3 437	26	1 212	0	0	26 667
06-févr-20	21,93	286,36	25 362	1 165	0	0	10	25 536	2 243	12 654	2 192	3 772	3 437	26	1 212	0	0	25 536
07-févr-20	23,17	492,42	25 144	1 205	0	0	10	26 359	2 243	12 667	2 192	4 582	3 437	26	1 212	0	0	26 359
08-févr-20	25,78	679,42	26 805	1 290	0	0	297	28 392	2 243	12 695	2 192	5 705	3 437	26	1 212	881	0	28 392
09-févr-20	22,81	223,41	24 490	1 193	0	0	297	25 980	2 243	12 663	2 192	4 207	3 437	26	1 212	0	0	25 980
10-févr-20	26,65	375,43	26 043	1 318	0	0	297	27 658	2 243	12 705	2 192	5 705	3 437	26	1 212	138	0	27 658
11-févr-20	29,87	447,94	27 787	1 422	0	-310	297	29 196	2 243	12 740	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 616	25	29 196
12-févr-20	27,43	583,86	27 719	1 343	0	-295	297	29 065	2 243	12 713	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 536	0	29 065
13-févr-20	28,52	526,29	27 660	1 379	0	-302	297	29 034	2 243	12 725	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 493	0	29 034
14-févr-20	22,45	428,10	25 331	1 182	0	-263	265	26 515	2 243	12 659	2 192	4 746	3 437	26	1 212	0	0	26 515
15-févr-20	24,05	390,21	25 155	1 234	0	0	8	26 397	2 243	12 677	2 192	4 782	3 437	26	1 060	0	0	26 397
16-févr-20	21,16	306,64	24 028	1 140	0	0	8	25 176	2 243	12 645	2 192	3 572	3 437	26	1 060	0	0	25 176
17-févr-20	19,76	297,83	23 223	1 094	0	0	8	24 326	2 243	12 630	2 192	2 737	3 437	26	1 060	0	0	24 326
18-févr-20	17,56</																	

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE						CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT					APPROVISIONNEMENT				Appro. Total
	Conditions climatiques			Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint		LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	
14-mars-20	17,06	283,77	20 899	1 043	0	0	6	21 947	2 243	12 619	2 192	719	3 441	26	707	0	0	21 947	
15-mars-20	17,50	204,35	21 140	1 058	0	0	293	22 490	2 243	12 624	2 192	1 257	3 441	26	707	0	0	22 490	
16-mars-20	16,43	179,20	20 736	1 022	0	0	293	22 051	2 243	12 612	2 192	829	3 441	26	707	0	0	22 051	
17-mars-20	13,81	242,77	19 949	934	0	0	293	21 175	2 243	12 582	2 176	0	3 441	26	707	0	0	21 175	
18-mars-20	11,77	145,06	18 679	865	0	0	293	19 837	2 243	12 560	860	0	3 441	26	707	0	0	19 837	
19-mars-20	10,82	152,78	18 183	833	0	0	293	19 309	2 243	12 549	343	0	3 441	26	707	0	0	19 309	
20-mars-20	10,53	161,57	18 021	824	0	0	266	19 111	2 243	12 546	148	0	3 441	26	707	0	0	19 111	
21-mars-20	14,84	454,78	20 429	968	0	0	6	21 403	2 243	12 594	2 192	199	3 441	26	707	0	0	21 403	
22-mars-20	16,00	212,12	20 440	1 008	0	0	6	21 453	2 243	12 607	2 192	237	3 441	26	707	0	0	21 453	
23-mars-20	12,28	122,71	18 990	882	0	0	6	19 878	2 243	12 565	895	0	3 441	26	707	0	0	19 878	
24-mars-20	11,43	137,24	18 388	854	0	0	6	19 248	2 243	12 556	274	0	3 441	26	707	0	0	19 248	
25-mars-20	9,95	128,56	17 774	804	0	0	6	18 584	2 243	12 166	0	0	3 441	26	707	0	0	18 584	
26-mars-20	9,56	103,64	17 415	791	0	0	293	18 499	2 243	12 082	0	0	3 441	26	707	0	0	18 499	
27-mars-20	8,17	79,45	16 825	744	0	0	287	17 857	2 243	12 146	0	0	3 441	26	0	0	0	17 857	
28-mars-20	7,63	95,04	16 555	726	0	0	287	17 567	2 243	11 857	0	0	3 441	26	0	0	0	17 567	
29-mars-20	9,02	112,62	17 034	773	0	0	287	18 094	2 243	12 383	0	0	3 441	26	0	0	0	18 094	
30-mars-20	6,92	61,76	16 287	702	0	0	287	17 276	2 243	11 566	0	0	3 441	26	0	0	0	17 276	
31-mars-20	5,42	88,55	15 661	652	0	0	261	16 573	2 243	10 863	0	0	3 441	26	0	0	0	16 573	
01-avr-20	10,27	194,85	16 801	704	67	0	0	17 572	2 243	12 035	0	0	3 267	26	0	0	0	17 572	
02-avr-20	11,20	211,98	17 670	731	67	0	0	18 468	2 243	12 552	379	0	3 267	26	0	0	0	18 468	
03-avr-20	10,50	277,41	18 440	768	67	0	0	19 276	2 243	12 567	1 173	0	3 267	26	0	0	0	19 276	
04-avr-20	14,72	341,13	19 561	833	67	0	0	20 461	2 243	12 591	2 192	141	3 267	26	0	0	0	20 461	
05-avr-20	13,48	235,07	18 991	797	67	0	0	19 855	2 243	12 577	1 741	0	3 267	26	0	0	0	19 855	
06-avr-20	11,74	182,52	18 081	747	67	0	0	18 895	2 243	12 558	800	0	3 267	26	0	0	0	18 895	
07-avr-20	10,72	171,80	17 512	717	67	0	577	18 873	2 243	12 547	790	0	3 267	26	0	0	0	18 873	
08-avr-20	9,85	159,30	17 064	692	67	0	577	18 400	2 243	12 537	326	0	3 267	26	0	0	0	18 400	
09-avr-20	8,47	135,07	16 413	651	67	0	167	17 299	2 243	11 762	0	0	3 267	26	0	0	0	17 299	
10-avr-20	9,25	142,30	16 572	674	67	0	0	17 314	2 243	11 777	0	0	3 267	26	0	0	0	17 314	
11-avr-20	8,20	109,18	16 171	644	67	0	0	16 882	2 243	11 345	0	0	3 267	26	0	0	0	16 882	
12-avr-20	8,93	94,28	16 271	665	67	0	0	17 003	2 243	11 466	0	0	3 267	26	0	0	0	17 003	
13-avr-20	6,75	52,54	15 439	601	67	0	0	16 107	2 243	10 571	0	0	3 267	26	0	0	0	16 107	
14-avr-20	7,72	101,34	15 727	630	67	0	0	16 425	2 243	10 888	0	0	3 267	26	0	0	0	16 425	
15-avr-20	7,24	127,04	15 745	616	67	0	0	16 428	2 243	10 891	0	0	3 267	26	0	0	0	16 428	
16-avr-20	6,54	75,53	15 274	595	67	0	577	16 514	2 243	10 977	0	0	3 267	26	0	0	0	16 514	
17-avr-20	4,82	32,42	14 456	545	67	0	577	15 646	2 243	10 109	0	0	3 267	26	0	0	0	15 646	
18-avr-20	1,01	5,68	12 865	435	67	0	167	13 535	2 243	7 998	0	0	3 267	26	0	0	0	13 535	
19-avr-20	1,31	69,39	12 804	444	67	0	0	13 315	2 243	7 778	0	0	3 267	26	0	0	0	13 315	
20-avr-20	3,89	37,23	13 628	519	67	0	0	14 214	2 243	8 677	0	0	3 267	26	0	0	0	14 214	
21-avr-20	1,65	23,76	13 057	454	67	0	0	13 578	2 243	8 041	0	0	3 267	26	0	0	0	13 578	
22-avr-20	5,08	115,45	14 344	553	67	0	0	14 964	2 243	9 428	0	0	3 267	26	0	0	0	14 964	
23-avr-20	6,10	82,58	14 932	583	67	0	0	15 582	2 243	10 045	0	0	3 267	26	0	0	0	15 582	
24-avr-20	5,60	62,82	14 789	568	67	0	0	15 425	2 243	9 888	0	0	3 267	26	0	0	0	15 425	
25-avr-20	3,58	47,60	13 984	510	67	0	577	15 138	2 243	9 601	0	0	3 267	26	0	0	0	15 138	
26-avr-20	2,40	14,87	13 256	475	67	0	577	14 375	2 243	8 838	0	0	3 267	26	0	0	0	14 375	
27-avr-20	4,18	88,97	14 011	527	67	0	1 091	15 696	2 243	10 160	0	0	3 267	26	0	0	0	15 696	
28-avr-20	3,00	42,22	13 618	483	67	0	0	15 103	2 243	9 565	0	0	3 267	26	0	0	0	15 103	
29-avr-20	0,45	10,84	12 504	419	67	0	923	13 914	2 243	8 377	0	0	3 267	26	0	0	0	13 914	
30-avr-20	0,27	3,51	12 162	414	67	0	923	13 566	2 243	8 030	0	0	3 267	26	0	0	0	13 566	
01-mai-20	5,85	109,58	13 416	714	54	0	923	15 107	2 243	9 616	0	0	3 221	26	0	0	0	15 107	
02-mai-20	6,31	81,55	14 036	730	54	0	923	15 744	2 243	10 253	0	0	3 221	26	0	0	0	15 744	
03-mai-20	3,52	36,68	12 962	630	54	0	923	14 568	2 243	9 078	0	0	3 221	26	0	0	0	14 568	
04-mai-20	4,90	49,12	13 205	679	54	0	1 500	15 439	2 243	9 948	0	0	3 221	26	0	0	0	15 439	
05-mai-20	2,59	12,83	12 421	596	54	0	1 437	14 509	2 243	9 018	0	0	3 221	26	0	0	0	14 509	
06-mai-20	0,87	9,95	11 584	534	54	0	923	13 095	2 243	7 605	0	0	3 221	26	0	0	0	13 095	
07-mai-20	1,23	16,45	11 560	547	54	0	923	13 085	2 243	7 594	0	0	3 221	26	0	0	0	13 085	
08-mai-20	4,33	66,43	12 841	659	54	0	923	14 477	2 243	8 986	0	0	3 221	26	0	0	0	14 477	
09-mai-20	1,62	31,67	12 091	561	54	0	0	12 706	2 243	7 216	0	0	3 221	26	0	0	0	12 706	
10-mai-20	0,63	6,42	11 394	526	54	0	862	12 835	2 243	7 344	0	0	3 221	26	0	0	0	12 835	
11-mai-20	2,20	22,12	11 892	582	54	0	862	13 390	2 243	7 899	0	0	3 221	26	0	0	0	13 390	
12-mai-20	0,75	11,41	11 508	530	54	0	1 439	13 531	2 243	8 040	0	0	3 221	26	0	0	0	13 531	
13-mai-20	0,55	7,05	11 281	513	54	0	1 325	13 183	2 243	7 693	0	0	3 221	26	0	0	0	13 183	
14-mai-20	0,16	2,48	11 112	508	54	0	862	12 537	2 243	7 046	0	0	3 221	26	0	0	0	12 537	
15-mai-20	1,03	110,92	11 740	540	54	0	862	13 196	2 243	7 705	0	0	3 221	26	0	0	0	13 196	
16-mai-20	3,07	43,88	12 307	614	54	0	862	13 836	2 243	8 345	0	0	3 221	26	0	0	0	13 836	
17-mai-20	0,50	5,04	11 489	521	54	0	862	12 926	2 243	7 435	0	0	3 221	26	0	0	0	12 926	
18-mai-20	0,25	1,87	11 134	512	54	0	862	12 561	2 243	7 071	0	0	3 221	26	0	0	0	12 561	
19-mai-20	0,43	5,85	11 186	519	54	0	862	12 620	2 243	7 130	0	0	3 221	26	0	0	0	12 620	
20-mai-20	0,31	4,30	11 157	514	54	0	1 439	13 164	2 243	7 673	0	0	3 221	26	0	0	0	13 164	
21-mai-20	0,37	2,88	11 177	516	54	0	1 325	13 072	2 243	7 581	0	0	3 221	26	0	0	0	13 072	
22-mai-20	0,01	0,26	11 034	503	54	0	862	12 453	2 243	6 962	0	0	3 221	26	0	0			

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE						APPROVISIONNEMENT					Entreposage en franchise					Appro. Total
	Conditions climatiques			Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire						
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)		
04-juin-20	0,03	0,16	9 769	373	187	0	785	11 113	2 243	5 268	0	0	3 576	26	0	0	0	11 113		
05-juin-20	0,06	0,62	9 744	374	187	0	785	11 089	2 243	5 243	0	0	3 576	26	0	0	0	11 089		
06-juin-20	0,25	1,41	9 815	379	187	0	785	11 165	2 243	5 319	0	0	3 576	26	0	0	0	11 165		
07-juin-20	0,01	0,11	9 745	372	187	0	785	11 089	2 243	5 243	0	0	3 576	26	0	0	0	11 089		
08-juin-20	0,18	5,41	9 799	377	187	0	785	11 147	2 243	5 301	0	0	3 576	26	0	0	0	11 147		
09-juin-20	0,13	2,13	9 785	375	187	0	785	11 133	2 243	5 287	0	0	3 576	26	0	0	0	11 133		
10-juin-20	0,10	1,14	9 766	374	187	0	785	11 112	2 243	5 266	0	0	3 576	26	0	0	0	11 112		
11-juin-20	0,01	0,05	9 730	372	187	0	785	11 074	2 243	5 228	0	0	3 576	26	0	0	0	11 074		
12-juin-20	0,01	0,26	9 723	372	187	0	785	11 067	2 243	5 221	0	0	3 576	26	0	0	0	11 067		
13-juin-20	0,00	0,01	9 719	372	187	0	785	11 062	2 243	5 216	0	0	3 576	26	0	0	0	11 062		
14-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	785	11 061	2 243	5 215	0	0	3 576	26	0	0	0	11 061		
15-juin-20	0,05	0,43	9 735	373	187	0	785	11 079	2 243	5 234	0	0	3 576	26	0	0	0	11 079		
16-juin-20	0,00	0,04	9 723	372	187	0	1 362	11 644	2 243	5 798	0	0	3 576	26	0	0	0	11 644		
17-juin-20	0,00	0,08	9 719	372	187	0	1 362	11 639	2 243	5 793	0	0	3 576	26	0	0	0	11 639		
18-juin-20	0,00	0,02	9 718	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 793	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
19-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
20-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
21-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
22-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
23-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
24-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
25-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
26-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
27-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
28-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
29-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
30-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638		
01-juil-20	0,11	0,91	9 930	345	194	0	718	11 188	2 243	5 338	0	0	3 581	26	0	0	0	11 188		
02-juil-20	0,00	0,00	9 908	343	194	0	718	11 164	2 243	5 314	0	0	3 581	26	0	0	0	11 164		
03-juil-20	0,00	0,00	9 891	343	194	0	718	11 146	2 243	5 295	0	0	3 581	26	0	0	0	11 146		
04-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
05-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
06-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 295	11 720	2 243	5 870	0	0	3 581	26	0	0	0	11 720		
07-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 186	11 611	2 243	5 760	0	0	3 581	26	0	0	0	11 611		
08-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
09-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
10-juil-20	0,00	0,04	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
11-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143		
12-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	0	10 425	2 243	4 575	0	0	3 581	26	0	0	0	10 425		
13-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
14-juil-20	0,00	0,53	9 890	343	194	0	1 254	11 681	2 243	5 830	0	0	3 581	26	0	0	0	11 681		
15-juil-20	0,05	0,22	9 907	344	194	0	1 140	11 586	2 243	5 736	0	0	3 581	26	0	0	0	11 586		
16-juil-20	0,00	0,00	9 893	343	194	0	677	11 107	2 243	5 257	0	0	3 581	26	0	0	0	11 107		
17-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
18-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
19-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
20-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
21-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
22-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 254	11 679	2 243	5 829	0	0	3 581	26	0	0	0	11 679		
23-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 140	11 565	2 243	5 715	0	0	3 581	26	0	0	0	11 565		
24-juil-20	0,00	0,00	9 889	343	194	0	677	11 104	2 243	5 253	0	0	3 581	26	0	0	0	11 104		
25-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
26-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
27-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
28-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
29-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102		
30-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 254	11 679	2 243	5 829	0	0	3 581	26	0	0	0	11 679		
31-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 140	11 565	2 243	5 715	0	0	3 581	26	0	0	0	11 565		
01-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	677	11 312	1 874	5 699	0	0	3 713	26	0	0	0	11 312		
02-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	0	10 635	1 874	5 022	0	0	3 713	26	0	0	0	10 635		
03-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
04-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
05-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
06-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
07-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 192	11 828	1 874	6 214	0	0	3 713	26	0	0	0	11 828		
08-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 079	11 714	1 874	6 101	0	0	3 713	26	0	0	0	11 714		
09-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
10-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
11-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251		
12-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3							

HIVER EXTRÊME - Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire de Gaz Métro pour la période du 1er octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS			DEMANDE					APPROVISIONNEMENT					Entreposage en franchise				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire					
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, OMR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	Appro. Total
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
26-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	575	11 210	1 874	5 597	0	0	3 713	26	0	0	0	11 210
27-août-20	0,07	0,28	10 105	354	201	0	575	11 235	1 874	5 622	0	0	3 713	26	0	0	0	11 235
28-août-20	0,00	0,00	10 087	353	201	0	575	11 216	1 874	5 603	0	0	3 713	26	0	0	0	11 216
29-août-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	575	11 210	1 874	5 596	0	0	3 713	26	0	0	0	11 210
30-août-20	0,15	1,38	10 136	357	201	0	575	11 269	1 874	5 656	0	0	3 713	26	0	0	0	11 269
31-août-20	0,35	4,31	10 229	362	201	0	1 151	11 943	1 874	6 330	0	0	3 713	26	0	0	0	11 943
01-sept-20	0,00	0,01	10 148	596	193	0	1 055	11 991	871	7 406	0	0	3 688	26	0	0	0	11 991
02-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
03-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 894	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
04-sept-20	0,00	0,01	10 117	596	193	0	575	11 480	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 480
05-sept-20	0,01	0,01	10 119	596	193	0	575	11 482	871	6 897	0	0	3 688	26	0	0	0	11 482
06-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 480	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 480
07-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 894	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
08-sept-20	0,00	0,10	10 117	596	193	0	1 151	12 057	871	7 472	0	0	3 688	26	0	0	0	12 057
09-sept-20	0,01	0,06	10 120	596	193	0	1 151	12 060	871	7 475	0	0	3 688	26	0	0	0	12 060
10-sept-20	0,04	0,12	10 129	597	193	0	742	11 661	871	7 076	0	0	3 688	26	0	0	0	11 661
11-sept-20	0,02	0,24	10 126	596	193	0	575	11 490	871	6 905	0	0	3 688	26	0	0	0	11 490
12-sept-20	0,08	0,75	10 146	599	193	0	0	10 938	871	6 353	0	0	3 688	26	0	0	0	10 938
13-sept-20	0,17	4,91	10 191	603	193	0	513	11 499	871	6 914	0	0	3 688	26	0	0	0	11 499
14-sept-20	0,49	2,73	10 295	616	193	0	513	11 617	871	7 032	0	0	3 688	26	0	0	0	11 617
15-sept-20	1,28	13,21	10 604	650	193	0	513	11 959	871	7 374	0	0	3 688	26	0	0	0	11 959
16-sept-20	1,85	21,34	10 880	674	193	0	513	12 260	871	7 675	0	0	3 688	26	0	0	0	12 260
17-sept-20	0,05	0,38	10 300	598	193	0	1 090	12 180	871	7 595	0	0	3 688	26	0	0	0	12 180
18-sept-20	2,87	31,43	11 122	718	193	0	1 090	13 122	871	8 537	0	0	3 688	26	0	0	0	13 122
19-sept-20	0,63	5,72	10 591	622	193	0	680	12 086	871	7 501	0	0	3 688	26	0	0	0	12 086
20-sept-20	0,07	1,03	10 197	598	193	0	513	11 501	871	6 916	0	0	3 688	26	0	0	0	11 501
21-sept-20	0,11	1,30	10 161	600	193	0	869	11 823	871	7 212	0	0	3 688	53	0	0	0	11 823
22-sept-20	0,85	16,76	10 446	632	193	0	869	12 139	871	7 527	0	0	3 688	53	0	0	0	12 139
23-sept-20	0,99	11,18	10 541	638	193	0	869	12 240	871	7 629	0	0	3 688	53	0	0	0	12 240
24-sept-20	0,31	3,86	10 317	609	193	0	869	11 987	871	7 376	0	0	3 688	53	0	0	0	11 987
25-sept-20	1,58	7,89	10 668	663	193	0	869	12 392	871	7 781	0	0	3 688	53	0	0	0	12 392
26-sept-20	0,23	2,10	10 337	605	193	0	1 446	12 581	871	7 969	0	0	3 688	53	0	0	0	12 581
27-sept-20	0,14	0,53	10 184	602	193	0	1 446	12 424	871	7 812	0	0	3 688	53	0	0	0	12 424
28-sept-20	0,38	1,79	10 254	612	193	0	1 330	12 488	871	7 777	0	0	3 688	53	0	0	0	12 388
29-sept-20	5,87	81,05	12 251	846	193	0	869	14 158	871	9 547	0	0	3 688	53	0	0	0	14 158
30-sept-20	4,19	43,96	12 103	774	193	0	897	13 766	871	9 155	0	0	3 688	53	0	0	0	13 766
Octobre	145,70	1 937,60	393 542	16 306	5 441	0	17 671	433 260	69 543	259 501	0	0	103 395	818	0	0	0	433 260
Novembre	319,60	4 575,20	541 774	21 830	204	0	14 633	578 441	67 300	381 793	30 220	14 978	102 830	1 320	0	0	0	578 441
Décembre	561,30	8 377,30	662 693	30 189	0	-586	5 248	697 543	69 543	387 310	51 750	55 646	105 135	818	25 446	1 894	0	697 543
Janvier	676,30	10 570,30	727 896	31 006	0	-1 526	4 892	762 268	69 543	390 008	60 679	86 411	105 715	818	44 510	4 583	0	762 268
Février	588,60	9 046,30	679 029	32 248	0	-1 169	4 777	714 886	65 057	366 441	60 867	84 417	99 670	765	31 979	5 663	25	714 886
Mars	449,40	7 170,80	619 223	29 662	0	0	5 425	654 311	69 543	385 728	41 661	30 476	106 666	818	19 236	182	0	654 311
Avril	200,90	3 248,70	482 143	18 002	2 020	0	7 657	489 821	67 300	316 175	7 401	141	98 012	792	0	0	0	489 821
Mai	42,00	650,90	361 712	17 106	1 671	0	29 695	410 184	69 543	239 971	0	0	99 851	818	0	0	0	410 184
Juin	4,00	55,20	293 455	11 262	5 609	0	26 316	336 641	67 300	161 265	0	0	107 285	792	0	0	0	336 641
Juillet	0,20	1,70	306 619	10 623	6 029	0	24 930	348 201	69 543	166 842	0	0	110 997	818	0	0	0	348 201
Août	0,90	10,10	312 902	10 959	6 246	0	21 282	351 389	58 098	177 383	0	0	115 099	818	0	0	0	351 389
Septembre	22,20	252,50	312 932	18 811	5 779	0	23 676	361 198	26 128	223 388	0	0	110 626	1 056	0	0	0	361 198
Total	3 011	45 897	5 674 219	248 005	33 000	-3 281	186 202	6 138 144	768 435	3 435 807	252 578	272 070	1 265 284	10 451	121 172	12 322	25	6 138 144

INTRAGAZ - SITE POINTE-DU-LAC HIVERS 2013 à 2017

En 10 ³ m ³¹	2012-2013				
	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
Stock de début	21 231	16 144	19 709	16 574	18 757
Stock de fin	16 144	19 709	16 574	18 757	18 568
Retraits / Nb. Jours >= 1200	0	0	0	0	0
Retraits / Nb. Jours entre 1 100 et 1 200	1	1	1	1	1
Retraits / Nb. Jours entre 1 000 et 1 100	2	1	6	5	0
Retraits / Nb. Jours entre 800 et 1 000	1	0	3	2	1
Retraits / Nb. Jours entre 500 et 800	2	3	0	1	1
Retraits / Nb. Jours entre 200 et 500	1	1	3	0	1

En 10 ³ m ³¹	2013-2014				
	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
Stock de début	21 395	19 796	18 070	13 735	12 691
Stock de fin	19 796	18 070	13 735	12 691	16 183
Retraits / Nb. Jours >= 1200	1	0	0	1	0
Retraits / Nb. Jours entre 1 100 et 1 200	0	5	6	4	1
Retraits / Nb. Jours entre 1 000 et 1 100	0	2	3	4	2
Retraits / Nb. Jours entre 800 et 1 000	1	0	5	3	4
Retraits / Nb. Jours entre 500 et 800	0	0	0	0	0
Retraits / Nb. Jours entre 200 et 500	2	2	1	2	1

En 10 ³ m ³¹	2014-2015				
	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
Stock de début	21 433	21 435	21 424	13 490	3 757
Stock de fin	21 435	21 424	13 490	3 757	18 740
Retraits / Nb. Jours >= 1200	0	0	3	0	1
Retraits / Nb. Jours entre 1 100 et 1 200	0	0	4	1	0
Retraits / Nb. Jours entre 1 000 et 1 100	0	0	3	3	1
Retraits / Nb. Jours entre 800 et 1 000	1	0	5	16	2
Retraits / Nb. Jours entre 500 et 800	0	1	2	0	0
Retraits / Nb. Jours entre 200 et 500	0	0	0	0	0

En 10 ³ m ³¹	2015-2016				
	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
Stock de début	21 383	22 475	22 475	22 287	21 705
Stock de fin	22 475	22 475	22 287	21 705	19 353
Retraits / Nb. Jours >= 1200	0	0	1	1	0
Retraits / Nb. Jours entre 1 100 et 1 200	0	0	0	2	1
Retraits / Nb. Jours entre 1 000 et 1 100	0	0	2	1	1
Retraits / Nb. Jours entre 800 et 1 000	0	0	0	0	0
Retraits / Nb. Jours entre 500 et 800	0	0	2	1	1
Retraits / Nb. Jours entre 200 et 500	0	0	1	2	0

En 10 ³ m ³¹	2016-2017				
	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars
Stock de début	22 232	19 046	19 488	19 717	21 492
Stock de fin	19 046	19 488	19 717	21 492	18 148
Retraits / Nb. Jours >= 1200	2	0	0	0	0
Retraits / Nb. Jours entre 1 100 et 1 200	0	0	3	4	3
Retraits / Nb. Jours entre 1 000 et 1 100	3	3	3	1	3
Retraits / Nb. Jours entre 800 et 1 000	0	7	0	0	5
Retraits / Nb. Jours entre 500 et 800	0	0	0	0	2
Retraits / Nb. Jours entre 200 et 500	0	0	1	1	0

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
DE LA CAUSE TARIFAIRE 2018 À LA CAUSE TARIFAIRE 2019**

1 - Cause 2018					Commentaires	
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée (10³m³)						
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	477 975	571 751	511 080	471 362	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	89 802	90 036	83 034	89 481	
3	Clients 4,9 et 4,10	35 200	35 500	32 340	35 250	
4	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 775	2 850	3 150	
5	Autres	4 604	5 319	4 807	4 531	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>						
6	Année de régression	2015-2016				Année utilisée à la Cause 2018
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
8	Base	7 707	8 717	8 973	8 248	
9	DJ _t	367	367	367	367	
10	DJ _{t-1}	80	80	80	80	
11	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
12	Paramètres journée de pointe					
13	DJ _t	36,67				
14	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
15	DJ _t xDV _t	1 249,24				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
16	Pointe selon formule de régression	26 634	27 644	27 901	27 175	
16	Ajustement pour la demande 2018	1,017	1,017	1,017	1,017	
17	Pointe clients continus purs et Autres	27 079	28 106	28 367	27 629	
18	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
19	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
20	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
21	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
22	Journée de pointe = maximum	31 714	32 769	33 043	32 305	
<hr/>						
2 - Cause 2018 - Changement de l'année de référence pour la régression						
23	Année de régression	2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
25	Base	8 198	8 198	8 198	8 198	
26	DJ _t	363	363	363	363	
27	DJ _{t-1}	110	110	110	110	
28	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
29	Paramètres journée de pointe					
30	DJ _t	36,67				
31	DJ _{t-1}	39,56				Paramètres utilisés à la Cause 2018 (historique 30 ans) réchauffés
32	DJ _t xDV _t	1 249,24				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
33	Pointe selon formule de régression	29 742	29 742	29 742	29 742	
34	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
35	Pointe clients continus purs et Autres	29 042	29 042	29 042	29 042	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
38	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
39	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
40	Journée de pointe = maximum	33 677	33 705	33 718	33 717	
41	Variation de la pointe vs Cause 2018			675		Impact de la régression 2016-2017 vs régression 2015-2016

3- Cause 2018 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe

		2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
42	Année de régression					
43	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)					
44	Base	8 198	8 198	8 198	8 198	
45	DJ _t	363	363	363	363	
46	DJ _{t-1}	110	110	110	110	
47	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
48	Paramètres journée de pointe					
49	DJ _t	36,62				
50	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
51	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
52	Pointe selon formule de régression	29 716	29 716	29 716	29 716	
53	Ajustement pour la demande 2018	0,976	0,976	0,976	0,976	
54	Pointe clients continus purs et Autres	29 016	29 016	29 016	29 016	
55	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 002	3 002	3 002	3 002	
56	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 305	1 305	1 305	1 305	
57	Client biogaz en réseau dédié	61	90	102	102	Demande mois / # jours mois
58	Besoin GM GNL	267	267	267	267	
59	Journée de pointe = maximum	33 651	33 680	33 692	33 692	
60	Variation de la pointe vs Cause 2018					649

4 - Cause 2019

		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
61	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	499 029	598 036	524 843	479 208	
62	Clients continus en combinaison tarifaire	92 597	96 468	87 098	92 693	
63	Clients 4,9 et 4,10	51 264	51 065	46 772	51 102	
64	Client biogaz en réseau dédié	1 900	2 600	2 600	3 050	
65	Autres	4 422	5 104	4 536	4 296	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>						
		2016-2017				Année utilisée à la Cause 2019
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
66	Année de régression					
67	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)					
68	Base	8 198	8 198	8 198	8 198	
69	DJ _t	363	363	363	363	
70	DJ _{t-1}	110	110	110	110	
71	DJ _t xDV _t	3	3	3	3	
72	Paramètres journée de pointe					
73	DJ _t	36,62				
74	DJ _{t-1}	39,52				Paramètres utilisés à la Cause 2019
75	DJ _t xDV _t	1 248,02				(historique 30 ans) réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
76	Pointe selon formule de régression	29 716	29 716	29 716	29 716	
77	Ajustement pour la demande 2019	1,025	1,025	1,025	1,025	
78	Pointe clients continus purs et Autres	30 451	30 451	30 451	30 451	
79	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 313	3 313	3 313	3 313	
80	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	1 922	1 922	1 922	
81	Client biogaz en réseau dédié	61	84	93	98	Demande mois / # jours mois
82	Besoin GM GNL	0	0	0	0	GM GNL en combinaison tarifaire
83	Journée de pointe = maximum	35 747	35 769	35 778	35 784	
84	Variation de la pointe vs Cause 2018					2 741
85	Sommaire des variations					Impact de la variation de la pointe Cause 2019 vs Cause 2018
86	Impact du changement de l'année de régression				675	ligne 41
87	Impact de la variation des paramètres de pointe				-26	ligne 60 - ligne 41
88	Impact de la variation de la demande				2 086	ligne 84 - ligne 60



1717, rue du Havre
Montréal Qc H2K 2X3

tél.: 514 598-3444
www.gazmetro.com

*Vincent Locas, Avocat
Conseiller juridique
Réglementation et réclamations
Ligne directe : (514) 598-3324
Télécopieur : (514) 598-3839
Courriel : vlocas@gazmetro.com
Adresse courriel pour ce dossier : dossiers.reglementaires@gazmetro.com*

PAR SDÉ ET PAR MESSAGER

Montréal, le 15 août 2016

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800, Place Victoria – bureau 2.55
Montréal QC H4Z 1A2

**Objet : R-3970-2016 – Cause tarifaire 2017
Prix du transport de l'équilibrage
N/dossier : 312-00780**

Chère consœur,

La Commission de l'énergie de l'Ontario (« OEB ») a rendu, le 4 août 2016, une décision dans le dossier EB-2016-0118 sur l'ajustement ponctuel du partage des profits de 2015 en vertu du mécanisme incitatif pluriannuel approuvé par l'OEB dans sa décision rendue en octobre 2013 dans le dossier EB-2013-0202, ainsi que sur le compte de report de 2015 et autres soldes (« 2015 Earnings Sharing Mechanism & Disposition of Deferral Accounts and Other balances »). L'OEB demande à Union Gas de disposer de l'ajustement au 1^{er} octobre 2016. Cette décision est jointe à la présente.

En vertu de cette décision, Gaz Métro sera donc créditée d'un montant total de 59 436 \$ avant taxes, qui correspond à sa part du partage des bénéfices pour l'année 2015, en conformité avec les contrats détenus chez Union Gas.

L'effet des modifications aux coûts d'équilibrage découlant de la décision de l'OEB sera capté, lors du Rapport annuel au 30 septembre 2017, par le compte de frais reportés comptabilisant les trop-perçus/manques à gagner du service d'équilibrage, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2013-054 (paragr. 42).

Nous espérons le tout conforme et vous prions d'agréer, chère consœur,
l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Vincent Locas

Vincent Locas
VL/mb

p.j.



1717, rue du Havre
Montréal Qc H2K 2X3

tél.: 514 598-3444
www.gazmetro.com

Vincent Locas, Avocat
Conseiller juridique
Réglementation et réclamations
Ligne directe : (514) 598-3324
Télécopieur : (514) 598-3839
Courriel : vlocas@gazmetro.com
Adresse courriel pour ce dossier : dossiers.reglementaires@gazmetro.com

PAR SDÉ ET PAR MESSAGER

Montréal, le 22 décembre 2016

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800, Place Victoria – bureau 2.55
Montréal QC H4Z 1A2

Objet : R-3970-2016 – Cause tarifaire 2017
Prix du transport et de l'équilibrage
N/dossier : 312-00780

Chère consœur,

Vous trouverez ci-joint copie de l'ordonnance TG-011-2016 de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), laquelle modifie la grille tarifaire des frais de cessation de service de TransCanada Pipelines Limited (« TCPL ») sur une base finale à compter du 1^{er} janvier 2017, ainsi que les nouvelles pages de tarifs de TCPL. L'ordonnance a un effet sur les coûts des services de transport et d'équilibrage de Société en commandite Gaz Métro.

L'impact de ces modifications pour l'année tarifaire 2017 est évalué à une augmentation de 2,1 M\$ sur le coût de service de transport et à une augmentation de 0,7 M\$ sur le coût de service d'équilibrage.

L'effet des modifications aux coûts de transport et d'équilibrage découlant de la décision de l'ONÉ sera capté, lors du Rapport annuel au 30 septembre 2017, par les comptes de frais reportés comptabilisant les trop-perçus/manques à gagner des services de transport et d'équilibrage, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2013-054 (paragr. 42).

Nous espérons le tout conforme et vous prions d'agréer, chère consœur,
l'expression de nos sentiments

(s) Vincent Locas

Vincent Locas
VL/mb

p.j.



Vincent Locas, avocat

Conseiller juridique

Réglementation et réclamations

Ligne directe : (514) 598-3324

Télécopieur (514) 598-3839

Courriel : vincent.locas@energir.com

Adresse courriel pour ce dossier : dossiers.reglementaires@energir.com

PAR COURRIEL

Montréal, le 22 janvier 2018

Monsieur Pierre Méthé

Secrétaire par intérim

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Tour de la Bourse

800, Place Victoria - bureau 2.55

Montréal QC H4Z 1A2

Objet : Prix du transport et de l'équilibrage

Notre dossier : 312-00804

Dossier Régie : R-3987-2016

Monsieur Méthé,

Vous trouverez, ci-joint, copie de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'Office national de l'énergie (« **ONÉ** »), laquelle modifie les tarifs de TransCanada PipeLines Limited (« **TCPL** ») sur une base provisoire, à compter du 1^{er} janvier 2018, ainsi que les nouvelles pages de tarifs de TCPL s'appliquant à Énergir.

L'impact de ces modifications pour l'année 2018 est évalué à une baisse de 15,4 M\$ sur le coût du transport et à une baisse de 3,6 M\$ sur le coût du service d'équilibrage.

En conséquence, les prix des services de transport d'Énergir peuvent être ajustés pour refléter le coût réel de l'acquisition.

Vous trouverez ci-joint, à cet égard, les pages 55 et 57 du texte des *Conditions de service et Tarif* où les taux prévus aux articles 12.1.2 et 12.2.2 du tarif de transport ont été modifiés en conséquence de l'ordonnance de l'ONÉ en date du 1^{er} février 2018. Nous joignons également les annexes détaillant les coûts de transport, le calcul des taux de transport et le calcul du coût du maintien des capacités FTLH.

Quant au tarif d'équilibrage, l'effet des modifications découlant de l'ordonnance de l'ONÉ sera capté, lors du Rapport annuel au 30 septembre 2018, par le compte de frais reportés comptabilisant les trop-perçus/manques à gagner du service d'équilibrage, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2013-054 (paragr. 42).

Nous apprécierions grandement recevoir l'autorisation de la Régie quant aux modifications apportées aux *Conditions de service et Tarif* au plus tard le 30 janvier 2018 à 15 h, et ce, afin de permettre la facturation appropriée en temps opportun.

Nous espérons le tout conforme et vous prions d'agréer, Monsieur Méthé, l'expression de nos salutations distinguées.

(s) *Vincent Locas*

Vincent Locas
VL/ml

p. j.

Montréal, le 1^{er} février 2018

Par courriel et par poste

M^e Vincent Locas,
Réglementation et réclamations
Énergir, s.e.c.
1717, rue Du Havre
Montréal (Québec)
H2K 2X3

Objet : Prix du transport et de l'équilibrage
Votre dossier : 312-00804

Maître,

La Régie de l'énergie (la Régie) a pris connaissance de la demande d'Énergir, s.e.c. (Énergir) portant sur les ajustements qui font suite à l'ordonnance TGI-003-2017 de l'Office national de l'énergie, laquelle modifie les tarifs de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) sur une base provisoire, à compter du 1^{er} janvier 2018.

Énergir évalue l'impact de ces modifications pour l'année 2018 à une baisse de 15,4 M\$ sur le coût du transport et à une baisse de 3,6 M\$ sur le coût du service d'équilibrage.

Énergir demande à la Régie d'ajuster les prix des services de transport pour refléter le coût réel de l'acquisition.

Quant au tarif d'équilibrage, Énergir propose que l'effet des modifications découlant de l'ordonnance de l'ONÉ soit capté, lors du Rapport annuel au 30 septembre 2018, par le compte de frais reportés (CFR) comptabilisant les trop-perçus/manques à gagner du service d'équilibrage, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision [D-2013-054](#), par. 42.

À la suite de l'examen de la demande, la Régie autorise Énergir à modifier les taux prévus aux articles 12.1.2.1 et 12.2.2 du tarif de transport, en conformité avec le texte des *Conditions de service et Tarif* autorisé dans la décision D-2018-010, selon les termes suivants :

Service du Distributeur

12.1.2.1 Prix du transport

12.1.2.1.1 Prix de base du transport

Pour chaque m³ de volume retiré, les prix du transport, en date du 1^{er} février 2018, sont les suivants :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
3,439 ¢/m ³	3,439 ¢/m ³

12.1.2.1.2 Cavalier

Pour chaque m³ de volume retiré, les prix de base du transport, en date du 1^{er} février 2018, sont ajustés comme suit pour le client qui utilise du gaz naturel renouvelable produit en franchise ou qui retire des volumes distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
-0,234 ¢/m ³	-0,234 ¢/m ³

Service fourni par le client

12.2.2.1 Prix du service du distributeur

12.2.2.1.1 Prix de base du transport

Pour chaque m³ de volume retiré, les prix du transport, en date du 1^{er} février 2018, sont les suivants :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
0,252 ¢/m ³	2,509 ¢/m ³

12.2.2.1.2 Cavalier

Pour chaque m³ de volume retiré, les prix de base du transport, en date du 1^{er} février 2018, sont ajustés comme suit pour le client qui utilise du gaz naturel renouvelable produit en franchise ou qui retire des volumes distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
-0,234 ¢/m ³	-0,234 ¢/m ³

Quant au service d'équilibrage, la Régie autorise Énergir à comptabiliser dans un CFR l'effet des modifications découlant de l'ordonnance de l'ONÉ au montant estimé de 3,6 M\$ pour l'année 2018.

Veillez agréer, Maître, l'expression de nos sentiments distingués.



Pierre Méthé pour
Véronique Dubois,
Secrétaire de la Régie de l'énergie

VD/jf

cc : Tous les intervenants R-4018-2017