

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 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
<u>Demande totale avant les interruptions</u>	<u>30 516 10³m³</u>

(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_i) 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
<u>Demande totale avant les interruptions</u>	<u>35 784 10³m³</u>

(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_1) à la journée de pointe (36,62 vs 33,56).
- 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).
- 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 ($35\,784\,10^3\text{m}^3$ 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).
- 1.4 Veuillez déposer sous format Excel, la demande totale quotidienne prévue et les sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à l'hiver extrême ($33\,831\,10^3\text{m}^3$ 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).
- 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).

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.

- 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\$ ($4,3\ \text{M}\$ - 1,4\ \text{M}\$$). [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.

Veillez-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 2013-2014, 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.

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.

- 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.

Note : Veuillez déposer un tableau pour l’hiver 2022-2023 et un tableau pour l’hiver 2023-2024

Avec accroissement de
capacité au site Pointe-du-
Lac

Sans accroissement de
capacité au site Pointe-
du-Lac

Caractérisation de la demande

- Demande en pointe, 10³m³/jour
- Demande moyenne pendant les 20 jours les plus froids de l’hiver, 10³m³/jour
- Durée de la vague de froid en nombre de jours

Approvisionnements durant la période hivernale

Pour chacun des éléments, veuillez fournir le débit quotidien prévu (10³m³/jour), le volume prévu (10⁶m³), le coefficient d’utilisation prévu (%), et le coût prévu (000 \$)

- Transport FTLH annuel
- Transport FTSH annuel
- Transport FTLH de courte durée (par exemple, hiver)
- Transport FTSH de courte durée (par exemple, hiver)
- Autres transports (précisez au besoin)
- Excédent de transport (précisez au besoin)
- Retrait des sites d’entreposage à Dawn
- Pointe-du-Lac
- Nombre de jours dont l’utilisation de Pointe-du-Lac est supérieure à 1 200 10³m³
- Stock en 10³m³ à la fin des mois d’octobre à avril au site Pointe-du-Lac
- Saint-Flavien
- LSR (vaporisation)
- Interruption de la liquéfaction du client GM-GNL
- Interruption des clients interruptibles
- Nombre de jours d’interruption des clients interruptibles
- Autres (précisez)

Coût des approvisionnements

--	--

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.

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	834	5 765	1 155	2 653	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.

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.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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 ».
- 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 ».

PGÉÉ

- 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 Énergir 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 PGÉÉ 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 PGÉÉ de la référence (iii).
- 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.
- 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.

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.

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 :

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

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

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\$.

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\$.

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\$.

- 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 ROEE.

[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).

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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

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 ROEÉ 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 ROEÉ citée en préambule.

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.

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.

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.

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.

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).