
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE RELATIVE À L'EXAMEN DU
RAPPORT ANNUEL DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE ÉNERGIR (ÉNERGIR)
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2017**

COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICE DE LONG TERME

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0029](#), Annexe 1 p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0029](#), Annexe 1 p. 5.

Préambule :

(i) *Ainsi, un facteur de pondération basé sur la proportion des nouveaux clients comptes majeurs sur le total des nouveaux clients CII doit être apporté à cette rubrique afin d'y refléter le juste coût.*

(ii) *La variation est principalement due à l'absence d'utilisation du facteur de pondération des compteurs majeurs dans le tableau de la décision de la Régie. Veuillez-vous référer à l'explication détaillée à la note 2 plus haut.*

Demandes :

- 1.1 En référence aux coûts reliés à la saisie d'un nouveau contrat et aux coûts reliés au maintien de la clientèle – comptes majeurs – CII, veuillez commenter sur l'utilisation d'un facteur de pondération ou ratio basé sur la proportion de clients comptes majeurs sur le total des clients CII. Veuillez notamment commenter si le ratio proposé serait plus stable que celui utilisé présentement.

Réponse :

Le ratio actuellement utilisé considère les nouveaux clients comptes majeurs sur le total des nouveaux clients CII. Ce ratio permet d'établir une proportion représentative des nouveaux clients du marché dans le cadre de l'exercice sur les coûts marginaux de prestation de service de long terme. Cet exercice cherche à établir de façon prospective le comportement des coûts associés à un nouveau client. L'utilisation des données sur les nouveaux clients donne une image plus représentative de l'allure des nouvelles ventes que le nombre total de clients, qui lui reflète davantage l'historique cumulatif des mouvements de clients.

Bien que le ratio de nouveaux clients ait varié de façon plus importante entre le dépôt initial et la mise à jour déposée dans le cadre du rapport annuel 2017, la tendance des dernières années montre qu'il est relativement stable et qu'il subit des variations similaires au ratio du nombre de clients comptes majeurs sur le total des clients CII. Les deux ratios sont donc généralement aussi stables l'un que l'autre.

- 1.2 Veuillez mettre à jour la pièce B-0029 en utilisant le facteur de pondération demandé à la sous-question précédente.

Réponse :

Le tableau suivant présente une mise à jour du tableau 2 de l'annexe 1 de la pièce B-0029 en utilisant le facteur de pondération demandé à la sous-question précédente.

TABLEAU 2
COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICE DE LONG TERME
EXTENSION DE RÉSEAU - CII

Rubrique de coût	CII					
	Rapport annuel 2017 - Mise à jour DDR		Décision D-2017-092		Variation	
	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +
Envoi de la lettre de confirmation d'abonnement	0,92 \$	0,09 \$	0,83 \$	0,08 \$	0,09 \$	0,01 \$
Enquête de crédit faite à l'interne	23,42 \$	2,34 \$	17,19 \$	1,72 \$	6,23 \$	0,62 \$
Saisie d'un nouveau contrat	30,64 \$	3,06 \$	52,62 \$	5,26 \$	(21,98) \$	(2,20) \$
Saisie d'un nouveau contrat - comptes majeurs	6,60 \$	- \$	56,25 \$	- \$	(49,65) \$	- \$
Ouverture d'un dossier de facturation	6,64 \$	0,66 \$	9,66 \$	0,97 \$	(3,02) \$	(0,31) \$
Envoi d'une facture	7,79 \$	7,79 \$	8,36 \$	8,36 \$	(0,57) \$	(0,57) \$
Encaissement d'un paiement	1,47 \$	1,47 \$	1,75 \$	1,75 \$	(0,28) \$	(0,28) \$
Traitement d'un appel client standard	13,48 \$	13,48 \$	12,84 \$	12,84 \$	0,64 \$	0,64 \$
Relève de compteur	6,49 \$	6,49 \$	6,71 \$	6,71 \$	(0,22) \$	(0,22) \$
Mauvaises créances	13,75 \$	13,75 \$	7,77 \$	7,77 \$	5,98 \$	5,98 \$
Recouvrement et perception	24,14 \$	24,14 \$	33,31 \$	33,31 \$	(9,17) \$	(9,17) \$
Entretien préventif - branchement	13,50 \$	13,50 \$	12,88 \$	12,88 \$	0,62 \$	0,62 \$
Entretien correctif - branchement	17,67 \$	17,67 \$	17,99 \$	17,99 \$	(0,32) \$	(0,32) \$
Traitement de la demande PRC	21,92 \$	- \$	20,40 \$	- \$	1,52 \$	- \$
Total Compteurs, Mesurage et Télémétrie	14,61 \$	14,61 \$	12,23 \$	12,23 \$	2,38 \$	2,38 \$
Maintien de la clientèle - comptes majeurs	8,66 \$	8,66 \$	39,05 \$	39,05 \$	(30,39) \$	(30,39) \$
Maintien de la clientèle - VGE	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
Gestion des contrats d'approvisionnement	28,92 \$	28,92 \$	28,92 \$	28,92 \$	- \$	- \$
Total	240,62 \$	156,63 \$	338,76 \$	189,84 \$	(98,14) \$	(33,21) \$
-						
Entretien préventif - conduites	0,25\$/m		0,22\$/m		0,03\$/m	
Entretien correctif - conduites	0,41\$/m		0,37\$/m		0,04\$/m	
Total	0,66\$/m		0,59\$/m		0,07\$/m	

CASEP

2. **Référence :** Pièce [B-0088](#).

Préambule :

Aux lignes 7 et 19, Énergir utilise le terme *sommes utilisées*.

Demande :

2.1 Veuillez préciser si les sommes utilisées correspondent à des sommes engagées ou versées. S'il s'agit de montants engagés, veuillez mettre à jour la pièce.

Réponse :

Énergir précise qu'il s'agit de sommes versées.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0089](#), p. 1;
(ii) Pièce [B-0089](#), p. 2 et 3.

Préambule :

- (i) À la ligne 6, Énergir présente les volumes par marché et le total;
À la ligne 11, Énergir présente les coûts des immobilisations par marché et le total;
À la ligne 23, Énergir présente les contributions des clients.
- (ii) À la ligne 38, Énergir présente le TRI.

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer la hausse des volumes réels enregistrée au marché grand débit (i).

Réponse :

Les projets réalisés au rapport annuel étaient différents de ceux prévus au moment de la Cause tarifaire 2016-2017 et les projets réalisés avaient des volumes plus importants que ceux prévus.

- 3.2 Veuillez expliquer la hausse des immobilisations réelles enregistrée au marché affaires (i).

Réponse :

Cela s'explique par le fait que des immobilisations totalisant 37 M\$ dans le cadre de projets majeurs (>1,5M\$) étaient non prévus au moment de la Cause tarifaire 2016-2017.

- 3.3 Veuillez expliquer la hausse des contributions dans le marché affaires (i).

Réponse :

Cela s'explique par le fait que des contributions gouvernementales totalisant 33 M\$ dans le cadre de projets majeurs (>1,5M\$) étaient non prévus au moment de la Cause tarifaire 2016-2017.

- 3.4 Veuillez expliquer pourquoi le TRI total réel augmente de 0,06 % alors que tant le TRI total réel des nouveaux clients et des ajouts de charge présentent des écarts de -0,3 % et -2,9 respectivement (ii).

Réponse :

Le TRI global est composé du TRI des nouvelles ventes et du TRI des ajouts de charge. L'apport de la rentabilité de chacune des composantes est pondéré selon l'importance relative des volumes, des revenus et des investissements (plus le ratio volumes / revenus / investissements est élevé, plus le TRI de la composante influencera le TRI global).

Les ajouts de charge au rapport annuel 2016-2017 ont une rentabilité inférieure à celle prévue à la Cause tarifaire 2016-2017 (TRI de 43,5 % vs 46,38 %). Néanmoins, leur importance relative en termes d'investissement est plus importante au rapport annuel (5,5 M\$, soit 9 % des investissements totaux) qu'à la Cause tarifaire (4,9 M\$, soit 8 % des investissements totaux). Les ajouts de charge contribuent ainsi de façon plus importante au TRI global du rapport annuel qu'à la cause tarifaire 2016-2017 et représentent un impact positif sur la rentabilité globale considérant leur rentabilité supérieure à celle des nouvelles ventes.

SUIVI DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU JUSQU'À LA MUNICIPALITÉ DE LA CORNE

4. Référence : Pièce [B-0100](#), p. 4.

Préambule :

Les coûts projetés au 30 septembre 2016 afin de compléter la mise en service de ce réseau, qui étaient de 128 915 \$ (avec frais généraux), ont été augmentés à 311 544 \$ afin de tenir compte de l'inflation pour des travaux à être réalisés à la fin 2018 et de l'ajout d'équipements d'odorisation additionnels lors des cinq premiers mois de consommation du client, considérant une consommation réduite durant cette période de démarrage.

Demande :

4.1 Veuillez fournir le détail des coûts correspondants à la mise en service du réseau et des ajouts d'équipement d'odorisation.

Réponse :

Les coûts visant à compléter la mise en service du réseau ont été évalués à 311 544 \$ et tiennent compte de l'inflation. Le tableau suivant présente le détail de ces coûts. Les coûts relatifs à l'ajout d'équipements d'odorisation sont de 116 k\$ et sont intégrés dans les coûts des services professionnels.

Main d'œuvre interne	79 519 \$
Services professionnels (incluant odorisation)	121 120 \$
Matériaux	5 000 \$
Frais entrepreneur	42 900 \$
Contingence	37 281 \$
Sous-total	285 820 \$
Frais généraux (9 %)	25 724 \$
Total	311 544 \$

PROJET DE RELOCALISATION D'UNE CONDUITE D'ALIMENTATION À MALARTIC

5. Référence : Pièce [B-0103](#), p. 2.

Préambule :

La réception tardive de l'approbation du certificat d'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (« MDDELCC ») pour la construction des chemins d'accès aux sites de travaux par Canadian Malartic a reporté le début des travaux de juillet à octobre 2017

[...]

Comme mentionné dans la correspondance d'Énergir à la Régie datée du 2 mai 2017, les coûts du projet ont été réévalués à 5,46 M\$ par rapport à une projection initiale de 3,88 M\$, soit une augmentation de 1,58 M\$, équivalant à environ 41 %.

Les principales raisons expliquant cette augmentation des coûts sont les suivantes :

- *L'augmentation de la longueur de la conduite de 3,3 kilomètres à 3,6 kilomètres vérifiée avec des relevés d'arpentage;*
- *La présence de nombreux milieux humides sur le tracé de la conduite qui requiert que celle-ci soit installée par forage directionnel sur un peu plus de 1,3 kilomètre;*
- *La présence de roc plus importante que prévu dans l'estimation initiale;*
- *L'utilisation de grues latérales et des tracteurs à flèche latérale afin de respecter les exigences en la matière n'avait pas été prévue initialement; et*
- *La hausse de coûts de la main-d'œuvre due au retard d'un peu plus de deux ans pour le commencement des travaux.*

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer et quantifier l'incidence du retard dans la réception de l'approbation du certificat d'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (« MDDELCC ») sur le projet.

Réponse :

Énergir ne peut expliquer pourquoi le certificat d'autorisation (« CA ») du MDDELCC émis à la mine Canadian Malartic a été délivré plus tard que prévu, car elle n'était pas impliquée dans cette partie des travaux. Par contre, ce retard a eu un impact important sur la date de début des travaux de relocalisation de la conduite de gaz naturel qui a été reportée de juillet à octobre 2017. Canadian Malartic attendait ce CA afin de procéder à des travaux de préparation du site qui permettraient par la suite à Énergir de réaliser le déplacement de sa conduite.

Ce report n'a pas eu d'impact sur les coûts du projet. Les travaux ont débuté en octobre 2017 et le projet a été complété en décembre 2017. En date du 31 mars 2018, Énergir prévoit que les coûts finaux du projet devraient être d'environ 4,4 M\$, soit 1 M \$ inférieurs aux coûts estimés au Rapport annuel 2017.

- 5.2 Veuillez ventiler les coûts de chaque élément présenté dans la deuxième partie de la référence.

Réponse :

L'augmentation projetée des coûts du projet de 1,58 M\$, expliquée principalement par les cinq éléments du préambule, est en date du 30 septembre 2017. Comme indiqué en réponse à la question 5.1, le projet est maintenant complété et la projection des coûts finaux est d'environ 4,4 M\$, soit 1 M\$ de moins que celle en date du 30 septembre 2017.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation des coûts, incluant les éléments présentés en référence, au moment de la demande d'investissement, au 30 septembre 2017 et au 31 mars 2018.

Il est également important de noter que les coûts du projet sont entièrement assumés par Canadian Malartic et qu'il n'y a pas d'impact tarifaire sur les clients.

CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL

PROJET D'EXTENSION DU RÉSEAU À DRUMMONDVILLE

6. Référence : Pièce [B-0114](#), p. 1.

Préambule :

NOMBRE DE CLIENTS ET VOLUMES

Année	Projection initiale		Réalizations et projections	
	Nombre de clients	Volumes 10 ³ m ³	Nombre de clients	Volumes 10 ³ m ³
Décembre 2016 – Novembre 2017	12	177	16	695
Décembre 2017 – Novembre 2018	25	356	20	738
Décembre 2018 – Novembre 2019	28	386	25	758
Décembre 2019 – Novembre 2020	28	386	28	773
Décembre 2020 – Novembre 2021	28	386	30	790

Demande :

6.1 Veuillez présenter un tableau avec le nombre de clients et les volumes pour le projet d'extension à Drummondville tel que présenté pour le projet d'extension de la région d'Asbestos tel que présenté en référence.

Réponse :

Le tableau ci-dessous représente le nombre de clients et les volumes projetés en date du 30 septembre 2017.

Année	Projection initiale		Projections	
	Nombre de clients	Volumes 10 ³ m ³	Nombre de clients	Volumes 10 ³ m ³
Octobre 2017 – Septembre 2018	1	2 244	1	2 244
Octobre 2018 – Septembre 2019	1	2 244	1	2 244
Octobre 2019 – Septembre 2020	1	2 244	1	2 244
Octobre 2020 – Septembre 2021	1	2 244	1	2 244
Octobre 2021 – Septembre 2022	1	2 244	1	2 244

En date de la fin mars 2018, huit clients supplémentaires se sont ajoutés au projet pour un volume projeté supplémentaire de 85 580 m³ par année.

Après cinq mois complets de consommation, le client principal avait déjà consommé 1 850 000 m³, soit 82 % de la consommation annuelle projetée. Énergir s'attend à ce que la consommation projetée soit atteinte, voire même dépassée d'ici à la fin du mois de septembre 2018.

PROJET D'EXTENSION DU RÉSEAU - RÉGION D'ASBESTOS

7. **Référence :** Pièce B-0115, pièce confidentielle p. 3.

Préambule :

Tableau relatif au coût du projet

Demande :

7.1 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne prend pas le total des coûts du projet en incluant les frais généraux.

Réponse :

Le total des coûts du projet inclut les frais généraux, tel qu'il appert du tableau des coûts.

PROJET DE RELOCATION DE LA CONDUITE DU PONT LAMARCHE ET
PROJET D'EXTENSION DU RÉSEAU À HUNTINGDON

8. **Référence :** Pièce B-0146, pièce confidentielle p. 3 et pièce B-0148, pièce confidentielle p. 3.

Préambule :

Tableau relatif aux coûts des projets

Demande :

8.1 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne prend pas le total des coûts des projets en incluant les frais généraux.

Réponse :

Le total des coûts des projets inclut les frais généraux, tel qu'il appert du tableau des coûts des deux projets.

CASS

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0093](#), p. 8 et 9;
 - (ii) Pièce [B-0093](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0093](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0093](#), p. 2;
 - (v) Dossier R-3992-2016, [B-0078](#), p. 7;
 - (vi) Dossier R-3992-2016, [B-0078](#), p. 4;
 - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0038](#), p. 4.

Préambule :

- (i) Le tableau suivant, présente un sommaire des sommes payées et engagées pour l'an 3, présenté au rapport annuel 2016-2017 :

Description	Montant
Sommes déboursées au programme CASS (aucune entente finalisée)	0,00 \$
Frais de gestion versés à Option consommateurs	52 881,08 \$
Sous-total des sommes déboursées	52 881,08 \$
Sommes potentiellement engagées au programme CASS – ententes de paiement en cours	73 065,27 \$
Total	125 946,35 \$

- (ii)

**SOMMAIRE DES MONTANTS IMPUTÉS
DANS LE COMPTE DE FRAIS REPORTÉS (CFR) CASS**

Description ⁽¹⁾	Montant (\$)
Solde réel du CFR en date du 30 septembre 2016 ⁽²⁾	72 801,49 \$
Dépense autorisée au programme CASS	250 000,00 \$
Règlements d'entente durant l'exercice financier 2016-2017	(79 907,75) \$
Frais de gestion versés à Option consommateurs (OC)	(48 789,12) \$
Intérêts calculés sur le CFR (hors base)	6 015,26 \$
Solde réel du CFR en date du 30 septembre 2017	200 119,88 \$

⁽¹⁾ R-3992-2016, B-0078, Gaz Métro-14, Document 6, p. 8.

- (iii) Tableau consolidé sommes payées/engagées pour l'an 2, présenté au rapport annuel 2016-2017.

- (iv) Tableau consolidé sommes payées/engagées pour l'an 1, présenté au rapport annuel 2016-2017.

(v) Tableau consolidé sommes payées/engagées pour l'an 2, présenté au rapport annuel 2015-2016.

(vi) Tableau consolidé sommes payées/engagées pour l'an 1, présenté au rapport annuel 2015-2016.

(vii) Tableau consolidé sommes payées/engagées pour l'an 1 (2014-2015), présenté au rapport annuel 2014-2015.

Demandes :

9.1 Veuillez ventiler les dépenses reliées aux « Règlements d'entente durant l'exercice 2016-2017 » au montant de 79 907,75 \$ à la référence (ii), selon l'année à laquelle les ententes ont été prises, soit 2014-2015, 2015-2016 et 2016-2107. Veuillez expliquer comment chacune des dépenses ventilées a été calculée, notamment, en tenant compte des données présentées aux références (i) et (iii) à (vii).

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les montants déboursés pendant l'exercice clos le 30 septembre 2017 relatifs à des règlements d'entente du programme CASS ventilés selon l'année à laquelle les ententes ont été prises. Tel que présenté à la référence (ii), ces montants ont été imputés au CFR CASS.

Année de l'entente	Règlements d'ententes durant l'exercice financier 2016-2017
An 1 (2014-2015)	7 620,21 \$
An 2 (2015-2016)	63 367,35 \$
An 3 (2016-2017)	0,00 \$
Total An 1 à An 3	70 987,56 \$
Ajustements à effectuer à l'an 4 (2017-2018)	8 920,19 \$
Total	79 907,75 \$

Le tableau suivant présente comment les règlements d'ententes de l'an 1, l'an 2 et l'an 3 – ventilés dans le tableau précédent – ont été calculés.

Description	Règlements d'ententes cumulatif au 30 septembre 2017			Règlements d'ententes cumulatif au 30 septembre 2016			Règlements d'ententes durant l'exercice financier 2016-2017 <i>R-4024-2017, B-0093, Énergir-14, Doc.7, p.9, tableau section 3.5</i>		
	(1)			(2)			(1) – (2)		
Année de l'entente	An 1	An 2	An 3	An 1	An 2	An 3	An 1	An 2	An 3
Références	<i>R-4024-2017, B-0093, Énergir-14, Doc.7, p.2, l.10</i>	<i>R-4024-2017, B-0093, Énergir-14, Doc.7, p.6, l.5</i>	<i>R-4024-2017, B-0093, Énergir-14, Doc.7, p.9, l.2</i>	<i>R-3992-2016, B-0078, Gaz Métro-14, Doc.6, p.4, l.1</i>	<i>R-3992-2016, B-0078, Gaz Métro-14, Doc.7, p.4, l.5</i>	<i>N/A</i>	<i>Tableau ci-haut</i>		
							<i>Ligne : An 1 (2014-2015)</i>	<i>Ligne : An 2 (2015-2016)</i>	<i>Ligne : An 3 (2016-2017)</i>
Sommes déboursées	58 387,83 \$	63 955,88 \$	- \$	50 767,62 \$	588,53 \$	- \$	7 620,21 \$	63 367,35 \$	- \$
Sommes engagées – ententes de paiement en cours		- \$	- \$	2 656,32 \$ ⁽¹⁾	- \$	- \$			
Total – sommes déboursées et engagées	58 387,83 \$	63 955,88 \$	- \$	53 423,94 \$	588,53 \$	- \$			

⁽¹⁾ Le montant engagé à l'an 1 au 30 septembre 2016 (2 656,32 \$) a été déboursé en 2016-2017. Conséquemment, il est inclus dans les déboursés cumulatifs au 30 septembre 2017 (58 387,83 \$) relatifs à l'an 1 du programme.

Par ailleurs, Énergir précise que les tableaux identifiés aux références (i), (iii) à (vii) présentent de l'information relative aux ententes prises dans le cadre du programme CASS sur la base de la date des ententes finalisées (c'est-à-dire terminées). Conséquemment, Énergir aurait dû utiliser le descriptif « sommes payées ou engagées » pour qualifier ces sommes. D'autre part, le suivi du CFR CASS présenté à la référence (ii) est, quant à lui, basé sur la date de déboursé des ententes et ne contient donc pas les sommes engagées mais non payées.

9.2 Veuillez expliquer le montant inclus au CFR au 30 septembre 2017 relié aux frais versés à Option consommateurs de 48 789,12 \$ (référence (ii)), plutôt que 52 881,08 \$ (référence (i)).

Réponse :

Au tableau de la référence (i), le montant de 52 881,08 \$ réfère à des sommes relatives aux frais de gestion d'Option consommateurs, versées et engagées durant l'exercice 2016-2017. Les sommes facturées par Option consommateurs et versées par Énergir durant l'exercice 2016-2017 de 48 789,12 \$ sont, quant à elles, présentées au tableau de la référence (ii).

L'écart entre le montant de la référence (i) et de la référence (ii) représente donc des montants engagés, non facturés.

PRC et PRRC

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0136 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté);
 - (ii) Dossier R-3992-2016, pièce B-0080 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté);
 - (iii) Dossier R-3837-2013, pièce [B-0339](#), p. 11.

Préambule :

(i) Rapport de suivi des programmes PRC et PRRC 2016-2017 (relié aux montants déboursés pendant l'année d'exercice).

(ii) « *RAPPORT DE SUIVI DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION*
Période du 2015-10-01 au 2016-09-30.

[...]

Légende :

No de projet 10-00xxxx-120 : projet avec extension de réseau

No de projet : Projet sur réseau

Projet branchement unique : No d'ordre (8xxxxxx) » [nous soulignons].

(iii) « *Les marchés auxquels Gaz Métro s'adresse pour cette approche [approche de masse] sont ceux des clients sur réseau et ceux ayant une consommation inférieure à 75 000 m³/année. »*

Demandes :

10.1 La Régie comprend que dans le cas des rabais PRC, les projets pour lesquels une approche de masse a été appliquée pour déterminer le montant d'aide financière sont ceux dont le numéro de projet diffère de 10-00xxxx-120 et dont la consommation est inférieure à 75 000 m³ (références (i) à (iii)). Veuillez confirmer la compréhension de la Régie. Le cas échéant, veuillez élaborer sur la manière de distinguer les projets PRC pour lesquels une approche de masse a été appliquée de ceux où une approche au cas par cas a été utilisée (référence (i)).

Réponse :

Énergir confirme la compréhension de la Régie. De plus, Énergir souligne qu'il n'existe présentement aucun moyen de différencier dans le document de la référence (i), les projets pour lesquels une approche de masse a été appliquée versus ceux où une approche au cas par cas a été utilisée sans procéder à des développements informatiques importants.

- 10.2 Veuillez faire la liste des critères économiques ou de rentabilité utilisés pour déterminer le montant d'aide financière offert à un client dans le cadre des programmes PRC et PRRC, selon l'approche « *au cas par cas* ». Veuillez élaborer sur la manière dont ces critères sont appliqués. Veuillez notamment préciser si parmi ces critères, la PRI du client est considérée. Le cas échéant, veuillez indiquer le seuil considéré.

Réponse :

Tel qu'indiqué au dossier tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0339, Gaz Métro-7, Document 4, aux pages 10 et 11, l'approche au cas par cas exige que le calcul de l'aide financière du PRC soit adapté à la réalité du client. Ainsi, pour chaque projet soumis, la force de vente d'Énergir calcule la rentabilité du projet à l'aide d'un outil intitulé « revenu requis » qui permet de déterminer la marge de manœuvre de l'aide financière accessible. Cette information permet ensuite à la force de vente de tenir compte des particularités de chacun des cas soumis et de personnaliser l'aide financière en tenant compte des exigences économiques d'Énergir, du programme PRC et PRRC, et de la réalité du client, notamment sa PRI.

- 11. Références :**
- (i) Pièce B-0136 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté);
 - (ii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0135](#), p. 21;
 - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0236](#), p. 43 et 44.

Préambule :

- (i) Rapport de suivi du programme PRC et PRRC 2016-2017 (relié aux montants déboursés pendant l'année d'exercice).
- (ii) Exemple d'application de toutes les grilles d'aide financière en vigueur pour le programme PRC.
- (iii) « [...] *Lorsque les travaux sont complétés* [dans le cadre des ententes faites avec les constructeurs du secteur de la nouvelle construction résidentielle], *une facture d'aide financière est envoyée chez Gaz Métro et l'aide financière est payée.*

Pour les autres marchés, Gaz Métro exige les factures des travaux et/ou d'installation des équipements au gaz naturel [...].

L'aide financière du PRC, pour l'approche de masse, est basée sur le surcoût de l'appareil standard au gaz naturel versus celui de l'énergie concurrente. [...] ».

Demandes :

11.1 Veuillez compléter le suivi annuel du programme PRC à la référence (i), en indiquant les éléments suivants relatifs aux projets pour lesquels l'aide financière a été déterminée avec l'approche de masse (référence (iii)) :

- le surcoût;
- les économies monétaires;
- la PRI finale; et
- la PRI désirée

tel que fut le cas à la référence (ii).

Réponse :

Le fichier en référence inclut autant les clients ayant reçu une aide financière via l'approche de masse que ceux au cas par cas. Il est actuellement impossible pour Énergir de compléter le fichier tel que demandé par la Régie sans recourir à du développement informatique important. La réponse qu'Énergir a fournie à la question 17.5 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie du Rapport annuel 2016¹ allait d'ailleurs dans le même sens.

¹ R-3992-2016, B-0136, Gaz Métro-44, Document 1.

11.2 Veuillez présenter pour les programmes PRC et PRRC, pour les projets dont l'aide financière a été déterminée au cas par cas (référence (i)), les éléments suivants :

- le coût total des travaux complétés facturé à Énergir dans le cas de la nouvelle construction résidentielle (référence (iii));
- le coût total pour des travaux et/ou d'installation des équipements au gaz naturel, dont Énergir demande des factures, pour des marchés autres que la nouvelle construction résidentielle (référence (iii));
- le surcoût, le cas échéant;
- les économies monétaires; et
- la PRI finale du projet.

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 11.1. Malheureusement, il n'est présentement pas possible d'identifier pour chacune des lignes contenues au fichier indiqué en référence (i) l'approche de traitement de l'aide financière sans engager des développements informatiques importants.

Dans le cas des projets au cas par cas, Énergir est en mesure de fournir le coût total des travaux, par contre, le surcoût, les économies monétaires et la PRI finale du projet, bien que faisant partie de l'approche vente, ne sont pas consignés au sein des systèmes informatiques.

12. Références : (i) Pièce [B-0091](#), p. 4 et 5;
(ii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0135](#), p. 20, réponse à la question 6.3.

Préambule :

(i) « 2. EXPLICATION DES ÉCARTS

[...]

Les montants versés au cours de l'année financière s'élèvent respectivement à 10 931 763 \$ et 4 354 433 \$ pour le PRC et le PRRC.

Tableau 1 – Écarts entre les montants de PRC et PRRC prévus et réels

	Cause tarifaire 2017 (\$)	Réel 2017 (\$)	Écart (\$)
PRC	10 455 793	10 931 763	(475 970)
PRRC	4 797 000	4 354 433	442 567
TOTAL	15 252 793	15 286 196 ³	33 403

L'écart total pour le PRC et le PRRC entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel est de 33 403 \$.

2.1 Écart PRC

[...]

Les PRC signés en 2017 ont été de 10,2 M\$ pour le marché affaires, comparativement à 7,3 M\$ tel que budgété. Cette différence de 2,9 M\$ s'explique notamment par 163 ventes du marché affaires de plus que prévu ainsi que des taux moyens par vente qui ont été de 3 107 \$ plutôt que les 2 415 \$ prévus à la cause tarifaire 2017. [...] » [nous soulignons]

- (ii) Énergir indique qu'elle est en mesure de déposer, à chaque rapport annuel, le tableau ci-dessous pour le programme PRC, ventilé selon le type de client (résidentiel, CII) et en considérant les prévisions des additions à la base de tarification :

	Pièce	PRC en \$	Écart avec la CT 2016 (en %)	Écart avec la CT 2016 (en \$) ¹
Plan de développement An1 CT 2016	B-0450	12 388 449	N/A	N/A
Rapport détaillé du PRC 2016	B-0080	14 052 625	13,4%	1 664 176
Moins de 1,5 M\$		13 876 600	12,0%	1 488 151
Inclus au Plan de développement a priori 2016		11 533 260	-6,9%	-855 189
Inclus aux Plan de développement avant 2016		2 343 340	N/A	N/A
Plus de 1,5 M\$		176 025	N/A	N/A
Inclus au Plan de développement a priori 2016		40 425	N/A	N/A
Inclus aux Plan de développement avant 2016		135 600	N/A	N/A
Plan de développement An1 a priori 2016	B-0075	12 046 894	-2,8%	-341 554

¹ L'écart peut ne pas correspondre en raison de l'arrondissement

Demandes :

12.1 Veuillez compléter le tableau d'explication des écarts de la référence (i) (Tableau 1) avec les colonnes suivantes :

- les montants signés en 2016-2017;
- l'écart entre les montants prévus à la cause tarifaire et ceux signés en 2016-2017; et
- l'écart entre les montants signés en 2016-2017 et ceux déboursés.

Réponse :

Tel qu'indiqué au dossier R-3992-2016, pièce B-0136, Gaz Métro-44, Document 1, p. 50, réponse à la question 17.2, Énergir souligne que les prévisions d'aide financière PRC signées sont présentées dans le plan de développement afin de présenter la rentabilité prévisionnelle des ventes signées en cours d'année. Évidemment, les montants signés dans une année ne sont pas nécessairement versés dans la même année. Ainsi, Énergir fournit également une prévision d'aide financière PRC versée (déboursée) en cours d'année, dans le cadre de sa cause tarifaire (voir par exemple la pièce B-0198, Gaz Métro-10, Document 3 du dossier R-3987-2016), permettant d'effectuer la prévision des additions à la base de tarification, laquelle prévision est basée sur les sommes versées (déboursées).

Énergir réfère la Régie au tableau ci-dessous pour la comparaison entre les montants de PRC prévus signés à la Cause tarifaire 2017 et ceux réellement signés en 2016-2017, tel que présenté dans la comparaison du plan de développement au rapport annuel (voir la pièce B-0089 du présent dossier).

	PRC signés		
	Cause tarifaire 2017 (\$)	Réel 2017 (\$)	Écart (\$)
PRC	12 437 329	16 329 648	(3 892 318)

Par contre, la comparaison du montant réel signé et réel versé s'avère beaucoup plus compliquée puisque les PRC versés proviennent de ventes signées à l'an 1 du plan de développement de l'année en cours et des années 2 à 5 de plans de développement antérieurs, et est également impacté par le délai entre la signature et le versement des aides financières, qui peut être de plusieurs années.

Par ailleurs, Énergir ne fournit pas de prévision du PRRC signé lors de la cause tarifaire. Seule une prévision d'aide PRRC versée est déposée au dossier tarifaire afin d'effectuer la prévision des additions à la base de tarification (voir par exemple la pièce B-0198,

Gaz Métro-10, Document 3 du dossier R-3987-2016). Énergir réfère la Régie à la référence i) pour la comparaison du PRC et PRRC prévu versé et réellement versé en 2016-2017.

12.2 Veuillez ventiler les montants PRC et PRRC du tableau demandé à la sous-question précédente, comme suit (référence (ii)) :

- PRC
 - marché résidentiel ou marché CII :
 - nouveaux clients ou ajouts de charge :
 - projets de moins de 1,5 M\$ ou projets de plus de 1,5 M\$:
 - inclus au Plan de développement a priori 2017; ou
 - inclus aux Plan de développement avant 2017.
- PRRC
 - marché résidentiel ou marché CII :
 - projets de moins de 1,5 M\$ ou projets de plus de 1,5 M\$:
 - le cas échéant, présenter les montants associés aux dossiers tarifaires antérieurs au dossier tarifaire 2017.

Réponse :

PRC signé en \$				
	Plan de développement		Rapport détaillé PRC 2017 ²	
	An 1 de la CT 2017	An 1 a priori du RA 2017	Inclus au plan de développement a priori 2017	Inclus aux plans de développement a priori avant 2017
Résidentiel	3 244 829	3 983 213	4 460 215	2 681 845
Nouveaux clients	3 077 188	3 806 425	4 342 940	2 681 845
Moins de 1,5 M\$	3 077 188	3 806 425	4 342 940	2 501 945
Plus de 1,5 M\$	-	-	-	179 900
Ajout de charge	167 641	176 788	117 275	-
Moins de 1,5 M\$	167 641	176 788	117 275	-
Plus de 1,5 M\$	-	-	-	-

² B-0159, Énergir-14, Document 5, annexe 2.

PRC signé en \$				
	Plan de développement		Rapport détaillé PRC 2017 ²	
	An 1 de la CT 2017	An 1 <i>a priori</i> du RA 2017	Inclus au plan de développement <i>a priori</i> 2017	Inclus aux plans de développement <i>a priori</i> avant 2017
CII	6 778 916	10 660 390	8 721 115	69 175
Nouveaux clients	5 502 824	8 654 115	6 710 090	69 175
Moins de 1,5 M\$	5 502 824	8 654 115	6 710 090	58 425
Plus de 1,5 M\$	-	-	-	10 750
Ajout de charge	1 276 092	2 006 275	2 011 025	-
Moins de 1,5 M\$	1 276 092	2 006 275	2 011 025	-
Plus de 1,5 M\$	-	-	-	-
Total	10 023 745	14 643 603	13 181 330	2 751 020

PRRC signé en \$

	Rapport détaillé du PRRC 2017 (\$)
Résidentiel	1 420 250
Moins de 1,5 M\$	1 420 250
Plus de 1,5 M\$	-
CII	2 940 021
Moins de 1,5 M\$	2 940 021
Plus de 1,5 M\$	-
Total	4 360 271

12.3 Veuillez indiquer quelle est la proportion des demandes d'aide financière du programme PRC en 2016-2017 déterminée au cas par cas ainsi que la proportion du coût total associée.

Réponse :

La proportion du PRC au cas par cas en 2016-2017 est approximativement de 26 % en nombre de dossiers, représentant près de 54 % du coût total.

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0136 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté);
 - (ii) Pièce B-0136 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté);
 - (iii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0135](#), p. 21;
 - (iv) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0126](#), p. 51 à 52;
 - (v) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0135](#), p. 51.

Préambule :

- (i) Rapport de suivi du programme PRC 2016-2017 (relié aux montants déboursés pendant l'année d'exercice).
- (ii) Rapport de suivi du programme PRRC 2016-2017 (relié aux montants déboursés pendant l'année d'exercice).
- (iii) Exemple d'application de toutes les grilles en vigueur pour le programme PRC.
- (iv) « *D'entrée de jeu, Gaz Métro indique qu'elle ne possède pas de grilles pour les aides financières du programme PRRC car les montants d'aides financières sont traités au cas par cas [...] »*
- (v) Grille 7. Cette grille présente des rabais PRRC pour le remplacement des équipements (client existant) au marché résidentiel – clients sur réseau.

Demandes :

- 13.1 Veuillez fournir des exemples d'application des grilles d'aide financière PRC en 2016-2017 (références (i) et (iii)), pour les clients :

Numéro de client	Numéro de projet	Marché	Montant d'aide financière
439353	80139398	CII	8 625 \$
437398	80137967	CII	25 000 \$
422775	80124869	RES	60 000 \$
421850	80123848	RES	875 \$

Réponse :

Numéro de client	Marché	Montant d'aide financière	Approche de commercialisation	Type de client	Grille applicable
439353	CII	8 625 \$	De masse	CII	Grille 2 et Grille 6
437398	CII	25 000 \$	Au cas par cas	CII	Aucune
422775	RES	60 000 \$	Au cas par cas	NCR	Aucune
421850	RES	875 \$	Au cas par cas	NCR	Aucune

L'application des grilles pour l'évaluation de l'aide financière est présentée à la question 13.2.

- 13.2 Veuillez compléter l'exercice de la question précédente de façon à ce qu'un exemple soit fourni pour chacune des grilles d'aide financière existante. Veuillez également fournir des exemples d'application de plus d'une grille d'aide financière pour un même projet.

Réponse :

Numéro de client	Marché	Appareil	Volume de consommation (m ³)	Grille applicable	Montant PRC (\$)
439353	CII	Aérotherme	49 000	G2	5 250
439353	CII	Chauffe-eau	6 000	G6	1 250
439353	CII	Make-up air	19 000	G6	2 125
437871	CII	Unité de toit	9 700	G3	4 150
440829	CII	Chaudière	8 700	G4	2 550
440661	CII	Aérotherme	2 000	G5	650
440882	RES	Générateur d'air chaud	2 274	G7	1 200

- 13.3 Veuillez confirmer qu'en 2016-2017 la totalité des aides financières versées aux clients dans le cadre du programme PRC, ont été déterminées par Énergir en utilisant les grilles d'aide financières (référence (iii)). Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir utilise les grilles d'aides financières uniquement pour les clients résidentiels (conversion) et les clients du marché affaires avec une consommation inférieure à 75 000 m³. Pour l'approche au cas par cas, ce sont les représentants d'Énergir qui attribuent l'aide financière selon les paramètres du programme et le contexte du client.

- 13.4 Veuillez confirmer que les montants d'aide financière versés dans le cadre du programme PRRC en 2016-2017 (référence (ii)) ont été déterminés au cas par cas (référence (iv)). Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir confirme que les montants d'aide financière du PRRC sont déterminés au cas par cas, exception faite du marché résidentiel où les montants d'aide financière du PRRC sont fixés à 300 \$ pour le remplacement d'un générateur d'air chaud, d'une chaudière ou d'un chauffe-eau et sont présentés à la grille 7.

- 13.5 En lien avec la sous-question précédente, veuillez concilier la référence (iv) avec la référence (v) et expliquer.

Réponse :

Énergir a décidé de standardiser le PRRC dans le marché résidentiel dans un souci d'efficacité étant donné qu'il aurait été trop exigeant, en termes de coûts et de temps, de traiter ces clients au cas par cas. La grille utilisée concernant le marché résidentiel a d'ailleurs été présentée dans le dossier R-3752-2011, Gaz Métro-3, Document 4.1 à l'annexe de la réponse 2.1. Énergir aurait effectivement dû préciser à la référence (iv) qu'il n'existait pas de grilles d'aide financière pour le PRRC, à l'exception de la grille du marché résidentiel.

- 13.6 En guise d'exemple, veuillez détailler la détermination du montant d'aide financière PRRC pour les clients suivants :

Numéro de client	Numéro de projet	Marché	Montant d'aide financière
429437	84075539	CII	50 000 \$
438613	84083097	CII	15 000 \$
440150	84084320	RES	1 000 \$

Réponse :

Énergir mentionne que l'aide financière du PRRC est déterminée au cas par cas et doit répondre à certaines exigences du programme contenues notamment aux articles 2.3.4, 2.3.5 et 2.3.7 du texte du PRRC. Pour répondre aux exigences de ces articles, Énergir a ajouté au tableau les colonnes rabais ($\text{¢}/\text{m}^3$) et D à l'OMA ($\text{¢}/\text{m}^3$) qui permettent de juger de la valeur de l'aide financière versée sur les revenus du client.

Numéro de client	Marché	Volume (m^3)	Montant PRRC (\$)	Dépenses admissibles (\$)	Rabais ($\text{¢}/\text{m}^3$)	D à l'OMA ($\text{¢}/\text{m}^3$)
429437	CII	160 000	50 000 \$	355 767	7,2063	14,9167
438613	CII	60 000	15 000 \$	35 642	3,2439	18,106
440150	RES	2 043	1 000 \$	5 172	6,3513	34,8378

Il est important de noter qu'Énergir ne peut fournir le résultat de ces deux colonnes pour l'ensemble des numéros de client contenus à la pièce B-0136 sans nécessiter des développements informatiques importants.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0092](#), p. 3;
 - (ii) Pièce [B-0092](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0092](#), p. 7;
 - (iv) Pièce [B-0092](#), p. 8;
 - (v) Pièce [B-0092](#), p. 9 à 10;
 - (vi) Pièce [B-0092](#), p. 11 à 12;
 - (vii) Dossier R-3992-2016, Décision [D-2017-073](#), p. 34 à 36;
 - (viii) Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, Décision [D-2015-214](#), p. 11 à 13.

Préambule :

(i) *« Afin de répondre au suivi de la décision D-2017-073, Énergir a requis les services de la firme Éconoler pour notamment mettre à jour les hypothèses permettant d'établir le surcoût des appareils contenus dans les grilles G5 et G6. »* [nous soulignons]

(ii) *« [...] Econoler ne pense pas pertinent de maintenir la grille G5 et recommande d'inclure les clients de type condo commercial à même les clients inclus dans la grille G2. Énergir appliquera cette recommandation et procédera au retrait de la grille G5. »* [nous soulignons]

(iii) *« [...] Éconoler indique que les coûts d'achat et d'installation d'une chaudière sont les mêmes en mode chauffage qu'en mode procédés. Dès lors, Énergir propose de ne pas inclure dans la grille G6 une catégorie d'appareil intitulé « chaudière ». Les chaudières seront désormais admissibles aux aides financières contenues dans les grilles G2, G3 et G4 ce qui augmente l'aide financière offerte pour ce type d'appareil par rapport à l'actuelle grille G6. »* [nous soulignons]

(iv) *« On constate en examinant le tableau 2 [obtenu des résultats d'Econoler] que les chauffe-eau à gaz naturel installés ont un surcoût par rapport aux chauffe-eau qui utilisent une énergie concurrente. Énergir entend utiliser les données du tableau 2 pour créer une grille d'aide financière spécifique qui sera incluse dans la grille G6. »* [nous soulignons]

(v) *« Les résultats de l'analyse d'Éconoler démontrent une augmentation du coût d'achat, et ce, autant pour les make-up air utilisant une énergie concurrente que ceux à gaz naturel (feu direct et indirect). Cependant, l'augmentation des coûts est plus importante pour les appareils utilisant une énergie concurrente que ceux à gaz naturel. [...] »*

Ainsi, l'aide financière offerte pour le make-up air à feu indirect sera augmentée comparativement au montant offert actuellement dans la grille G6 alors que les appareils à feu direct ne seront plus subventionnés. » [nous soulignons]

(vi) *« [...] Énergir a analysé la base de données des nouvelles ventes de l'ensemble des « autres appareils de procédés ». [...] Par exemple on y retrouve des bruleurs, séchoirs, fours crématoires,*

etc. [...] ces autres appareils représentent moins de 20 % en termes de vente dans la grille G6. En conséquence, Énergir propose de recourir à l'approche au cas par cas pour traiter ces appareils puisqu'une standardisation de l'aide financière n'est pas requise. » [nous soulignons]

(vii) « [103] Gaz Métro présente des exemples d'application des grilles d'aide financière dont la Régie a pris acte dans le cadre du dossier tarifaire 2015-2016. Dans ce dossier, l'évaluation des surcoûts de la grille 6 n'avait pas été présentée et le retrait de la grille 5 était proposé.

[104] Le Distributeur précise que la grille 8 a été renommée grille 7 et qu'il a conservé la grille 5 [...]. Des travaux sont à venir pour établir les surcoûts moyens reliés aux grilles 5 et 6.

[105] En ce qui a trait à la grille 2, l'analyse des surcoûts a démontré l'absence de surcoût pour l'aérotherme au gaz naturel versus les concurrents comparables. Cependant, les grilles actuelles incluent un montant de PRC pour l'aérotherme, considérant la période de transition en cours [échéance à la fin de l'année 2017].

[...]

[107] La Régie prend acte que la grille 8 a été renommée grille 7 et que la grille 5 est conservée.

[108] La Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du rapport annuel 2017, un suivi sur les résultats de l'évaluation des surcoûts moyens reliés aux grilles 5 et 6 ainsi que leur impact sur les montants d'aide financière spécifiés dans ces grilles.

[...]

[110] Conséquemment et considérant l'absence de surcoût pour l'aérotherme au gaz naturel versus les concurrents comparables, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019, une mise à jour des grilles d'aide financière. » [nous soulignons]

(viii) « [45] Dans sa décision D-2014-077 [dossier tarifaire 2014], la Régie demande au Distributeur de présenter des grilles d'aides financières révisées sur la base d'un critère de rentabilité pour les clients et de maintenir, d'ici là, les grilles de subventions actuelles.

[46] À cet égard, Gaz Métro a mandaté une firme externe pour connaître les critères de rentabilité des clients, pour développer un modèle et ainsi mieux répondre à la demande de la Régie.

[...]

[54] Gaz Métro soumet que les cas-types ont été extrapolés pour bâtir des grilles d'aides financières.

[...]

[61] [...] la Régie [...] prend acte du suivi de sa décision D-2014-077, visant la révision du modèle d'attribution des aides financières du PRC et s'en déclare satisfaite. » [nous soulignons]

Demande :

14.1 Veuillez préciser si Énergir a déjà modifié les grilles d'aide financière du programme PRC pour faire suite aux constats d'Éconoler aux références ((i) à (vi)). Si oui, veuillez fournir les dates d'application de ces modifications et justifier le fait que celles-ci n'aient pas été présentées dans le cadre d'un dossier tarifaire (références (vii) et (viii)). Sinon, veuillez confirmer qu'Énergir entend proposer ces modifications (références (i) à (vi)), dans le cadre du dossier tarifaire 2019.

Réponse :

Énergir a effectivement modifié les grilles d'aide financière du programme PRC. La mise à jour est entrée en vigueur le 2 février 2017 et les modifications sont présentées au présent rapport annuel dans la pièce B-0092, Énergir-14, Document 6. Énergir a trouvé pertinent de procéder à la mise à jour le plus rapidement possible étant donné que les nouvelles aides financières reflètent davantage la réalité du marché, permettant ainsi de respecter les paramètres et objectifs du programme. Énergir est d'avis qu'elle était justifiée de procéder ainsi dans la mesure où elle a agi en tout respect du programme approuvé par la Régie.

Énergir ajoute que les grilles d'aide financière ont une utilité opérationnelle puisqu'elles permettent d'alléger le processus d'attribution des aides financières qui autrement seraient traitées au cas par cas. Les grilles en vigueur doivent respecter les paramètres et objectifs du programme, tout comme les aides financières versées au cas par cas qui s'ajustent en fonction du contexte réel en cours d'année. En d'autres termes, ces grilles constituent un outil d'application du programme approuvé par la Régie.

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0092](#), p. 12;
 - (ii) Pièce [B-0092](#), Annexe 1, p. 1;
 - (iii) Dossier R-3837-2013, pièce [B-0339](#), p. 48.

Préambule :

(i) « [...] Énergir a déposé une méthodologie au dossier tarifaire 2014 dans laquelle l'aérotherme ne présente pas de surcoûts lorsqu'il est comparé à un appareil utilisant une énergie concurrente. Lors du dossier tarifaire 2016, Énergir avait proposé d'appliquer une période de transition de deux ans puisque les variations des aides financières étaient importantes. Le distributeur indiquait alors que le retrait complet de l'aide financière pourrait causer un choc dans le marché. Énergir avait aussi précisé que la période de transition lui permettrait de développer des outils pour permettre à sa force de vente externe de générer le même niveau de ventes, sans aide financière.

L'aide financière pour l'aérotherme devait arriver à échéance à la fin de l'année 2017. Toutefois Énergir constate que les ventes de cet appareil ont significativement baissé durant la dernière année. [...] Énergir pense nécessaire de mandater une firme externe afin d'approfondir ses connaissances du marché et de la gamme des appareils utilisant une énergie concurrente. De plus, cette étude analysera l'opportunité de mettre à jour les surcoûts, et le cas échéant, de revoir les grilles d'aides financières spécifiques à l'aérotherme. De manière à maintenir un niveau de ventes bénéfique pour l'ensemble de la clientèle, Énergir maintiendra l'aide financière actuelle pour cet appareil d'ici l'obtention des résultats de l'étude et du dépôt de la preuve au dossier tarifaire 2018-2019. » [nous soulignons]

(ii) « Énergir a mandaté Econoler dans la continuité d'une étude réalisée pour elle en 2013. L'étude avait consisté à réaliser une analyse comparative du coût des appareils au gaz naturel et des énergies concurrentes [...], afin de procéder à la mise à jour de ses programmes d'aide financière, et de fournir les éléments de réponses à une demande formulée par la Régie de l'énergie. [...] » [nous soulignons]

(iii) « [...] *l'étude d'Econoler, déposée en annexe à la présente preuve, fait état d'une absence de surcoût pour cet appareil [aérotherme]* ».

Demandes :

15.1 Veuillez justifier le fait d'engager des aides financières pour des aérothermes à partir du 30 septembre 2017 (référence (i)), compte tenu des résultats de l'étude effectuée par la firme Econoler en 2013 (référence (iii)).

Réponse :

Énergir a justifié le maintien de l'aide financière pour l'aérotherme à la page 12 de la pièce B-0092, Énergir-14, Document 6 déposée dans le présent dossier. Énergir a mentionné dans cette pièce qu'elle se questionne sur l'aide financière de l'aérotherme étant donné qu'une baisse significative des ventes a été observée. Énergir propose d'approfondir ses connaissances en mandatant une firme externe afin de déterminer si une mise à jour ou non s'avère nécessaire pour cet appareil.

15.2 Veuillez expliquer le fait de ne pas inclure dans l'étude de la référence (ii), l'évaluation de l'opportunité de mettre à jour les surcoûts des aérothermes à gaz (références (i) et (iii)).

Réponse :

Tel qu'indiqué à la pièce indiquée à la réponse 15.1, Énergir a déposé dans le dossier tarifaire 2018-2019 une mise à jour du surcoût de l'aérotherme à la pièce R-4018-2017, B-0044, GM-I, Document 3.

16. Référence : Pièce B-0136 (Fichier Excel – ne peut pas être consulté).

Préambule :

Rapport de suivi des programmes PRC et PRRC 2016-2017 (relié aux montants déboursés pendant l'année d'exercice).

Demande :

16.1 Veuillez fournir pour l'année 2016-2017, le tableau résumé suivant :

Programme du PGEÉ	Nombre de participants au programme du PGEÉ recevant			Montant additionnel reçu (\$) par les participants au programme du PGEÉ à partir des programmes			Montant d'aide financière du PGEÉ reçu (\$)	
	une aide PRC	une aide PRRC	Une aide PRC+CASEP	PRC	PRRC	CASEP		
				Total	Total	Total	Total	Total

Réponse :

Pour le PGEÉ versé en 2016-2017

Programme du PGEÉ	Nombre de participants PGEÉ			Montants additionnels reçus en plus du PGEÉ (\$)			Montant PGEÉ versé (\$)
	et PRC (sans CASEP)	et PRRC	et PRC + CASEP	PRC	PRRC	CASEP	
PE111	98	352	163	453 075	223 950	249 025	553 500
PE113	40	14	1	48 950	8 700	1 275	13 750
PE123	670	3	-	1 104 050	1 500	-	370 150
PE202	6	15	-	141 650	168 350	-	145 250
PE210	155	322	57	2 147 080	2 148 026	376 495	2 800 452
PE212	151	64	1	2 369 736	184 887	30 095	915 800
PE215	94	5	4	272 575	31 700	4 275	142 900
PE225	33	3	3	102 375	9 750	4 500	156 300
Total	1 247	778	229	6 639 491	2 776 863	665 665	5 098 102

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

17. **Références :** (i) Pièce [B-0158](#), p. 9;
(ii) Dossier R-3809-2012, décision D-2013-106, p. 100.

Préambule :

(i) « À la suite de la décision D-2013-106 de la Régie, Énergir a inclus dans les rapports annuels couvrant la période 2013-2016 un tableau présentant les montants engagés avant l'année et payés au cours de l'année financière et les montants engagés et payés au cours de l'année financière. [...] Considérant la constance des résultats obtenus au cours des quatre dernières années et dans un souci d'allègement réglementaire, Énergir demande à la Régie de mettre fin à ce suivi pour le rapport annuel. » [nous soulignons]

(ii) « [445] **La Régie ordonne à Gaz Métro de fournir, pour chacun des programmes du PGEÉ, le détail des montants engagés dans les années précédentes qui seront payés dans l'année tarifaire en cours, les montants engagés et payés dans l'année et les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures. Ces détails devront être présentés en mode prévisionnel au dossier tarifaire, à compter du dossier tarifaire 2014, et en mode réel au dossier d'examen du rapport annuel, à compter du dossier 2013.** » [nous soulignons]

Demande :

17.1 Veuillez déposer le tableau de suivi demandé par la décision D-2013-106 (références (i) et (ii)).

Réponse :

À la suite de la décision D-2013-106 de la Régie, Énergir a fourni dans les Rapports annuels des années 2012-2013, 2013-2014, 2014-2015 et 2015-2016³ un tableau présentant les informations demandées. Un tel tableau est présenté ci-dessous pour l'année 2016-2017.

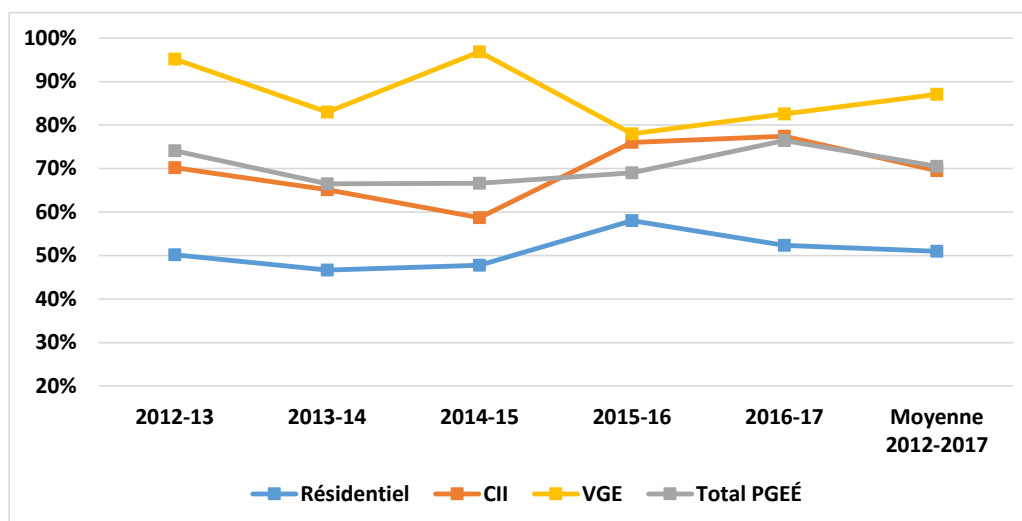
³ 2015-2016 : R-3992-2016, Gaz Métro-13, Document 3, p. 10; 2014-2015 : R-3951-2015, Gaz Métro-13, Document 3, p. 10; 2013-2014 : R-3916-2014, Gaz Métro-12, Document 3, p. 8; 2012-2013 : R-3871-2013, Gaz Métro-12, Document 3, p. 9.

Programme	Nombre de participants total brut		Montants payés		Nombre de participants brut engagés avant		Montants engagés avant 2016-2017 payés en		%	Nombre de participants brut engagé en		Montants engagés et payés en		%
	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017		2016-2017	2016-2017			
PE103 Thermostats programmables et intelligents	2 617	112 589 \$	1 284	48 894 \$	43%	1 333	63 695 \$	57%						
PE111 Chaudière efficace	627	564 435 \$	252	226 935 \$	40%	375	337 500 \$	60%						
PE113 Chauffe-eau sans réservoir Energy Star	59	14 750 \$	31	7 750 \$	53%	28	7 000 \$	47%						
PE123 Combo à condensation (projet pilote)	677	371 800 \$	497	272 800 \$	73%	180	99 000 \$	27%						
PE126 Supplément MFR- résidentiel	4	1 450 \$	3	1 230 \$	85%	1	220 \$	15%						
Total Résidentiel	3 984	1 065 024 \$	2 067	557 609 \$	52%	1 917	507 415 \$	48%						
PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire	60	333 750 \$	40	265 750 \$	80%	20	68 000 \$	20%						
PE207 Étude de faisabilité CII	83	169 690 \$	75	141 950 \$	84%	8	27 740 \$	16%						
PE208 Encouragement à l'implantation CII	74	1 311 312 \$	66	1 151 497 \$	88%	8	159 815 \$	12%						
PE210 Chaudière à condensation	999	4 381 000 \$	518	2 997 750 \$	68%	481	1 383 250 \$	32%						
PE212 Chauffe-eau à condensation	486	1 226 550 \$	247	630 800 \$	51%	239	595 750 \$	49%						
PE215 Infrarouge CII	579	277 500 \$	325	155 600 \$	56%	254	121 900 \$	44%						
PE220 Innovation	0	55 000 \$	0	55 000 \$	100%	0	0 \$	0%						
PE224 Hotte à débit variable	49	301 357 \$	28	166 350 \$	55%	21	135 007 \$	45%						
PE225 Aérotherme à condensation (projet pilote)	176	264 500 \$	122	183 900 \$	70%	54	80 600 \$	30%						
PE226 Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou «RECOMMISSIONING» (projet pilote)	5	280 862 \$	5	280 862 \$	100%	0	0 \$	0%						
PE236 Supplément MFR - CII	139	37 438 \$	75	14 161 \$	38%	64	23 277 \$	62%						
PE233 Rénovation	29	806 559 \$	25	756 296 \$	94%	4	50 263 \$	6%						
PE234 Pré-chauffage solaire	7	618 464 \$	7	618 464 \$	100%	0	0 \$	0%						
PE235 Nouvelle construction	15	1 674 288 \$	15	1 674 288 \$	100%	0	0 \$	0%						
Total CII	2 701	11 738 268 \$	1 548	9 092 668 \$	77%	1 153	2 645 602 \$	23%						
PE211 Étude de faisabilité VGE	24	336 189 \$	22	306 739 \$	91%	2	29 450 \$	9%						
PE218 Encouragement à l'implantation (Industriel)	16	1 267 577 \$	12	916 366 \$	72%	4	351 211 \$	28%						
PE219 Encouragement à l'implantation (Institutionnel)	6	704 736 \$	5	682 218 \$	97%	1	22 518 \$	3%						
Total VGE	46	2 308 502 \$	39	1 905 323 \$	83%	7	403 179 \$	17%						
TOTAL	6 731	15 111 795 \$	3 654	11 555 600 \$	76%	3 077	3 556 196 \$	24%						

En intégrant les résultats du tableau ci-dessus pour l'année 2016-2017 à ceux couvrant la période 2012-2016, l'ensemble des résultats confirment la conclusion de l'analyse présentée dans le présent dossier, à l'effet que la part des dossiers engagés au cours des années antérieures et payés durant l'année ainsi que la part des dossiers engagés et payés durant l'année sont relativement stables, comme en fait foi le graphique ci-dessous.

En moyenne au cours de la période 2012-2017, un peu plus de 70 % des dossiers payés durant l'année avaient été engagés au cours des années précédentes alors que près de 30 % des dossiers avaient été engagés et payés au cours de la même année financière.

Les tendances par marché sont également relativement constantes d'une année à l'autre, alors que pour les marchés résidentiel, CII et VGE, la moyenne des montants payés dans l'année provenant d'engagements pris avant l'année se situe respectivement à 51 %, 70 % et 87 %.

Figure 1 : Part des montants payés durant l'année provenant d'engagements pris avant l'année⁴

⁴ 2015-2016 : R-3992-2016, Gaz Métro-13, Document 3, p. 10; 2014-2015 : R-3951-2015, Gaz Métro-13, Document 3, p. 10; 2013-2014 : R-3916-2014, Gaz Métro-12, Document 3, p. 8; 2012-2013 : R-3871-2013, Gaz Métro-12, Document 3, p. 9.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0158](#), p. 33;
 - (ii) Suivi des évaluations du PGEE 2014. [Évaluation des programmes PE207 et PE211](#), p. 7;
 - (iii) Suivi des évaluations du PGEE 2014. [Évaluation des programmes PE207 et PE211](#), tableau 7, p. 16;
 - (iv) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0556](#), p. 62.

Préambule :

(i) « [...] *Il ressort de l'analyse des économies unitaires réalisées (6 338 m³) que les études de faisabilité ont été réalisées dans des bâtiments de plus petite taille depuis la dernière évaluation du programme effectuée en 2013 (laquelle établissait le coût incrémental moyen à 16 264 \$ notamment sur la base des économies unitaires de 18 331 m³)²³ et qu'ainsi, le coût incrémental devrait être ajusté à la baisse pour refléter le fait que les frais de l'étude et les dépenses d'implantation de mesures d'économie d'énergie sont moins importants pour de tels bâtiments. Énergir estime que le coût incrémental du programme devrait être de l'ordre de 11 000 \$ pour 2016-2017. En intégrant un coût incrémental plus réaliste de 11 000 \$ et en excluant la dépense non prévue liée à l'évaluation de 85 015 \$, le programme est rentable avec un TCTR de 179 883 \$ et un TCTR ratio de 1,16.* » [nous soulignons].

(ii) L'évaluation 2013 du programme PE207 révisé le coût incrémental à 15 000, en fonction des coûts des études de faisabilité.

(iii) L'évaluation 2013 du programme PE207 ne révisé pas les économies unitaires. Cette évaluation révisé les économies totales à un pourcentage de la consommation (3 %).

(iv) Énergir révisé le surcoût du programme PE207 à 16 264 \$ lors du dossier tarifaire 2016.

Demandes :

18.1 Veuillez expliquer comment a été établi le coût incrémental de 11 000 \$ et expliquer pourquoi ce coût serait mieux adapté à des économies unitaires de 6 338 m³, qu'un coût incrémental de 16 264 \$ (référence (i)), en tenant compte dans votre réponse des précisions des références (ii) à (iv).

Réponse :

Le coût incrémental estimé à 11 000 \$ repose sur l'hypothèse d'une réduction de 32,3 % du coût incrémental initialement prévu en 2016-2017 de 16 264 \$. Cette réduction a été établie en appliquant un facteur de 50 % à la baisse de 64,7 % des économies unitaires. La baisse des économies unitaires étant le résultat d'études de faisabilité réalisées, de façon générale, auprès de clients ayant une plus faible consommation de gaz naturel que ceux ayant servi à établir le coût incrémental de 16 264 \$.

Ces hypothèses reposent sur le fait que la réduction du coût incrémental n'est pas proportionnelle à la baisse des économies unitaires en raison des coûts relativement fixes associés à la réalisation des études de faisabilité, comparativement aux coûts d'implantation des mesures, qui eux varient davantage en fonction des économies unitaires. Rappelons que le coût incrémental comprend le coût des études de faisabilité et le coût incrémental des mesures admissibles au programme.

Notons finalement que l'estimation du coût incrémental à 11 000 \$ a été effectuée en vue de permettre à la Régie de porter un jugement sur la rentabilité du programme (TCTR) en tenant compte des coûts d'évaluation non prévus et de la baisse des économies unitaires du programme observée en 2016-2017.

- 18.2 En fonction de la réponse fournie à la sous-question précédente, veuillez indiquer s'il y a lieu de modifier l'explication des écarts à la référence (i). Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Énergir juge qu'il n'y a pas lieu de modifier l'explication des écarts à la référence (i) en raison du contexte particulier décrit en réponse à la question 18.1.

Cependant, Énergir souhaite que la Régie puisse mieux apprécier les résultats présentés au présent rapport annuel en considérant le contexte dans son ensemble.

- 18.3 Veuillez recalculer le TCTR et le TCTR ratio du programme à la référence (i), en excluant spécifiquement les frais d'évaluation.

Réponse :

En utilisant le surcoût de 16 264 \$ au lieu de 11 000 \$ et en excluant seulement les frais d'évaluation de 85 015 \$, le programme affiche un TCTR de (302 441 \$) et un TCTR ratio de 0,81.

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0158](#), p. 34, 65 et 67;
 - (ii) Pièce [B-0158](#), p. 35, 66 et 68;
 - (iii) Pièce [B-0158](#), p. 35, 66 et 68;
 - (iv) Dossier R-3992-2016, décision [D-2017-073](#), p. 38;
 - (v) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0147](#), p. 8 à 9;
 - (vi) Suivi des évaluations du PGEÉ 2016, [Rapport de suivi de la Régie](#), p. 30;
 - (vii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0201](#), p. 53.

Préambule :

- (i) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219.
- (ii) Textes introductifs aux Tableaux de suivi de la décision D-2017-073, pour les programmes PE208, PE218 et PE219, respectivement :

« Comme demandé par la Régie dans sa décision D-2017-073, Énergir présente pour le programme un tableau incluant le taux d'implantation de mesures, les économies brutes des mesures installées ainsi que les subventions versées, selon les PRI suivantes : < 1 an, 1 à 2 ans, 2 à 3 ans, 3 à 5 ans, 5 à 7 ans, 7 ans et plus. » et Tableaux de suivi de la décision D-2017-073.

- (iii) Exemple de Tableau de suivi de la décision D-2017-073 révisé, pour le programme PE208 :

	PRI avant aide financière						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
% des mesures implantées	S.O	11%	14%	12%	16%	48%	100%
Économies brutes ajustées des mesures implantées (m ³)	S.O	1 665 664	1 082 635	762 927	1 099 612	2 677 913	7 288 751
Subventions versées	S.O	168 671	264 809	157 559	247 235	473 038	1 311 312 \$

Le même type de tableau est présenté pour les programmes PE218 et PE219.

- (iv) « [121] Pour [le PE208, PE218 et PE219], la Régie demande à Gaz Métro de présenter un tableau incluant le taux d'implantation de mesures, les économies brutes des mesures installées ainsi que les subventions versées, selon les PRI suivantes : < 1 an, 1 à 2 ans, 2 à 3 ans, 3 à 5 ans, 5 à 7 ans, 7 ans et plus.

[122] De plus, la Régie demande que l'évaluateur qui sera mandaté pour l'évaluation des programmes PE208, PE218 et PE219, valide et présente, dans son rapport, le taux d'implantation de mesures, les économies brutes des mesures installées ainsi que les subventions versées, selon les PRI suivantes : < 1 an, 1 à 2 ans, 2 à 3 ans, 3 à 5 ans, 5 à 7 ans, 7 ans et plus, pour les années évaluées. » [nous soulignons]

(v) Énergir confirme que les économies nettes totales des programmes PE208, PE218 et PE219 présentées au rapport annuel sont celles validées par le groupe DATECH.

(vi) « [113] [...] *Le distributeur vise ainsi à appliquer le taux d'ajustement obtenu (95 %) aux économies nettes totales qui seront calculées pour les trois programmes à partir de l'approbation de la présente évaluation des programmes.* »

(vii) Énergir précise que le calcul de la PRI est utilisé pour deux objectifs différents. Premièrement, le calcul de la PRI avant aide financière sert à déterminer l'admissibilité des mesures proposées par les participants aux programmes PE208, PE218 et PE219.

Deuxièmement, en intégrant l'aide financière au calcul de la PRI, dans l'une des quatre critères considérés pour leur octroi, soit « le montant d'aide financière requise pour ramener la période de retour sur l'investissement (PRI) à un an ou trois ans selon le programme », Énergir s'assure de ne pas verser des aides financières qui ramèneraient la PRI après aides financières à une PRI inférieure à un an ou trois ans selon le programme. [nous soulignons]

Demandes :

19.1 Pour les programmes PE208, PE218 et PE219, la Régie note des inconsistances entre les textes introductifs de la référence (ii), soit la phrase « économies brutes des mesures installées » et les textes des tableaux pour ces programmes à la référence (iii) soit la phrase « économies brutes ajustées des mesures implantées ». Veuillez expliquer.

Réponse :

Dans sa demande en lien avec la référence (ii), la Régie n'a pas spécifié si les économies brutes des mesures devaient ou non tenir compte du facteur d'ajustement. Énergir a supposé que la Régie désirait obtenir les économies brutes ajustées des mesures implantées, puisque ce sont les économies unitaires ajustées qui sont présentées dans les fiches de chacun des programmes PE208, PE218 et PE219.

19.2 Veuillez réviser les tableaux des programmes PE208, PE218 et PE219 à la référence (iii), en présentant :

- les « économies brutes des mesures installées » (référence (iv)), soit celles validées par Datech (référence (v)); et
- la PRI des mesures après le versement de l'aide financière (référence (vii)).

Réponse :

Les tableaux ci-dessous présentent les économies brutes des mesures installées, sans facteur d'ajustement, soit celles validées par Datech pour les programmes PE208, PE218 et PE219. Cependant, les économies brutes n'ont pas pu être classées par catégorie de PRI après aides financières pour les motifs décrits à la suite des tableaux révisés.

2016-2017

PE208

	PRI avant aide financière						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
% des mesures implantées	S.O	11%	14%	12%	16%	48%	100%
Économies brutes des mesures implantées (m ³)	S.O	1 753 331	1 139 616	803 081	1 157 486	2 818 856	7 672 369
Subventions versées	S.O	168 671	264 809	157 559	247 235	473 038	1 311 312 \$

PE218

	PRI avant aide financière						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
% des mesures implantées	S.O	8%	13%	17%	4%	58%	100%
Économies brutes des mesures implantées (m ³)	S.O	50 646	1 969 466	6 804 951	462 587	3 359 180	12 646 830
Subventions versées	S.O	3 761 \$	308 893 \$	269 256 \$	115 647 \$	570 021 \$	1 267 577 \$

PE219

	PRI avant aide financière						Total
	< 1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 5 ans	5 à 7 ans	7 ans >	
% des mesures implantées	S.O	S.O	S.O	25%	50%	25%	100%
Économies brutes des mesures implantées (m ³)	S.O	S.O	S.O	131 667	156 668	3 712 721	4 001 056
Subventions versées	S.O	S.O	S.O	13 167 \$	21 878 \$	669 692 \$	704 736 \$

L'information utile pour calculer les PRI par mesure après aides financières sont les économies d'énergie par mesure, les surcoûts des mesures et les aides financières octroyées par mesure.

Si les économies d'énergie par mesure et les surcoûts par mesure sont accessibles dans la base de données, les aides financières par mesure ne sont pas accessibles.

En effet, les aides financières par mesure sont documentées dans les dossiers physiques des participants et sont ajustées lors de l'analyse du dossier par le groupe DATECH afin de respecter les critères du programme.

Ainsi, les aides financières des mesures dont la PRI après aides financières passerait sous le seuil d'un an (ou trois ans selon le programme) sont limitées manuellement lors de l'analyse du dossier afin de s'assurer que la PRI de chaque mesure demeure minimalement d'un an (ou trois ans selon le programme).

Également, si la somme des aides financières des mesures implantées excède les plafonds maximums d'aides financières pour un projet (100 000 \$ ou 50 % des surcoûts pour le PE208 ou 175 000 \$ ou 50 % des surcoûts pour les programmes PE218 et PE219), l'aide financière totale sera limitée au niveau de ces plafonds par projet.

Finalement, le traitement des aides financières pourrait être influencé si les projets sont également soutenus par d'autres organismes. Dans ce cas, les aides financières totales sont limitées afin que les participants assument au minimum 25 % des coûts du projet.

Lors de l'application de ces limites reliées aux critères des programmes, les aides financières par mesure ne sont pas recalculées. Seules les aides financières finales au niveau du projet sont saisies dans les bases de données.

Pour ces raisons, la PRI par mesure après aides financières n'est pas accessible dans les bases de données. Pour obtenir l'information, un travail exhaustif serait requis dossier par dossier pour recalculer les aides financières par mesure, puis de calculer la PRI par mesure afin de compléter les tableaux demandés.

19.3 En tenant compte de votre réponse à la sous-question précédente, veuillez redéposer les fiches révisées des programmes PE208, PE218 et PE219 (référence (i)) de façon à présenter dans des lignes distinctes :

- les « économies unitaires », soit les « économies brutes des mesures installées » (référence (v)), divisées par le nombre de participants bruts;
- le « facteur d'ajustement »;
- les « économies unitaires brutes ajustées », soit les « économies unitaires » multipliées par le facteur d'ajustement.

Ces « économies unitaires brutes ajustées » devront être utilisées pour calculer les « économies nettes totales » des programmes, notamment, en tenant compte du nombre de participants bruts, de l'opportunisme, l'entraînement et du bénévolat (référence (vi)).

Réponse :

L'information demandée est présentée ci-dessous. Soulignons que les économies nettes totales présentées à la référence (i) prennent déjà en considération les économies unitaires brutes ajustées.

ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION
PE208

Programme

Ce programme vise à verser des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que celles-ci aient été identifiées dans le cadre du programme PE207 Études de faisabilité ou non, en autant qu'elles proviennent d'un membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec.

Marché cible

CII

Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)

497 237

Aide financière

0,25 \$ /m² économisé, maximum 100 000 \$

Base de référence

Selon les mesures admises

Méthode de comptabilisation des économies

(Économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement)

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ²)	89 287	103 681	
² Facteur d'ajustement	0,95	0,95	
³ Économies unitaires ajustées (m ²)	84 823	98 497	
⁴ Coût incrémental (\$)	110 011	110 011	
⁵ Coûts évités (\$/m ²)	0,290	0,290	
⁶ Opportuniste (%)	20	20	
⁷ Entraînement (%)	5	5	
⁸ Bénévolat (m ²)	10 455	10 455	
⁹ Durée de vie (année)	15	15	
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	84	74	88%
Nombre de participants (net)	71	63	88%
Économies nettes totales (m ²)	6 066 817	6 205 893	102%
Aide financière unitaire (\$)	16 000	17 720	111%
Aide financière totale (\$)	1 344 000	1 311 312	98%
Coût du programme			
Développement & formation (\$)	0	0	100%
Commercialisation (\$)	5 000	5 595	112%
Suivi & évaluation (\$)	0	8 521	0%
Administration (\$)	124 476	121 701	98%
Coûts totaux (\$)	129 476	135 817	105%
Coûts totaux du programme			
Aide financière totale (\$)	1 344 000	1 311 312	98%
Coûts totaux programme (\$)	129 476	135 817	105%
Coûts totaux (\$)	1 473 476	1 447 128	98%
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	(10 401 543)	n/d	
TP (\$)	30 541 682	n/d	
TCTR (\$)	12 304 627	13 663 063	
TCTR ratio	2,59	3,00	

¹ Données de participation² Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208– Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), novembre 2015, p. 19.³ Basé sur la méthode de comptabilisation des économies : (Économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement).⁴ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208– Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), novembre 2015, p. 24.⁵ R-3970-2016, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 20. Calcul pondéré des coûts évités de base et de chauffage.⁶ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208– Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), novembre 2015, p. 20.⁷ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208– Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), novembre 2015, p. 21.⁸ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapport d'évaluation 2015, Extract recherche marketing, Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, novembre 2014, p. 20.⁹ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation du programme PE208– Encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique - Clientèle affaires (CII), novembre 2015, p. 22.

ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (secteur industriel)
PE218

Programme

Ce programme vise à donner des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que ces mesures aient été identifiées ou non dans le cadre du programme PE211 Études de faisabilité, en autant qu'elles proviennent d'un ingénieur membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Il s'adresse exclusivement à la clientèle grande entreprise industrielle.

Marché cible

VGE

Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)

27 232 436

Aide financière

0,15 \$ à 0,30 \$ /m² économisé maximum 175 000 \$

Base de référence

Selon les mesures implantées

Méthode de comptabilisation des économies

(Économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement)

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ²)	507 916	790 427	
² Facteur d'ajustement	0,95	0,95	
³ Économies unitaires ajustées (m ²)	482 520	750 906	
⁴ Coût incrémental (\$)	182 317	182 317	
⁵ Coûts évités (\$/m ²)	0,251	0,251	
⁶ Opportuniste (%)	10	10	
⁷ Entraînement (%)	4	4	
⁸ Bénévolat (m ²)	0	0	
⁹ Durée de vie (année)	15	15	
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	21	16	76%
Nombre de participants (net)	20	15	76%
Économies nettes totales (m ²)	9 524 945	11 293 619	119%
Aide financière unitaire (\$)	73 409	79 224	108%
Aide financière totale (\$)	1 541 589	1 267 577	82%
Coût du programme			
Développement & formation (\$)	0	536	-
Commercialisation (\$)	1 000	0	-
Suivi & évaluation (\$)	0	8 521	-
Administration (\$)	124 476	121 701	98%
Coûts totaux (\$)	125 476	130 758	104%
Coûts totaux du programme			
Aide financière totale (\$)	1 541 589	1 267 577	82%
Coûts totaux programme (\$)	125 476	130 758	104%
Coûts totaux (\$)	1 667 065	1 398 335	84%
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	(9 064 882)	n/d	
TP (\$)	39 729 529	n/d	
TCTR (\$)	23 688 658	29 579 387	
TCTR ratio	7,58	11,65	

¹ Données de participation.² Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 19.³ Basé sur la méthode de comptabilisation des économies : (économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement).⁴ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 25.⁵ R-3970-2016, Gaz Métro-9, Document 1, p. 20. Calcul pondéré des coûts évités de base et de chauffage.⁶ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 21.⁷ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 22.⁸ Rapport de la Régie, Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Régie de l'énergie, mai 2012, p. 10, para. 34.⁹ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 24.

ENCOURAGEMENT À L'IMPLANTATION (secteur institutionnel)
PE219

Programme
Ce programme vise à donner des aides financières pour l'implantation de mesures identifiées dans une étude de faisabilité, que ces mesures aient été identifiées ou non dans le cadre du programme PE211 Études de faisabilité, en autant qu'elles proviennent d'un ingénieur membre en règle de l'Ordre des ingénieurs du Québec. Il s'adresse exclusivement à la clientèle institutionnelle. Cette clientèle regroupe les services gouvernementaux et municipaux ainsi que les services publics tels les hôpitaux et les universités.

Marché cible

VGE

Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)

3 523 973

Aide financière0,15 \$ à 0,30 \$ /m² économisé maximum 175 000 \$**Base de référence**

Selon les mesures implantées

Méthode de comptabilisation des économies(Économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement)

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ²)	425 931	666 843	
² Facteur d'ajustement	0,95	0,95	
³ Économies unitaires ajustées (m ²)	404 634	633 501	
⁴ Coût incrémental (\$)	530 884	530 884	
⁵ Coûts évités (\$/m ²)	0,309	0,309	
⁶ Opportuniste (%)	23	23	
⁷ Entraînement (%)	0	0	
⁸ Bénévolat (m ²)	0	0	
⁹ Durée de vie (année)	15	15	
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	10	6	60%
Nombre de participants (net)	8	5	60%
Économies nettes totales (m ²)	3 115 682	2 926 772	94%
Aide financière unitaire (\$)	76 542	117 456	153%
Aide financière totale (\$)	765 420	704 736	92%
Coût du programme			
Développement & formation (\$)	0	536	-
Commercialisation (\$)	1 000	0	-
Suivi & évaluation (\$)	0	8 521	-
Administration (\$)	124 476	121 701	98%
Coûts totaux (\$)	125 476	130 758	104%
Coûts totaux du programme			
Aide financière totale (\$)	765 420	704 736	92%
Coûts totaux programme (\$)	125 476	130 758	104%
Coûts totaux (\$)	890 896	835 494	94%
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	(3 913 619)	n/d	
TP (\$)	15 803 763	n/d	
TCTR (\$)	6 914 758	7 824 308	
TCTR ratio	2,70	4,13	

¹ Données de participation.² Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 19.³ Basé sur la méthode de comptabilisation des économies : (économie annuelle (m²) pour les mesures admises) X (facteur d'ajustement).⁴ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 25.⁵ R-3970-2016, Gaz Métro-9, Document 1, p. 20. Calcul pondéré des coûts évités de base et de chauffage.⁶ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 21.⁷ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 22.⁸ Rapport de la Régie, Suivi 2012 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, Régie de l'énergie, mai 2012, p. 8, para. 23.⁹ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2016, Évaluation des programmes PE218-PE219 - Clientèle VGE industrielle et institutionnelle, novembre 2015, p. 24.

19.4 Veuillez déposer un fichier Excel contenant tous les projets implantés en 2016-2017 dans le cadre des programmes PE208, PE218 et PE219 en indiquant, leur numéro de projet (ou numéro de client) ainsi que leurs « économies brutes » validées par le groupe Datech (sans appliquer aucun facteur d'ajustement) (référence (v)).

Réponse :

Veillez vous référer à l'annexe Q.19.4 de la présente pièce.

20. **Références :**
- (i) Suivi des évaluations du PGEÉ 2017. [Évaluation du programme PE212](#), p. i;
 - (ii) Pièce [B-0158](#), p. 38;
 - (iii) Pièce [B-0158](#), p. 11;
 - (iv) Suivi des évaluations du PGEÉ 2017. [Évaluation du programme PE212](#), p. 27;
 - (v) Suivi des évaluations du PGEÉ 2017. [Évaluation du programme PE212](#), p. 23.

Préambule :

(i) « Les chauffe-eau à condensation visés par le programme [PE212] incluent deux types d'appareils : les chauffe-eau à accumulation et les chauffe-eau instantanés ».

(ii) Extrait de la fiche du programme PE212 :

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
^{1,2} Gain unitaire (m ³ /Btu/h)	0,0068	0,0071	
³ Puissance de l'appareil (Btu/h)	375 278	361 629	
⁴ Économies unitaires m ³ (brut)	2 562	2 568	
^{5,6} Coût incrémental (\$)	6 687	7 500	
⁷ Coûts évités (\$/m ³)	0,23	0,23	
^{8,9} Opportuniste (%)	10	10	
^{10,11} Entraînement (%)	3	1	
¹² Bénévolat (m ³)	64 290	64 290	
^{13,14} Durée de vie (année)	15	18	

[...]

¹ CT 2016-2017 : Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ et du FEÉ d'Énergir, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, page ii.

² Réel 2016-2017 : Résultat pondéré selon la puissance de chaque type d'appareil installé au cours de la période de d'évaluation. Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2017, PE212 – Chauffe-eau à condensation, pp. 16, 18, 19.

³ Données de participation

⁴ Basé sur la méthode de comptabilisation des économies : puissance de l'appareil (Btu/h) * gain unitaire (m³/Btu/h).

⁵ CT 2016-2017 : R-3879-2014, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 58.

⁶ Réel 2016-2017 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2017, PE212 – Chauffe-eau à condensation, p. 27.

⁷ R-3970-2016, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 20.

⁸ CT 2016-2017 : Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ et du FEÉ d'Énergir, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, page iii.

⁹ Réel 2016-2017 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2017, PE212 – Chauffe-eau à condensation, p. 20.

¹⁰ CT 2016-2017 : Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ et du FEÉ d'Énergir, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, page iii.

¹¹ Réel 2016-2017 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2017, PE212 – Chauffe-eau à condensation, p. 21.

¹² Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapport d'évaluation 2015, Extract recherche marketing, Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, novembre 2014, p. 15.

¹³ CT 2016-2017 : Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEÉ et du FEÉ d'Énergir, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, p. 20.

¹⁴ Réel 2016-2017 : Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapports d'évaluations 2017, PE212 – Chauffe-eau à condensation, p. 27.

(iii) « Ce programme [PE103] consiste à faire la promotion des thermostats électroniques programmables et des thermostats intelligents ».

(iv) « Annexe I. Paramètres utilisés pour le calcul du TCTR du programme PE212 [...] ».

(v)

Paramètres évalués	Suivi interne ⁴	Résultats de l'évaluation ⁵	
	Accumulation et instantané	Accumulation	Instantané
Efficacité de référence (%)	80	80	80
Efficacité des chauffe-eau installés	95	95	96
Heures de fonctionnement (h/an)	1 309	1 309	
Gain unitaire (m ³ /Btu/h)	0,00683	0,00683	0,00729
Opportunisme (%)	10	10	
Entraînement (%)	3	1	
Bénévolat (m ³)	64 290	64 290	
Durée de vie (année)	15	15	20
Coût incrémental (\$)	6 687	5 700	10 300
TCTR (\$)	23 909	120 616	
TCTR ratio	1,01	1,04	

Demandes :

20.1 Veuillez ajuster le gain unitaire, le coût incrémental ainsi que la durée de vie réelle du programme PE212 à la référence (ii), pour effectuer une pondération selon le nombre des chauffe-eau à accumulation et instantanés installés en 2016-2017 (au lieu de ceux installés pendant la période évaluée à la référence (iv)) ainsi que les données de la référence (v). Veuillez ajuster les notes de bas de page associées en conséquence.

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure d'apporter les ajustements demandés par la Régie, puisque les bases de données actuelles ne colligent pas d'informations sur le type d'appareil (à accumulation ou instantané). C'est d'ailleurs à la suite de ce constat que l'évaluateur a recommandé dans son rapport qu'Énergir devrait « saisir l'information permettant de distinguer les deux types de chauffe-eau dans la base de données du programme et de distinguer ces deux types d'appareils dans les activités reliées à la gestion et à l'évaluation du programme »⁵.

Dans la Cause tarifaire 2018-2019, Énergir présente un suivi de l'ensemble des recommandations de l'évaluateur pour le programme PE212. Concernant le suivi de la recommandation citée ci-dessus, il est mentionné que :

« Énergir évaluera la possibilité d'apporter des modifications à ses systèmes informatiques pour ajouter à la base de données de l'information sur le type d'appareil installé (accumulation ou instantané).

Cet exercice pourrait être effectué dans le cadre de l'implantation de la solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (CRM) autorisée par la Régie dans la décision D-2017-144. »⁶

⁵ Suivi des évaluations du PGEÉ 2017. [Évaluation du programme PE212](#), p. 25.

⁶ Cause tarifaire 2018- 2019, R-4018-2017, GM-J, Document 2, Annexe D, p.12.

20.2 Veuillez redéposer les fiches des programmes PE103 et PE212 en y présentant 4 colonnes, soit deux pour les prévisions du dossier tarifaire et deux pour le réel, selon les deux types de classification indiqués aux références (i) et (iii). Veuillez ajouter des lignes afin de présenter les résultats pondérés ou totaux. Veuillez mettre à jour les notes de bas de page.

Réponse :

Pour les mêmes raisons que celles évoquées à la réponse à la question 20.1, Énergir n'est pas en mesure de produire la révision de la fiche du programme du PE212.

Cependant, la fiche du programme PE103 est redéposée ci-dessous.

THERMOSTAT ÉLECTRONIQUE PROGRAMMABLE ET INTELLIGENT PE103

Programme							
Ce programme consiste à faire la promotion de thermostats électroniques programmables et des thermostats intelligents auprès des clients existants d'Énergir ainsi qu'auprès des nouveaux clients.							
Marché cible							
Résidentiel							
Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)							
2 766							
Aide financière							
25 \$ par thermostat électronique programmable et 100 \$ par thermostat intelligent							
Base de référence							
Thermostat non programmable							
Méthode de comptabilisation des économies							
Économie unitaire m ³ * nombre de participants							
Paramètres du programme	CT			Réel			% réalisation
	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	2016-2017	
	th. Programmables	th. Intelligents	total	th. Programmables	th. Intelligents	total	Total
¹ Économies unitaires m ³	46	65	49	46	65	50	
² Coût incrémental (\$)	47	185	61	47	185	61	
³ Opportuniste (%)	17	17	17	17	17	17	
⁴ Entraînement (%)	0	0	0	0	0	0	
⁵ Coûts évités \$/m ³	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	
⁶ Bénévolat (m ³)	-	-	3 734	-	-	3 734	
⁷ Durée de vie (année)	16	16	16	16	16	16	
Données du programme							
Nombre de participants (brut)	2 000	300	2 300	2 026	591	2 617	114%
Nombre de participants (net)	1660	249	1 909	1 682	491	2 172	114%
Économies nettes totales (m ³)	-	-	96 777	-	-	112 981	117%
Aide financière unitaire (\$)	25	100	35	26	100	43	124%
Aide financière totale (\$)	50 000	30 000	80 000	53 489	59 100	112 589	141%
Coût du programme							
Développement & formation (\$)	-	-	0	-	-	0	-
Commercialisation (\$)	-	-	6 000	-	-	4 079	68%
Suivi & évaluation (\$)	-	-	0	-	-	0	-
Administration (\$)	-	-	93 357	-	-	91 276	98%
Coûts totaux (\$)	-	-	99 357	-	-	95 355	96%
Coûts totaux du programme							
Aide financière totale (\$)	-	-	80 000	-	-	112 589	141%
Coûts du programme (\$)	-	-	99 357	-	-	95 355	96%
Total des coûts (\$)	-	-	179 357	-	-	207 944	116%
Tests de rentabilité							
TNT (\$)	-	-	(458 146)	-	-	n/d	
TP (\$)	-	-	986 083	-	-	n/d	
TCTR (\$)	-	-	154 644	-	-	211 100	
TCTR ratio	-	-	1,72	-	-	1,94	

¹ Économie unitaire pondérée en fonction des thermostats programmables et des thermostats intelligents installés. Thermostats programmables: suivi des résultats d'évaluation du PGEE d'Énergir, Rapports d'évaluations 2015, Évaluation du programme PE103 - Thermostat électronique programmable - Période évaluée : 2010-2013, p. 5, R-3879-2014, Gaz Métro - 110, Document 1, p. 33. Thermostats intelligents: R-3879-2014, Gaz Métro - 110, Document 1, p. 34.

² R-3879-2014, Gaz Métro - 110, Document 1, p. 34.

³ Suivi des résultats d'évaluation du PGEE d'Énergir, Rapports d'évaluations 2015, Évaluation du programme PE103 - Thermostat électronique programmable - Période évaluée : 2010-2013, p. 28.

⁴ Suivi des résultats d'évaluation du PGEE d'Énergir, Rapports d'évaluation 2011, Révision des méthodologies d'évaluation des effets de distorsion des programmes du PGEE, p.14.

⁵ R-3970-2016, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 20.

⁶ Suivi des résultats d'évaluation du PGEE d'Énergir, Rapport d'évaluation 2015, Extract recherche Marketing, Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEE de Gaz Métro, novembre 2014, p. 20.

⁷ Suivi des résultats d'évaluation du PGEE d'Énergir, Rapports d'évaluations 2015, Évaluation du programme PE103 - Thermostat électronique programmable - Période évaluée : 2010-2013, p. 25.

21. Références :
- (i) Pièce [B-0158](#), p. 28;
 - (ii) Pièce [B-0158](#), p. 36;
 - (iii) Pièce [B-0158](#), p. 40;
 - (iv) Pièce [B-0158](#), p. 15;

Préambule :

- (i) Extrait de la fiche du programme PE202 :

Base de référence
¹ Chaudières à gaz naturel commerciales ≥ 300 000 Btu/h à efficacité standard de 80 % (eau chaude) et 79 % (vapeur)

- (ii) Extrait de la fiche du programme PE210 :

Base de référence
¹ Chaudières à gaz naturel commerciales à efficacité standard de 80 % > 300.000 Btu/h, et 82 % < 300.000 Btu/h

Méthode de comptabilisation des économies
Puissance de l'appareil (Btu/h) * gain unitaire (m ² /Btu/h)

Paramètres du programme	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
² Gain unitaire (m ² /Btu/h) appareils < 300 000 Btu/h	0,00456	0,00456	
³ Gain unitaire (m ² /Btu/h) appareils appareils ≥ 300 000 Btu/h	0,00609	0,00609	
⁴ Puissance de l'appareil (Btu/h)	600 566	598 413	
⁵ Économies unitaires (m ² brut)	3 560	3 644	

- (iii) Extrait de la fiche du programme PE215 :

Aide financière
Appareils < 100 000 Btu/h 200 \$ appareils ≥ 100 000 Btu/h 500 \$

- (iv) Extrait de la fiche du programme PE111 :

Programme
Ce programme vise à faire la promotion de chaudières à condensation de 300 000 Btu/h et moins qui répondent aux normes ENERGY STAR en présentant une efficacité annuelle de l'utilisation de combustible (AFUE) de 90 % et plus.

[...]

Paramètres du programme	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
¹ Économies unitaires (m ²)	409	409	
² Coût incrémental (\$)	1 791	1 791	
³ Opportuniste (%)	30	30	
⁴ Entraînement (%)	0	0	
⁵ Coûts évités (\$/m ²)	0,322	0,322	
⁶ Bénévolat (m ²)	3 814	3 814	
⁷ Durée de vie (année)	25	25	
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	690	627	91%
Nombre de participants (net)	483	439	91%
Économies nettes totales (m ²)	201 361	183 324	91%
Aide financière unitaire (\$)	900	900	100%
Aide financière totale (\$)	621 000	564 435	91%

Demandes :

21.1 Veuillez présenter pour l'année 2016-2017, le nombre d'appareils installés ainsi que leur puissance moyenne, selon les catégories suivantes :

- Pour le programme PE202 (référence (i)) :
 - chaudières de plus de 300 kBtu/hr à eau chaude; et
 - chaudières de plus de 300 kBtu/hr à vapeur.
- Pour le programme PE210 (référence (ii)) :
 - chaudières de moins de 300 kBtu/hr; et
 - chaudières de plus de 300 kBtu/hr.
- Pour le programme PE215 (référence (iii)) :
 - infrarouges de plus et de moins de 100 000 Btu/hr.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les informations demandées aux questions 21.1 et 21.2

PROGRAMME	NOMBRE	PUISSANCE MOYENNE (Btu/hr)
PE202	60	2 108 131
> 300 000 Btu/hr à eau chaude	59	2 084 540
> 300 000 Btu/hr à vapeur	1	3 500 000
PE210	999	615 207
< 300 000 Btu/hr	332	201 142
>=300 000 Btu/hr	667	821 309
PE215	579	155 772
< 100 000 Btu/hr	40	58 951
>=100 000 Btu/hr	539	163 151
PE111	627	120 778

À noter que pour le programme PE210, la puissance moyenne pondérée présentée dans la fiche du programme aurait dû se lire 615 207 Btu/hr au lieu de 598 413 Btu/hr. À cet effet, Énergir dépose la pièce Énergir-13, Document 3 révisée. Cette erreur de transcription n'affecte cependant pas les résultats du programme.

21.2 Veuillez présenter la puissance moyenne (Btu/hr) des chaudières installées dans le cadre du programme PE111 (référence (iv)).

Réponse :

Énergir réfère la Régie à la réponse à la question 21.1

22. Références : (i) Pièce [B-0158](#), p. 50;
(ii) Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-094](#), p. 97.

Préambule :

- (i) Extrait de la fiche du programme PE226 :

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	20 079	90 073	
² Coût incrémental (\$)	18 732	174 586	
³ Coûts évités (\$/m ³)	0,287	0,287	
⁴ Opportuniste (%)	7	7	
⁵ Entraînement (%)	0	0	
⁶ Bénévolat (m ³)	0	0	
⁷ Durée de vie (année)	5	5	
⁸ Économies unitaires - électricité (kWh)		907 406	
[...]			
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	(1 488 977)	n/d	
TP (\$)	1 895 947	n/d	
⁹ TCTR (\$)	192 628	842 412	
⁹ TCTR ratio	1,19	1,90	

(ii) « [330] Au présent dossier, considérant les économies d'électricité pour les projets complétés au cours des années 2014-2015 et 2015-2016, Gaz Métro estime les économies unitaires brutes d'électricité pour les années 2017-2018 et subséquentes en appliquant un taux moyen de 41 % aux économies unitaires prévues pour le gaz naturel, soit 128 201 kWh par année. Ces économies d'électricité ont été intégrées aux calculs des tests de rentabilité du programme, notamment les tests TCTR, TP et TNT.

[331] La Régie prend acte de la clarification apportée quant à la prise en compte des économies d'électricité générées par les mesures d'efficacité énergétique du programme PE226 dans les calculs des tests de rentabilité de ce programme. » [nous soulignons]

Demande :

22.1 Tenant compte de la référence (ii) et du fait que le présent rapport annuel couvre l'année financière 2016-2017, veuillez ajuster et redéposer la fiche du programme PE226 (référence (i)) afin de tenir compte exclusivement des bénéfices liés à la réduction de la consommation de gaz naturel.

Réponse :

La fiche révisée du programme PE226 est présentée ci-dessous.

**Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments ou « RECOMMISSIONING » (projet pilote)
PE226**

Programme
Le programme de "Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments" offre un appui financier aux immeubles commerciaux et institutionnels qui veulent réaliser un plan d'amélioration énergétique dans le but d'optimiser les systèmes existants.
Marchés cibles
CII, VGE
Consommation moyenne du participant type (historique 3 ans)
538 860
Aide financière
Selon les modalités détaillées sur le site www.gazmetro.com/remiseaupoint
Base de référence
Ne s'applique pas à ce programme
Méthode de comptabilisation des économies
Économies annuelles pour les mesures admises et implantées (m³)

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m³)	20 079	90 073	
² Coût incrémental (\$)	18 732	89 204	
³ Coûts évités (\$/m³)	0,287	0,287	
⁴ Opportuniste (%)	7	7	
⁵ Entraînement (%)	0	0	
⁶ Bénévolat (m³)	0	0	
⁷ Durée de vie (année)	5	5	
⁸ Économies unitaires - électricité (kWh)		0	
Données du programme			
Nombre de participants (brut)	50	5	10%
Nombre de participants (net)	47	5	10%
Économies nettes totales (m³)	933 651	418 839	45%
Économies nettes totales - électricité (kWh)		0	-
Aide financière unitaire (\$)	16 849	56 172	333%
Aide financière totale (\$)	842 450	280 862	33%
Coût du programme			
Développement & formation (\$)	0	0	-
Commercialisation (\$)	5 000	4 950	99%
Suivi & évaluation (\$)	0	0	-
Administration (\$)	155 595	152 126	98%
Coûts totaux (\$)	160 595	157 076	98%
Coûts totaux du programme			
Aide financière totale (\$)	842 450	280 862	33%
Coûts totaux programme (\$)	160 595	157 076	98%
Coûts totaux (\$)	1 003 045	437 938	44%
Tests de rentabilité			
TNT (\$)	(1 488 977)	n/d	
TP (\$)	1 895 947	n/d	
⁹ TCTR (\$)	192 628	(19 047)	
⁹ TCTR ratio	1,19	0,97	

¹ Données de participation.

² Données de participation.

³ R-3970-2016, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 20. Calcul pondéré des coûts évités de base et de chauffage.

⁴ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 38.

⁵ R-3752-2011, B-0157, Gaz Métro - 9, Document 2, p. 15.

⁶ Suivi des résultats d'évaluation du PGEÉ d'Énergir, Rapport d'évaluation 2015, Extract recherche marketing, Calculs des effets de bénévolat des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, novembre 2014, p. 20.

⁷ R-3720-2010, B-17, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 37.

⁸ Données de participation.

⁹ Calcul du TCTR (\$) et TCTR ratio ne prend pas en compte les économies électriques.

Le coût incrémental présenté dans la colonne « réel 2016-2017 » représente la portion des coûts associés au gaz naturel seulement. Il a été estimé en pondérant le coût incrémental total des projets par la part des économies de gaz naturel⁷.

L'évaluation du programme en cours viendra préciser l'estimation du coût incrémental. Le rapport final d'évaluation sera déposé à la Régie par voie administrative en même temps que le rapport annuel 2017-2018.

⁷ En 2016-2017, les économies d'énergie générées par un projet de remise au point étaient en moyenne de 51% sous forme de gaz naturel et 49 % sous forme d'électricité.

23. **Références :** (i) Pièce [B-0158](#), p. 52;
(ii) Pièce [B-0158](#), p. 54;
(iii) Pièce [B-0158](#), p. 56.

Préambule

- (i) Extrait de la fiche du programme PE233 :

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	24 832	131 955	
² Coût incrémental (\$)	34 185	34 185	
³ Coût incrémental (\$)	0 300	0 300	

[...]

¹ Données de participation.

² R-3752-2011, Gaz Métro - 9, Document 8, p.35.

- (ii) Extrait de la fiche du programme PE234 :

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	25 178	44 835	
² Coût incrémental (\$)	118 944	118 944	
³ Coût incrémental (\$)	0 300	0 300	

[...]

¹ R-3879-2014, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 78.

² R-3879-2014, Gaz Métro - 9, Document 1, p. 78.

- (iii) Extrait de la fiche du programme PE235 :

	CT 2016-2017	Réel 2016-2017	% réalisation
Paramètres du programme			
¹ Économies unitaires (m ³)	77 277	101 054	
² Coût incrémental (\$)	174 919	174 919	
³ Coût incrémental (\$)	0 300	0 300	

[...]

¹ Données de participation.

² R-3837-2013, Gaz Métro - 12, Document 1, p. 101.

Demandes :

- 23.1 Veuillez déposer la pièce soutenant le coût incrémental du programme PE233 de la référence (i).

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure de déposer de pièce soutenant le coût incrémental du programme PE233 de la référence (i).

En effet, Énergir constate que ce coût incrémental a été présenté pour la première fois à la Régie dans la Cause tarifaire 2007-2008⁸ à l'époque où ce programme était administré par le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ). Le surcoût aurait alors été déterminé sur la base d'un calcul interne réalisé par le FEÉ.

Le programme a été évalué en 2010, mais ni le rapport d'évaluation⁹, ni les réponses aux engagements¹⁰ demandés par la Régie, ni le rapport de la Régie¹¹ ne font mention du coût incrémental de ce programme.

L'évaluation de ce programme est en cours et le coût incrémental fait partie des paramètres qui seront révisés par l'évaluateur. Le rapport final sera déposé à la Régie par voie administrative en même temps que le rapport annuel 2017-2018.

23.2 Veuillez expliquer pourquoi le coût incrémental prévu et réel des programmes PE233, PE234 et PE235, sont identiques (références (i), (ii) et (iii)). Si ce n'est pas le cas, veuillez redéposer les fiches.

Réponse :

PE233 et PE235

L'estimation du coût incrémental moyen pour ces programmes implique la révision de la base de références de nombreuses mesures. Il s'agit d'un exercice complexe considérant la nature du programme et des mesures visées (ex : mesures d'enveloppe du bâtiment, fenestration, systèmes intégrés, bâtiment de référence, etc...).

À titre illustratif, l'Évaluateur présente dans son rapport pour le programme PE235 les remarques suivantes¹²:

« L'Évaluateur conclut donc qu'il est très difficile d'estimer le coût incrémental moyen associé au programme puisqu'il varie notamment en fonction du moment où la décision de construire un bâtiment efficace est prise et de l'interaction entre les différentes mesures mises en oeuvre dans de tels projets. En effet, chaque mesure ne peut être considérée individuellement. Par exemple, si des fenêtres à faible émissivité sont installées et adéquatement orientées, la capacité des appareils de CVCA peut être réduite, ce qui réduit certains coûts par rapport à d'autres. »¹³

⁸ R-3630-2007, Gaz Métro – 9, Document 10, Tableau 7, page 48

⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GM_8-1-RapportEvaluation-PC420-PFS120-REVISE_18fev2011.pdf

¹⁰ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GM_RepEngFEE_18fev2011.pdf

¹¹ [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/20110428%20Régie%20\(VD\)%20RapportRegie-SuiviEvaluations.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/20110428%20Régie%20(VD)%20RapportRegie-SuiviEvaluations.pdf)

¹² Lors de l'évaluation, le programme avait la numérotation suivante : PC410.

¹³ R-3837-2013, Gaz Métro – 12, Document 5, p. 11.

Compte tenu de la complexité d'estimer le coût incrémental de ces programmes, Énergir juge plus approprié de maintenir cette donnée constante jusqu'à ce que les résultats de l'évaluation en cours soient disponibles.

PE234

Concernant le programme PE234 (pré-chauffage solaire), le surcoût de 118 944 \$ avait été déterminé dans le cadre de la Cause tarifaire 2015 à la suite d'une analyse exhaustive de près de 60 dossiers de participation¹⁴. Énergir juge plus approprié de maintenir cette donnée constante jusqu'à ce que les résultats de l'évaluation en cours soient disponibles.

PE233, PE234 et PE235

L'évaluation des programmes PE233, PE234 et PE235 est en cours et le coût incrémental fait partie des paramètres qui seront révisés par l'évaluateur. Les rapports finaux seront déposés à la Régie par voie administrative en même temps que le rapport annuel 2017-2018 du PGEÉ.

¹⁴ R-3879-2014, Gaz Métro – 9, Document 1, p. 77.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0049](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0049](#), p. 2;
 - (iii) Pièce [B-0050](#).

Préambule :

- (i) À la ligne 3, Énergir présente les données projetées de la décision D-2016-162 et celles constatées aux résultats réels pour le gaz à prix fixe.
- (ii) Aux lignes 4 et 5 ainsi qu'aux lignes 18 et 20, Énergir présente les ajustements d'inventaire et le maintien des inventaires pour les services de fourniture et de transport.
- (iii) Coûts annuels du transport, de l'équilibrage et de la distribution au 30 septembre 2017.

Demandes :

- 24.1 Veuillez présenter les détails permettant d'établir les résultats réels et expliquer les écarts constatés pour le gaz à prix fixe, tel que présenté à la ligne 3 de la référence (i).

Réponse :

Dans le cadre d'une entente de fourniture à prix fixe, le client désigne le fournisseur chez lequel il désire qu'Énergir s'approvisionne. Le client signe une entente d'approvisionnement à un prix fixe, pour un volume et une période (minimum 12 mois) déterminés avec le fournisseur. Selon cette entente, le fournisseur livrera le gaz acheté par le client à Énergir. Énergir signe également une entente avec le fournisseur afin de fixer les modalités de livraison et d'approvisionnement. Énergir achète le gaz du fournisseur au prix fixe convenu entre le fournisseur et le client. Dans ce cas, Énergir obtient les titres de propriété du gaz naturel acheté jusqu'au moment de la consommation par le client. Une entente de service est également signée entre Énergir et le client afin de confirmer que le client s'engage à payer un prix précis à Énergir, pour une durée déterminée, conformément à l'entente avec le fournisseur.

Les résultats réels sont le reflet des volumes consommés par les clients ayant adhéré au service de fourniture à prix fixe, ainsi que des prix convenus selon les ententes d'approvisionnement conclues entre les clients et leurs fournisseurs.

La baisse des revenus au service de fourniture à prix fixe de 16,8 M\$ présentée à la pièce B-0049, Énergir-9, Document 1, p. 2, est essentiellement attribuable à la baisse des volumes observée par rapport à la projection. En effet, les volumes se sont avérés 26 % inférieurs à la projection, découlant de la baisse du nombre de clients du service de fourniture à prix fixe.

La baisse des prix du gaz naturel observée aux cours des dernières années a incité les clients du service de fourniture à prix fixe à migrer vers les services de fourniture en gaz de réseau et en achat/vente. Le nombre de clients du service de fourniture à prix fixe observé au 30 septembre des exercices financiers 2015 et 2017, a diminué de 25 %, passant de 6 905 à 5 201. Il importe de préciser qu'au moment de l'élaboration du dossier tarifaire 2017, les volumes et le nombre de clients sur le service de fourniture à prix fixe ont été basés sur les résultats réels de l'exercice 2015, sur lesquels un effet de migration a été anticipé. Les résultats réels indiquent donc que cette migration a été plus importante que prévu.

24.2 Veuillez présenter les détails permettant d'établir les résultats réels et expliquer les écarts associés aux ajustements d'inventaire et le maintien des inventaires pour les services de fourniture et de transport respectivement, tel que présenté à la référence (ii).

Réponse :

Considérant que le traitement des ajustements d'inventaire de fourniture et de transport est le même et considérant que leurs impacts sur les revenus et les coûts sont étroitement liés, la réponse qui suit couvre les questions 24.2, 24.3 et 24.5.

A) Principes de réévaluation des inventaires et contexte de l'exercice 2017

Lorsqu'il y a un changement au tarif de transport ou de fourniture d'Énergir, les inventaires sont revalorisés afin de refléter l'effet des nouveaux tarifs en vigueur (différence entre l'ancien et le nouveau tarif multiplié par les volumes en inventaire). La contrepartie de ces réévaluations est comptabilisée dans le CFR de réévaluation d'inventaire et est récupérée ou remise aux clients par l'intermédiaire du tarif « ajustements reliés aux inventaires ». Ces ajustements, ainsi que le solde du maintien calculé au dossier tarifaire, sont facturés mensuellement aux clients selon une méthode de calcul approuvée par la Régie conformément à la décision D-95-44. La mécanique d'établissement du tarif vise à récupérer ou remettre le solde du CFR de réévaluation d'inventaire sur une période de 12 à 18 mois.

Les inventaires de fourniture sont réévalués mensuellement pour tenir compte des fluctuations du tarif de fourniture du gaz de réseau. Quant aux inventaires de transport, la réévaluation ne survient généralement qu'en début d'exercice, au moment où le tarif annuel change et occasionnellement en cours d'exercice à la suite d'un changement de tarif émanant d'un pass-on.

Le contexte de l'année 2017 est particulier en raison du déplacement à Dawn, qui a occasionné des variations significatives de la valeur des inventaires de fourniture et de transport. En effet, la valeur des inventaires de fourniture a augmenté, le prix de référence étant dorénavant établi à Dawn plutôt qu'à Empress. Inversement, la valeur des inventaires de transport a diminué, le déplacement à Dawn ayant pour effet de réduire le tarif de transport du distributeur. Le déplacement à Dawn entraîne aussi un autre ajustement sur la valeur des inventaires. En effet, la molécule en inventaire à Dawn est dorénavant valorisée au prix de

référence à Dawn, sans qu'on y ajoute de valeur de transport, puisque cette dernière ne se concrétisera qu'au moment où elle sera transportée en franchise. Ainsi, en date du 1^{er} novembre, les unités en inventaire à Dawn ont été dévalorisées pour le service de transport. Ces différentes réévaluations ont entraîné des ajustements d'inventaires significatifs dont les détails et explications suivent.

B) Réévaluations des inventaires de transport

Les tableaux A et B présentent respectivement les réévaluations d'inventaires de transport projetées au dossier tarifaire et comptabilisées au réel et l'effet de leurs contreparties projetées ou comptabilisées au CFR-réévaluation d'inventaires de transport.

TABLEAU A									
Réévaluations des inventaires de transport au cours de l'exercice 2017									
Réf: B-0050	DT 2017			Réel 2017			Écarts		
	Coût 000\$ (1)	Volumes 10 ³ m ³ (2)	Taux c/m ³ (3)	Coût 000\$ (4)	Volumes 10 ³ m ³ (5)	Taux c/m ³ (6)	Coût 000\$ (7)	Volumes 10 ³ m ³ (8)	Taux c/m ³ (9)
Inventaire au 1^{er} octobre 2016									
1	42 126 \$	523 239	8,051	41 654 \$	517 372	8,051	(472) \$	(5 867)	0,000
2	(1 692) \$	-	-	(2 789) \$	-	-	(1 097) \$	-	-
3	40 434 \$	523 239	7,728	38 865 \$	517 372	7,512	(1 569) \$	(5 867)	(0,2157)
Inventaire au 1^{er} novembre 2016									
4	40 921 \$	529 540	7,728	38 449 \$	511 838	7,512	(2 472) \$	(17 702)	(0,2157)
5	\$ -	-	-	(23 560) \$	(313 625)	7,512	(23 560) \$	(313 625)	-
6	40 921 \$	529 540	-	14 890 \$	198 213	-	(26 031) \$	(331 328)	-
7	(17 267) \$	-	-	(6 384) \$	-	-	10 883 \$	-	-
8	23 654 \$	529 540	4,467	8 505 \$	198 213	4,291	(15 148) \$	(331 328)	(0,1758)
9	(18 959) \$	-	-	(32 733) \$	-	-	(13 773) \$	-	-
Sommaire de la présentation aux résultats selon pièce B-0050									
10	Variation d'inventaire								
11	- Solde de début valorisé au transport =ligne 3 Ligne 29								
12	- Solde de fin valorisé au transport Ligne 30								
13	- Variation d'inventaire non valorisé au transport Ligne 31								
14	17 062 \$ - Ligne 32								
15	- Ajustements d'inventaire au 1 ^{er} novembre =lignes 5+7 Ligne 44								

Tableau B				
Imputations au CFR-réévaluation d'inventaire de transport				
Références	DT 2017	Réel 2017	Écarts	
	(1)	(2)	(3)	
Contrepartie de la dévaluation d'inventaire imputée au CFR				
1 Total ajustements d'inventaire de l'exercice 2017 (à récupérer)	Tableau A, ligne 9	18 959 \$	32 733 \$	13 773 \$
Facturation				
2 Facturation (récupération) pour ajustements d'inventaire	B-0049, p.2, l.18 = B-0050, p.1, l.43	10 535 \$	23 044 \$	12 509 \$
3 Facturation (récupération) pour maintien des inventaires	B-0049, p.2, l.20	3 727 \$	3 727 \$	- \$
4 Facturation totale		14 262 \$	26 771 \$	12 509 \$

1. Au 1^{er} octobre 2016 :

Dévaluation des inventaires de transport suite au changement du tarif de transport zone Sud au 1^{er} octobre et en contrepartie, comptabilisation d'un montant à récupérer de la clientèle au CFR-réévaluation d'inventaires de transport au :

Réel : -2,789 M\$ ((7,512 ¢-8,051 ¢) X 517 372 10³m³) (Tableau A, colonne 4, l. 2)

Budget : -1,692 M\$ ((7,728 ¢-8,051 ¢) X 523 239 10³m³) (Tableau A, colonne 1, l. 2)

2. Au 1^{er} novembre 2016 :

Dévaluation des **inventaires de transport à Dawn** (valeur des inventaires de transport à Dawn remise à 0) et en contrepartie, comptabilisation d'un montant à récupérer de la clientèle au CFR-réévaluation d'inventaires de transport au :

Réel : -23,560 M\$ (volume en inventaire de 313 625 10³m³ X 7,512 ¢) (Tableau A, colonne 4, l. 5)

Budget : la remise à 0 de la valeur des inventaires de transport à Dawn n'a pas été prévue au budget (Tableau A, colonne 1, ligne 5)

3. Au 1^{er} novembre 2016 :

Dévaluation des **inventaires de transport en franchise** suite au changement du tarif de transport zone Sud, au 1^{er} novembre et en contrepartie, comptabilisation d'un montant à récupérer de la clientèle au CFR-réévaluation d'inventaires de transport au :

Réel : -6,384 M\$ ((4,291 ¢-7,512 ¢) X 198 213 10³m³) (Tableau A, colonne 4, ligne 7)

Budget : -17,267 M\$ ((4,4674 ¢-7,728 ¢) X 529 540 10³m³) (Tableau A, colonne 1, ligne 7)

Les lignes 10 à 15 du Tableau A présentent un sommaire de l'effet des dévaluations d'inventaire de transport sur la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2. Tel qu'expliqué précédemment, le coût de la variation des inventaires (écart entre la valeur des inventaires en début vs en fin d'exercice) est directement lié au déplacement à Dawn. Toutefois, le report des dévaluations d'inventaire du 1^{er} novembre 2016 de 29,944 M\$ au réel (colonne 4, ligne 15), présenté en réduction des coûts, a pour effet de neutraliser presque entièrement l'écart de la variation des inventaires de 31,367 M\$ (colonne 4, ligne 14). La même situation est observée au budget. Le report de la dévaluation d'inventaire du 1^{er} novembre 2016 de 17,267 M\$ (colonne 1, ligne 15) est présenté en réduction des coûts, ce qui neutralise presque entièrement l'écart de la variation des inventaires de 17,062 M\$ (colonne 1, ligne 14). Ainsi, du point de vue des écarts, la hausse du coût de la variation des inventaires de 14,305 M\$, présentée à la colonne 7, ligne 14, est neutralisée par le report des coûts au compte de réévaluation des inventaires de 12,677 M\$ de la colonne 7, ligne 15. Il est à noter, que le traitement comptable des dévaluations d'inventaires de transport, bien qu'importantes en 2017, correspond à celui appliqué lors des changements de tarif en cours d'exercice (pass-on). De plus, il importe de préciser que lors de l'élaboration du dossier tarifaire 2017, l'ajustement de la valeur des inventaires de transport découlant du déplacement à Dawn n'a pas été prévu. Toutefois, les résultats au réel tiennent compte de la logique selon laquelle la valeur du transport ne se concrétise qu'après l'acheminement de la molécule en franchise, et que conséquemment, les inventaires de molécule à Dawn ne sont plus valorisés pour le transport.

Finalement, tel qu'indiqué à la ligne 1 du Tableau B, les dévaluations d'inventaire de transport au cours de l'exercice 2017 totalisent 32,733 M\$ au réel (18,959 M\$ au dossier tarifaire), incluant celle du 1^{er} octobre 2016. La contrepartie qui en découle a été comptabilisée au CFR-réévaluation d'inventaires de transport, afin d'être intégrée dans le calcul du taux d'ajustement d'inventaire établi mensuellement. Ainsi au cours l'exercice, 23,044 M\$ (10,535 M\$ au dossier tarifaire) (Tableau B, ligne 2) ont été récupérés via la facturation des ajustements d'inventaire auxquels se sont ajoutés un montant de 3,727 M\$ (Tableau B, ligne 3) récupéré à titre de coût du maintien. Il est à noter qu'aucune marge brute n'est dégagée sur les revenus d'ajustements d'inventaire de transport. Ainsi, les revenus de facturation des ajustements d'inventaires de transport sont équivalents aux coûts. La hausse des ajustements d'inventaire facturés de 12,509 M\$ (Tableau B, colonne 3, ligne 2) est directement attribuable au fait que le total des dévaluations d'inventaire réelles a excédé le total prévu de 13,773 M\$ (Tableau B, colonne 3, ligne 1) et dans une moindre mesure, s'explique par la croissance des volumes de transport au cours de l'exercice 2017.

C) Réévaluations des inventaires de fourniture :

Les tableaux C et D présentent respectivement la réévaluation d'inventaires de fourniture projetée au dossier tarifaire et comptabilisée au réel et l'effet de leur contrepartie projetée ou comptabilisée au CFR-réévaluation d'inventaires de fourniture. Tel que mentionné précédemment, les inventaires de fourniture sont réévalués mensuellement. Pour des fins de simplification, et considérant l'importance relative du déplacement à Dawn, seul l'impact de la réévaluation du 1^{er} novembre est présenté.

	Dossier tarifaire			Réel			Écarts		
	Coût 000\$ (1)	Volumes 10 ³ m ³ (2)	Taux c/m ³ (3)	Coût 000\$ (4)	Volumes 10 ³ m ³ (5)	Taux c/m ³ (6)	Coût 000\$ (7)	Volumes 10 ³ m ³ (8)	Taux c/m ³ (9)
Inventaire au 1^{er} novembre 2016									
1 Inventaire valorisé au prix du gaz de réseau au 31 oct. 2016	31 326 \$	310 812	10,079	31 258 \$	312 483	10,003	(68) \$	1 671	(0,076)
2 Réévaluation liée au changement de taux au 1 ^{er} nov. 2016	11 894 \$	-		17 168 \$	-		5 274 \$	-	
3 Inventaire valorisé au prix du gaz de réseau au 1 ^{er} nov. 2016	43 220 \$	310 812	13,906	48 425 \$	312 483	15,497	5 205 \$	1 671	1,591
4 Réévaluation des inventaires de fourniture au 1 ^{er} nov. 2016 dont la contrepartie est imputée au CFR (l. 2)	11 894 \$			17 168 \$			5 274 \$		

Références	DT 2017	Réel 2017	Écarts
	(1)	(2)	(3)
Contrepartie de la réévaluation d'inventaire imputée au CFR			
1 Ajustement d'inventaire du 1 ^{er} nov. 2016 (à remettre)	(11 894) \$	(17 168) \$	(5 274) \$
Facturation			
2 Facturation (remise) pour ajustements d'inventaire	(5 516) \$	(12 950) \$	(7 434) \$
3 Facturation (récupération) pour maintien des inventaires	2 272 \$	2 272 \$	- \$
4 Facturation totale	(3 244) \$	(10 678) \$	(7 434) \$

1. Au 1^{er} novembre 2016 :

Réévaluation à la hausse des **inventaires de fourniture** suite à la hausse du prix du gaz de réseau, qui passe de Empress à Dawn au 1^{er} novembre et en contrepartie, comptabilisation d'un montant à remettre à la clientèle au CFR-réévaluation d'inventaires de fourniture au :

Réel : +17,168 M\$ ((15,497 ¢-10,003 ¢) X 312 483 10³m³) (Tableau C, colonne 4, ligne 2)

Budget : +11,894 M\$ ((13,906 ¢-10,079 ¢) X 310 812 10³m³) (Tableau C, colonne 1, ligne 2)

La hausse de la réévaluation des inventaires de fourniture au 1^{er} novembre de 5,274 M\$ (Tableau C, colonne 7, ligne 2) résulte principalement de la hausse du tarif de fourniture réel de 15,497 ¢/m³ par rapport à celui prévu au budget de 13,906 ¢/m³. La contrepartie qui en découle a été comptabilisée au CFR-réévaluation d'inventaires de fourniture, afin d'être intégrée dans le calcul du taux d'ajustement d'inventaire établi mensuellement. Ainsi au cours l'exercice, 12,950 M\$ (5,516 M\$ au dossier tarifaire) (Tableau D, ligne 2) ont été remis aux clients via la facturation des ajustements d'inventaire. Inversement un montant de 2,272 M\$ (Tableau D, ligne 3) a été récupéré à titre de coût du maintien des inventaires de fourniture. Il est à noter qu'aucune marge brute n'est dégagée sur les revenus d'ajustements d'inventaire de fourniture, le traitement étant le même que celui relié au transport. Les revenus de facturation des ajustements d'inventaires de fourniture sont donc équivalents aux coûts. La hausse des ajustements d'inventaire facturés de 7,434 M\$ (Tableau D, colonne 3, ligne 2) est directement attribuable au fait que la réévaluation des inventaires de fourniture au réel a excédé celle qui était prévue de 5,274 M\$ (Tableau D, colonne 3, ligne 1) et, dans une moindre mesure, s'explique par la hausse des volumes de fourniture au cours de l'exercice 2017.

24.3 Veuillez présenter les détails permettant d'établir les coûts et les volumes constatés au réel des éléments associés aux variations d'inventaires, tel que présenté aux lignes 29 à 31 de la référence (iii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 24.2.

24.4 Veuillez expliquer en quoi consistent les ajustements d'inventaires (coûts projetés et coûts réels) présentés aux lignes 43 et 44, à la page 1 de la référence (iii) et le cas échéant, réconcilier ces montants.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 24.2.

- 24.5 Veuillez indiquer ce que représentent les « *coûts des primes fixes et variables TCPL et VT1* » ainsi que les « *coûts de fuel TCPL et VT1* » fonctionnalisés au service de transport, tel que définis à la rubrique L13, à la page 10 de la référence (iii).

Réponse :

À la référence (iii), Énergir a utilisé une terminologie employée à l'interne plutôt que la terminologie couramment utilisée dans les communications avec la Régie.

La rubrique L13 pourrait donc également se lire ainsi :

« Coûts des primes fixes et variables du transport SH Parkway contracté avec TCPL et M12 contracté avec Union ainsi que les coûts de fuel associés à ces mêmes tronçons, fonctionnalisés au service de transport. »

Les informations relatives aux coûts des lignes 13 et 15 de la page 1 de la référence (iii) peuvent être retracées à la pièce B-0154, Énergir-9, Document 9 en additionnant les lettres E, F et G.

- 24.6 Veuillez indiquer ce que représentent les « *coûts des primes fixes et variables TCPL, VT1 et VT3* » ainsi que les « *coûts de fuel sur TCPL, VT1 et VT3* » fonctionnalisés au service d'équilibrage, tel que définis à la rubrique L9, à la page 13 de la référence (iii).

Réponse :

À la référence (iii), Énergir a utilisé une terminologie employée à l'interne plutôt que la terminologie couramment utilisée dans les communications avec la Régie.

La rubrique L9 pourrait donc également se lire ainsi :

« Coûts des primes fixes et variables du transport STS contracté avec TCPL ainsi que M12 et C1 contractés avec Union de même que les coûts de fuel et autres frais divers (overrun, pressure, etc.) associés à ces mêmes tronçons, fonctionnalisés au service d'équilibrage. »

Les informations relatives à ces coûts peuvent être retracées à la pièce B-0154, Énergir-9, Document 9 en additionnant les lettres I, M et N.

24.7 Veuillez indiquer ce que représentent les « *coûts des primes fixes et variables TCPL et VT1* » ainsi que les « *coûts de fuel TCPL et VT1* » fonctionnalisés au service d'équilibrage, tel que définis à la rubrique L11, à la page 13 de la référence (iii).

Réponse :

À la référence (iii), Énergir a utilisé une terminologie employée à l'interne plutôt que la terminologie couramment utilisée dans les communications avec la Régie.

La rubrique L11 pourrait donc également se lire ainsi :

« Coûts des primes fixes et variables du transport SH-Parkway contracté avec TCPL et M12 contracté avec Union de même que les coûts de fuel associés à ces mêmes tronçons, fonctionnalisés au service d'équilibrage. »

Les informations relatives à ces coûts peuvent être retracées à la pièce B-0154, Énergir-9, Document 9 en additionnant les lettres J, K et L.

- 25. Références :** (i) Pièce [B-0154](#);
(ii) R-3970-2016, pièce [B-0010](#), Annexe 3.

Préambule :

- (i) Contrats d’approvisionnement en transport au 30 septembre 2017.
(ii) Contrats d’approvisionnement en transport déposé au dossier tarifaire 2017, R-3970-2016.

Demandes :

- 25.1 Veuillez présenter au tableau de la référence (i), les informations relatives aux modalités de renouvellement ainsi que les notes des ententes contractuelles selon le format du tableau à la référence (ii).

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce révisée Énergir-9, Document 9.

- 25.2 Veuillez indiquer ce que représente la « Variation des frais reportés » présentée à la colonne 5 de la référence (i) et déposer les calculs permettant d’établir les montants présentés aux lignes 26, 32, 33, 44 et 47.

Réponse :

Le total de la colonne 3 de la référence (i), Énergir-9, Document 9 présente les coûts réels des primes fixes payées au cours de l’exercice pour les différents contrats de transport auprès de TCPL et Union Gas. Par contre, ces coûts ne sont pas nécessairement imputés directement aux services de transport et d’équilibrage de l’exercice en cours. En effet, certaines primes fixes encourues au cours des six derniers mois d’un exercice (du 1^{er} avril au 30 septembre) sont comptabilisées dans un compte de frais reportés pour être amorties au cours de l’exercice financier suivant. Il importe de préciser que cette méthode de report de certaines primes fixes est appliquée tant au réel qu’au budget, en conséquence elle n’entraîne pas d’impact sur les trop-perçus ou manques à gagner réalisés au terme d’un exercice financier.

Les montants présentés à la colonne 5 de la référence (i) représentent donc la variation entre le solde du début d’exercice et celui de la fin de l’exercice pour chaque compte de frais reportés.

Les tableaux suivants donnent le détail des calculs pour les lignes 26, 32, 33, 44 et 47 de la référence (i), Énergir-9, Document 9.

TABLEAU 1
STS Parkway (ligne 26)

Période	Capacité (Gj/j) (1)	Tarif (\$/Gj/Mo) (2)	Total (000\$) (3)	Coût T (000\$) (4)	Coût É (000\$) (5)	Variation des frais reportés (000\$) (6)
Primes payées au cours de l'exercice 2016 (avril à septembre)						
1 Avril 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	
2 Mai 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	
3 Juin 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	26 663 \$ solde CFR du 30/09/2016
4 Juillet 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	
5 Août 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	
6 Septembre 2016	216 174	20,55649 \$	4 444 \$	- \$	4 444 \$	
7				- \$	26 663 \$	
Primes payées au cours de l'exercice 2017 (avril à septembre)						
8 Avril 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	
9 Mai 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	
10 Juin 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	(26 987) \$ report des primes à 2018 = solde CFR au 30/09/2017
11 Juillet 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	
12 Août 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	
13 Septembre 2017	216 174	20,80672 \$	4 498 \$	- \$	4 498 \$	
20				- \$	26 987 \$	(325) \$

TABLEAU 2
Parkway EDA (ligne 32)

Période	Capacité (Gj/j) (1)	Tarif (\$/Gj/Mo) (2)	Total (000\$) (3)	Coût T (000\$) (4)	Coût É (000\$) (5)	Variation des frais reportés (000\$) (6)
Primes payées au cours de l'exercice 2016 (avril à septembre)						
1 Avril 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	
2 Mai 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	
3 Juin 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	8 017 \$ solde CFR du 30/09/2016
4 Juillet 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	
5 Août 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	
6 Septembre 2016	65 000	20,55649 \$	1 336 \$	1 154 \$	182 \$	
7				6 922 \$	1 095 \$	
Primes payées au cours de l'exercice 2017 (avril à septembre)						
8 Avril 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	
9 Mai 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	
10 Juin 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	(7 630) \$ ⁽¹⁾ report des primes à 2018 = solde CFR au 30/09/2017
11 Juillet 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	
12 Août 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	
13 Septembre 2017	447 648	20,80672 \$	9 314 \$	8 042 \$	1 272 \$	
14				48 254 \$	7 630 \$	387 \$

⁽¹⁾ À la suite du déplacement à Dawn en 2017, seule la portion de la prime fonctionnalisée à l'équilibrage est versée dans le CFR

TABLEAU 3
Parkway NDA (ligne 33)

Période	Capacité (Gj/j) (1)	Tarif (\$/Gj/Mo) (2)	Total (000\$) (3)	Coût T (000\$) (4)	Coût É (000\$) (5)	Variation des frais reportés (000\$) (6)
Primes payées au cours de l'exercice 2016 (avril à septembre)						
1 Avril 2016	0		- \$	- \$	- \$	
2 Mai 2016	0		- \$	- \$	- \$	
3 Juin 2016	0		- \$	- \$	- \$	
4 Juillet 2016	0		- \$	- \$	- \$	
5 Août 2016	0		- \$	- \$	- \$	
6 Septembre 2016	0		- \$	- \$	- \$	
7			- \$	- \$	- \$	
Primes payées au cours de l'exercice 2017 (avril à septembre)						
8 Avril 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	
9 Mai 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	
10 Juin 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	(216) \$
11 Juillet 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	
12 Août 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	
13 Septembre 2017	15 327	17,19800 \$	264 \$	228 \$	36 \$	
20				1 366 \$	216 \$	(216) \$

TABLEAU 4
M12 - Union (ligne 44)

Période	Capacité (Gj/j) (1)	Tarif (\$/Gj/Mo) (2)	Total (000\$) (3)	Coût T échoué (000\$) (4)	Coût T (000\$) (5)	Coût É (000\$) (6)	Variation des frais reportés (000\$) (7)
Primes payées au cours de l'exercice 2016 (avril à septembre)							
1 Avril 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
2 Mai 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
3 Juin 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	4 930 \$
4 Juillet 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
5 Août 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
6 Septembre 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
7			9 389 \$	4 459 \$	4 257 \$	673 \$	
Primes payées au cours de l'exercice 2017 (avril à septembre)							
8 Octobre 2016	542 784	2,88300 \$	1 565 \$	743 \$	709 \$	112 \$	
9 Novembre 2016	687 725	2,88300 \$	1 983 \$		1 164 \$	818 \$	
10 Décembre 2016	687 725	2,88300 \$	1 983 \$		1 164 \$	818 \$	
11 Janvier 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
12 Février 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
13 Mars 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
14 Avril 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
15 Mai 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
16 Juin 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	(5 794) \$
17 Juillet 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
18 Août 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
19 Septembre 2017	687 725	3,40200 \$	2 340 \$		1 374 \$	966 \$	
20			26 587 \$	743 \$	15 404 \$	10 440 \$	(864) \$

⁽¹⁾ À la suite du déplacement à Dawn en 2017, seule la portion de la prime fonctionnalisée à l'équilibrage est versée dans le CFR

TABLEAU 5
C1 - Union (ligne 47)

Période	Capacité (Gj/j) (1)	Tarif (\$/Gj/Mo) (2)	Total (000\$) (3)	Coût T (000\$) (4)	Coût É (000\$) (5)	Variation des frais reportés (000\$) (6)
Primes payées au cours de l'exercice 2016 (avril à septembre)						
1 Avril 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	
2 Mai 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	
3 Juin 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	431 \$ solde CFR du 30/09/2016
4 Juillet 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	
5 Août 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	
6 Septembre 2016	100 000	0,71900 \$	72 \$	- \$	72 \$	
7				- \$	431 \$	
Primes payées au cours de l'exercice 2017 (avril à septembre)						
8 Avril 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	
9 Mai 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	
10 Juin 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	(502) \$ report des primes à 2018 = solde CFR au 30/09/2017
11 Juillet 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	
12 Août 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	
13 Septembre 2017	100 000	0,83700 \$	84 \$	- \$	84 \$	
14				- \$	502 \$	(71) \$

- 26. Références :**
- (i) Pièce B-0156, tableau 1, p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0156](#), p. 4;
 - (iii) Pièce [B-0156](#), tableau 2, p. 5;
 - (iv) R-3970-2016, pièce [B-0010](#), p. 93;
 - (v) R-3970-2016, pièce [B-0183](#), réponse 10.1.

Préambule :

- (i) Tableau présentant les revenus projetés et ceux réalisés au cours de l'année se terminant au 30 septembre 2017, associés aux transactions opérationnelles.
- (ii) « *Les revenus reliés au service de fourniture découlant des ventes de fourniture à Dawn ont été considérés dans l'évaluation du prix du service de fourniture d'Énergir à travers le compte d'écart de coût cumulatif.* »
- (iii) Tableau présentant les transactions financières réalisées au cours de l'année se terminant au 30 septembre 2017.
- (iv) « *Il est à noter que Gaz Métro prévoit également effectuer des ventes de capacité de transport FTLH non utilisée de 290 10³m³/jour du 1er avril au 30 septembre 2017.* »
- (v) Analyse de rentabilité présentant les volumes et les coûts estimés du plan d'approvisionnement déposé au dossier tarifaire 2016-2017.

Demandes :

- 26.1 Veuillez présenter au tableau de la référence (i), les dates, les périodes effectives et le débit quotidien associés aux transactions opérationnelles effectuées au cours de l'année 2017.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'annexe Q-26.1 « Tableau des transactions opérationnelles du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 » de la présente pièce.

- 26.2 Veuillez déposer les revenus associés aux « *Ventes de fourniture à Dawn (portion transport)* », tel que présenté au tableau de la référence (i).

Réponse :

Depuis le 1^{er} novembre 2016, le calcul du prix de la fourniture étant établi à partir du point de référence à Dawn, la vente de gaz naturel réalisée à ce point de livraison est entièrement fonctionnalisée au service de fourniture. Conséquemment, la vente de fourniture à Dawn n'affecte pas le service de transport, ce qui explique qu'aucun montant n'ait été présenté à la référence (i).

26.3 Veuillez déposer les calculs permettant d'établir les montants considérés dans l'évaluation du prix du service de fourniture d'Énergir à travers le compte d'écart de coût cumulatif, tel que cité à la référence (ii).

Réponse :

Le détail de la fonctionnalisation des revenus est présenté au tableau ci-dessous. La vente de fourniture à Dawn a été réalisée au cours du mois de septembre 2017.

Volumes en 10 ³ m ³	Revenu unitaire en ¢/m ³ de la vente	Taux de la fourniture selon Wacog ¢/m ³ Sept-2017	Revenu total de la vente (000\$)	Réduction des inventaires de fourniture (000\$)	Compte d'écart de coût cumulatif (000\$)
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2)	(5) = (1) * (3)	(6) = (4) - (5)
2 375		13,110		311	

Notes:
 (1): Énergir-12, Document 2, Tableau 1
 (2): Taux unitaire négocié pour la vente de fourniture à Dawn
 (3): Document «Rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût de service de fourniture de gaz naturel et de système de plafonnement et d'échange de droits d'émission projeté - septembre 2017»
 (4): Revenus générés par la vente de fourniture à Dawn
 (5): Réduction des inventaires de fourniture
 (6): Somme à récupérer de la clientèle par le compte d'écart de coût cumulatif

26.4 Veuillez confirmer si Énergir a effectué au cours de la période du 1^{er} avril au 30 septembre 2017, les ventes de capacité de transport FTLH, tel que mentionné à la référence (iv), en plus des ventes de capacités FTLH associées aux contraintes opérationnelles chez Union Gas en octobre et novembre 2016. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme. Veuillez vous référer à la réponse à la question 26.1 pour le détail des transactions.

26.5 Veuillez mettre à jour l'analyse de rentabilité présentée à la référence (v) en présentant les volumes et les coûts du plan d'approvisionnement constatés en 2017, afin de refléter la stratégie d'approvisionnement appliquée ainsi que les transactions opérationnelles et financières effectuées au cours de l'année 2017.

Réponse :

L'analyse présentée à la référence (v) sert à l'exercice de la cause tarifaire pour faire une estimation des coûts prévus entre des scénarios d'approvisionnement.

Cette analyse produite en réponse à une question de la Régie présente spécifiquement trois scénarios : un plan d'approvisionnement tel que déposé, un plan alternatif de vente d'outils de transport et un plan où aucune vente d'outils excédentaires n'est réalisée; respectivement les colonnes 1, 2 et 4 de la référence (v).

Selon la compréhension d'Énergir, la mise à jour complète de l'analyse en référence requiert donc de présenter les trois plans suivants : le plan d'approvisionnement tel qu'approuvé par la Régie, le plan d'approvisionnement tel que constaté au réel et des plans d'approvisionnement alternatifs avec ou sans vente d'outils, tels qu'ils auraient été constatés au réel.

En ce qui concerne les plans alternatifs de vente d'outils de transport ou sans la vente d'outils de transport, en lien avec la référence (v), il n'est pas possible pour Énergir de les produire. Pour pouvoir rendre ces derniers comparables aux résultats réels de 2017, il faudrait être en mesure de réévaluer toutes les décisions d'opération prises par Énergir au cours de l'année 2017 afin de décider, *a posteriori*, des choix d'approvisionnement les plus optimaux compte tenu de portefeuilles d'outils différents. Par exemple, des opportunités d'optimisation différentes auraient pu se produire sur une base quotidienne et pour les évaluer aujourd'hui, il faudrait reconstituer toutes les informations qu'Énergir aurait eues à sa disposition à ce moment-là comme la valeur au marché des outils, de la fourniture, de l'entreposage et des diversions.

Pour ce qui est de l'autre partie de ce que couvre l'analyse en référence, c'est-à-dire la comparaison entre le plan d'approvisionnement approuvé par la Régie et le plan d'approvisionnement réellement constaté, la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2 présente cet exact exercice. De fait, cette pièce permet à la Régie d'obtenir le reflet de la stratégie d'approvisionnement appliquée ainsi que les transactions opérationnelles et financières effectuées au cours de l'année 2017.

- 27. Références :**
- (i) Pièce [B-0156](#), p. 9;
 - (ii) Pièce [B-0156](#), Graphique 1, p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0156](#), Annexe 2.

Préambule :

(i) « Énergir est tenue opérationnellement indemne puisque le retrait du gaz par les tiers est à la discrétion d'Énergir. De plus, Énergir a réduit ses coûts de retrait puisque les injections par les tiers permettent de réduire le retrait et donc le gaz de compression requis. Il en est de même lors des journées d'injection où, sauf pour trois journées en juillet 2017, les retraits par les tiers ont fait réduire les injections d'Énergir. Cela a ainsi permis à Énergir d'économiser sur les coûts de gaz de compression pour un total de 18 833 \$, en sus du 46 296 \$ mentionné ci-dessus. » [nous soulignons]

(ii) Graphique présentant l'inventaire du site d'entreposage Union Gas avec prêts d'espace.

(iii) Analyse détaillée sur les prêts d'espace pour l'exercice 2017.

Demandes :

27.1 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles Énergir a autorisé les retraits lors des trois journées en juillet 2017 par les tiers considérant que ces retraits ont fait réduire les injections d'Énergir et qu'Énergir avait la discrétion sur les retraits du gaz par les tiers, tel que mentionné à la référence (i).

Veuillez élaborer en quoi les clients d'Énergir ont été tenus indemnes financièrement et opérationnellement des retraits par les tiers ayant fait réduire les injections d'Énergir lors des trois journées en juillet 2017.

Réponse :

À titre de précision, comme le montre l'annexe 2 de la pièce révisée Énergir-12, Document 2, lors de 2 des 3 journées sous étude (13 et 24 juillet 2017), Énergir a dû effectuer des retraits pour satisfaire des besoins opérationnels. Elle n'était donc pas en situation d'injection. Lors de la 3^e journée (25 juillet 2017), Énergir devait injecter un volume moins grand que celui que le tiers souhaitait retirer.

Ceci dit, Énergir a autorisé ces retraits car ils étaient sans coût pour la clientèle tout en étant opérationnellement faisables. En effet, les coûts des retraits de chacune de ces journées sont simplement des coûts qu'Énergir, en l'absence d'une entente d'optimisation, aurait encourus au moment où elle a accepté l'injection par le tiers plus tôt durant l'hiver. L'effet de l'entente d'optimisation est de reporter le déboursé de ces coûts, sans en faire encourir des nouveaux par la clientèle. D'ailleurs, historiquement, les retraits par les tiers étaient effectués en hiver, moment auquel Énergir était aussi en situation de retrait pour répondre à la demande de la

clientèle. Ces coûts de retrait étaient donc aussi présents par le passé et étaient payés par la clientèle. Ceci ne vient d'aucune façon diminuer l'avantage financier procuré à la clientèle qui découle de l'entente d'optimisation et qui consiste essentiellement dans le partage du différentiel de la valeur de la molécule entre le moment où le gaz naturel est injecté et le moment où il est retiré.

De fait, Énergir a même géré l'entente d'optimisation de façon à générer un avantage pécuniaire additionnel en tirant profit d'un contexte opérationnel favorable. En effet, en reportant les retraits du tiers à une période où Énergir est normalement en période d'injection, Énergir a été en mesure de sauver, pour 28 des 31 journées de juillet, les coûts de retrait que la clientèle aurait normalement dû assumer si le tiers n'avait pas injecté du gaz naturel durant l'hiver et les coût d'injection si le tiers n'avait pas retiré du gaz naturel en juillet. Au bout du compte, en agissant comme elle l'a fait, Énergir a généré une réduction des coûts de retrait et d'injection de 3 215 \$ (28 10³m³) en juillet et de 18 833 \$ (131 10³m³) durant l'année 2016-2017. Ces réductions s'ajoutent au 42 696 \$ de revenus générés avec l'entente d'optimisation.

Veillez vous référer à la pièce révisée Énergir-12, Document 2, annexe 2, à la nouvelle colonne (16) ainsi qu'à la colonne (17) lesquelles représentent les variations des besoins en gaz de compression volumétriques (10³m³) et monétaires (\$).

- 27.2 Veuillez indiquer au tableau de la référence (iii), les dates pour trois journées en juillet 2017, tel que cité à la référence (i), lors de laquelle les retraits par les tiers ont fait réduire les injections d'Énergir.

Le cas échéant, veuillez présenter les calculs permettant d'établir les coûts pour Énergir associés au fait de réduire ses injections pour les trois journées dont il est question ainsi que les mouvements d'injections et/ou retraits initialement prévus par Énergir pour ces trois journées respectivement.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 27.1.

- 27.3 Veuillez expliquer les actions qu'Énergir a apportées, notamment dans sa gestion du plan d'approvisionnement et de ses sites d'entreposage, lors des trois journées dont les retraits par les tiers ont fait réduire les injections au site d'entreposage chez Union Gas.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 27.1.

27.4 Veuillez mettre à jour le graphique de la référence (ii) afin d'identifier les axes « x » et « y ».

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce révisée Énergir-12, Document 2.

27.5 Veuillez indiquer et présenter les calculs permettant d'établir les niveaux d'inventaire quotidien à Union Gas, tel que présenté à la référence (iii).

Veuillez présenter votre réponse, en prenant à titre d'exemple la date du 2 mars 2017. Le cas échéant, veuillez commenter sur les différences constatées au niveau d'inventaires chez Union Gas au tableau de la référence (iii).

Réponse :

Pour établir les niveaux d'inventaire quotidien chez Union Gas, il faut considérer les mouvements réels. En retrait, le gaz de compression est pris à même l'inventaire. Il vient donc réduire l'inventaire disponible au même titre que la quantité retirée. En injection, le gaz de compression est pris à même la quantité à injecter et vient réduire la quantité totale injectée. Elle ne doit donc pas être soustraite de l'inventaire.

Veuillez vous référer à la pièce révisée Énergir-12, Document 2, annexe 2, avec l'ajout de colonnes avant prêt d'espace (colonnes (3) et (4)) ainsi qu'après prêt d'espace (colonnes (13) et (14)) pour le gaz de compression. La colonne (15) permet de concilier le niveau d'inventaire au quotidien.

Par exemple, pour la journée du 2 mars 2017, le calcul est le suivant:

Solde du 1 ^{er} mars 2017 :	73 973
Moins – Retrait net :	4 551
Injection par les tiers: 3 827	
Retrait pour daQ : 8 378	
Moins – Gaz de compression au retrait :	27
Solde du 2 mars 2017 :	69 395

28. Références : (i) Pièce [B-0079](#), p. 3;
(ii) Pièce [B-0079](#), p. 3.

Préambule :

(i) Tableau présentant les transactions conclues avec les sociétés apparentées du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017 - Achats de gaz naturel moins d'un an.

(ii) À la note de bas de page no 1, il est indiqué :

« Le prix de l'indice de référence est à titre indicatif seulement, toutes les transactions ont été effectuées selon un prix fixe et non basé sur un indice. »

Demande :

28.1 Veuillez indiquer le nom de l'indice de référence pour chacun des points de réception présentés au tableau de la référence (i).

Le cas échéant, veuillez présenter au tableau de la référence (i), le prix basé sur l'indice de référence selon la date de transaction pour chaque transaction conclue avec les sociétés apparentées au cours de l'année 2017.

Réponse :

Pour le nom de l'indice de référence, veuillez vous référer à la pièce révisée Énergir-12, Document 10, annexe 1.

Énergir n'a conclu aucune transaction avec les sociétés apparentées selon un prix basé sur un indice de référence au cours de l'année 2017.

VENTES DE GNL

La Régie constate des périodes de facturation et plusieurs hypothèses considérées à la tarification du client GM GNL au cours de l'année 2017. Elle désire obtenir des clarifications à cet égard et examiner la conformité de la répartition des coûts d'utilisation entre la daQ et le client GM GNL (pour les liquéfacteurs 1 et 2) par l'entremise des demandes de renseignement aux sections 29 et 30.

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0054](#);
 - (ii) Pièce [B-0054](#), p. 1;
 - (iii) Pièce [B-0056](#), p. 3.

Préambule :

- (i) Rapport de suivi de l'utilisation de marché pour le gaz naturel au Québec.
- (ii) En notes de bas de page, il est indiqué :

« (1) Le client GNL est facturé tout au long de l'année selon le taux de transport de la zone sud officiellement en vigueur.

(2) Le client GNL est facturé tout au long de l'année selon le prix mensuel de la fourniture de gaz naturel officiellement en vigueur.

(3) Le client GNL est facturé tout au long de l'année selon le prix réel du SPEDE officiellement en vigueur. »

(iii) « Lors de la Cause tarifaire 2017 (R-3970-2016), il a été expliqué à la pièce B-0073, Gaz Métro-8, Document 18, page 3, que :

« À l'automne 2016, des travaux seront exécutés afin d'ajouter un nouveau liquéfacteur à l'usine LSR. Conformément à la décision D-2014-032, ce second liquéfacteur constitue un actif non réglementé et son exploitant est assujéti à l'ensemble des Conditions de service et Tarif [d'Énergir, s.e.c.] (« [Énergir] »).

Au cours de la première année d'exploitation du second liquéfacteur, son exploitant, le client GM GNL, prévoit avoir recours au liquéfacteur existant de façon à assurer sa période de rodage et de démarrage. Par conséquent, les méthodes utilisées actuellement par [Énergir] pour établir les coûts à soustraire de son revenu requis associés à l'utilisation du liquéfacteur existant par le client GM GNL, seront maintenues durant la période de l'année où ce dernier effectuera le rodage et le démarrage du second liquéfacteur. »

Dans les faits, le liquéfacteur 2 est entré en fonction en avril 2017, bien que quelques tests aient été effectués à partir du mois de février 2017. Ainsi, les méthodes permettant d'établir les coûts associés à l'utilisation du liquéfacteur 1 ont été maintenues pour les volumes consommés jusqu'à

cette date. Par la suite, les grilles tarifaires applicables ont été utilisées afin de facturer GM GNL, au même titre qu'un autre client. » [nous soulignons]

Demandes :

29.1 Veuillez indiquer la période de facturation (date de début et date de fin) du rapport de suivi de l'utilisation de marché pour le gaz naturel au Québec, tel que présenté à la référence (i).

Veuillez élaborer votre réponse en considération des citations aux références (ii) et (iii).

Réponse :

Le rapport de suivi de l'utilisation de marché pour le gaz naturel au Québec présente le volume de GNL retiré par le client GM GNL provenant du liquéfacteur 1, puisque la vente de GNL à un tiers est une activité non réglementée (D-2010-057) ainsi que la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et le client GM GNL.

En ce qui a trait aux informations relatives à la vente de GNL, il importe de préciser que le client GM GNL a retiré des volumes de GNL provenant du liquéfacteur 1, du 1^{er} octobre 2016 au 23 avril 2017 inclusivement. Ainsi, la facturation de la partie variable (coûts des services) couvre uniquement cette période.

En ce qui a trait aux informations relatives à la répartition des coûts, le client GM GNL a utilisé l'usine LSR toute l'année. Ainsi, le client GM GNL a été facturé pour la partie fixe (coût d'utilisation de l'usine LSR) du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017.

Par ailleurs, à partir du moment de la mise en service du second liquéfacteur, lequel est exploité par l'activité non réglementée, le client GM GNL est désormais assujéti aux *Conditions de service et Tarif* d'Énergir, tel qu'énoncé dans la décision D-2014-032. Ainsi, ces volumes de gaz naturel consommé par le client ne sont pas présentés dans le rapport de suivi ainsi qu'en réduction du revenu requis puisqu'ils sont intégrés à même les revenus des différents services présentés à la pièce B-0049, Énergir-9, Document 1.

Il est à noter que les revenus générés par le client GM GNL pour les services de distribution, transport, équilibrage associés spécifiquement aux volumes de vente de GNL provenant du liquéfacteur 1, ainsi que ceux associés à l'utilisation de l'usine LSR sont présentés en réduction du revenu requis réel et budgété (B-0046, Énergir-8, Document 1, pages 4 et 5), conformément à la décision D-2010-057.

29.2 En référence à (iii), veuillez présenter les paliers tarifaires et les volumes de consommation associés à l'utilisation du liquéfacteur 1 pour les volumes consommés jusqu'à ce que le liquéfacteur 2 entre en fonction (période d'octobre 2016 à avril 2017) ainsi que les paliers tarifaires et les volumes considérés par la suite afin de facturer GM GNL, au même titre qu'un

autre client (notamment, pour la période de rodage de février et mars 2017 et pour la période avril 2017 à septembre 2017).

Le cas échéant, veuillez mettre à jour le rapport de la référence (i) pour la période d'octobre 2016 à avril 2017 et également, présenter les données (tarifs, volumes et coûts facturés) associé à la facturation du client GM GNL pour la période d'avril à septembre 2017. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le tableau suivant présente les paliers tarifaires et les volumes de consommation du client GM GNL associés aux liquéfacteurs 1 et 2 pour chacun des mois de l'année financière 2016-2017.

	Liquéfacteur 1		Liquéfacteur 2	
	Paliers	Volumes (10 ³ m ³)	Paliers	Volumes (10 ³ m ³)
oct-16	D _{5.8} volet A	4 680		0
nov-16	D _{5.8} volet A	3 497		0
déc-16	D _{5.8} volet A	2 843		0
janv-17	D _{5.8} volet A	2 598		0
févr-17	D _{5.8} volet A	2 682	■	■
mars-17	D _{5.8} volet A	3 302	■	■
avr-17	D _{5.8} volet A	5 952	■	■
mai-17		0	■	■
juin-17		0	■	■
juil-17		0	■	■
août-17		0	■	■
sept-17		0	■	■
Total		25 554		■

Pour la période d'octobre 2016 à avril 2017, le palier tarifaire (D_{5.8} volet A) a été déterminé au moyen du volume réel de liquéfaction du liquéfacteur 1 de l'usine LSR pour les douze mois allant d'octobre 2016 à septembre 2017, en respect de la décision D-2010-144. Dans cette décision, la Régie établissait les règles d'établissement des coûts d'équilibrage et de distribution associés à l'activité de vente de GNL. Elle stipulait alors que les coûts unitaires moyens pour les deux services devaient être établis à partir du profil d'utilisation total de l'usine LSR.

« [204] *Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service. Cependant, comme il n'est pas possible de faire la distinction dans l'alimentation de l'usine LSR entre le gaz naturel qui est utilisé pour l'activité GNL et celui pour l'approvisionnement des clients réguliers du distributeur, la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.*

[...]

[207] *La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. [...]* »

(Énergir souligne)

Un profil de consommation est déterminé à partir d'une consommation annuelle. Pour respecter la décision de la Régie, 12 mois de consommation doivent donc être considérés. De plus, la gestion optimale de l'usine LSR se fait sur un horizon de 12 mois : le moment où GM GNL a besoin de gaz naturel liquéfié (retraits par chargement) et celui où la liquéfaction se fait n'est pas le même. Le palier tarifaire a donc été déterminé à partir du profil réel de la dernière année du liquéfacteur 1. Le coût unitaire moyen attribuable à ce palier tarifaire a

ensuite été déterminé au moyen de la dernière étude d'allocation des coûts approuvée¹⁵, et il a été appliqué aux volumes de consommation du client GM GNL pour la période allant d'octobre 2016 à avril 2017, soit 25 554 10³m³.

Énergir aimerait d'ailleurs rappeler que lors de la première année d'activité de GMST (maintenant remplacée par GM GNL), soit lors de l'année financière 2010-2011, les ventes de GNL n'avaient débuté qu'en mars 2011. Le profil de consommation annuel de l'ensemble de l'usine LSR pour les 12 mois de l'année financière avait tout de même été utilisé pour établir le coût de distribution associé à GMST et non seulement une portion de l'année.

Il est à noter qu'il n'y a pas lieu de mettre à jour la pièce en référence (i).

- 29.3 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles Énergir a adapté la tarification appliquée au client GM GNL au cours de l'année 2017, notamment à ce qui avait été prévu lors du dossier tarifaire 2017, tel que mentionné à la référence (iii).

Veuillez élaborer sur la conformité de la tarification appliquée pour l'année 2017 au client GM GNL quant aux activités des liquéficateurs 1 et 2, eu égard aux décisions rendues par la Régie et des principes afférents relatifs au calcul des coûts de l'usine LSR.

Réponse :

Énergir n'a pas adapté la tarification appliquée au client GM GNL.

Pour la facturation de GM GNL reliée à l'utilisation du liquéfacteur 1, soit jusqu'en avril 2017, les prix appliqués respectaient l'approche décrite à la réponse 29.2 et étaient conformes à la décision D-2010-144.

Avec la mise en fonction du liquéfacteur 2, GM GNL est devenue cliente d'Énergir et les modalités des *Conditions de service et Tarif* sont alors devenues applicables. Ainsi, seuls le mois d'entrée en fonction du liquéfacteur 2 ainsi que le tarif auquel le client a été assujéti suite à cette mise en fonction ont été mis à jour après la Cause tarifaire 2017 afin de refléter la réalité de l'année 2016-2017.

Les décisions rendues par la Régie ont été respectées. Veuillez vous référer à ce sujet à la réponse à la question 29.2.

¹⁵ Énergir-9, Document 7, p. 4.

- 30. Références :**
- (i) Pièce [B-0056](#), Section 1, p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0056](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0056](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0056](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0056](#), p. 6 et 7;
 - (vi) Pièce [B-0056](#), p. 7.

Préambule :

(i) Énergir présente les coûts réellement encourus par le client GM GNL pour les mois d'octobre 2016 à avril 2017.

(ii) *« Des tests de gaz naturel ont été effectués en février et mars 2017. Le service de distribution D1 a été appliqué pour ces deux mois. Le tarif D4 est pour sa part entré en vigueur en avril 2017 lorsque le train de liquéfaction 2 a été mis en service.*

Un contrat supplémentaire a ensuite été signé avec GM GNL au tarif D5, en plus du contrat déjà en vigueur. Le volume consommé a donc été facturé en combinaison de service D4-D5 à compter du mois de mai 2017. » [nous soulignons]

(iii) *« Bien que les activités du client au train de liquéfaction 2 aient débuté en avril 2017, Énergir a pu extrapoler le profil de GM GNL pour les mois précédents en analysant les volumes retirés et la réservation d'espace du client au train de liquéfaction 1. Cela a permis d'avoir 12 mois d'historique du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017. »*

(iv) *« Le calcul d'un prix d'équilibrage a donc été réalisé, basé sur le profil d'utilisation du liquéfacteur 1 par le client GM GNL pour la période allant d'octobre 2016 à avril 2017 et sur le profil d'utilisation projeté du liquéfacteur 2 pour la période d'avril 2017 à septembre 2017. Le prix d'équilibrage ainsi obtenu était de -0,39 ¢/m³. » [nous soulignons]*

(v) *« Un règlement financier a été calculé au 30 septembre 2017 afin de tenir compte du profil réel du client pour la période d'avril à septembre 2017. Les résultats finaux ont permis d'obtenir un prix de -0,355 ¢/m³ pour les volumes assujettis au tarif D4 et de -1,561 ¢/m³ pour les volumes assujettis au tarif D5, soit un prix pondéré de -0,670 ¢/m³. Un solde créditeur de -0,117 ¢/m³ a donc été appliqué sur les volumes consommés par le client. » [note de bas de page omise]*

(vi) À la note de bas de page, il est indiqué :

« Il est à noter que le calcul d'un prix d'équilibrage à partir d'un profil global considérant la totalité des volumes D4 et D5 aurait résulté en un prix de -1,187 ¢/m³. »

Demandes :

30.1 Veuillez confirmer les volumes retirés par le client GM GNL pour la période du 1^{er} octobre 2016 à avril 2017 aux fins d'établissement des paliers tarifaires des services

de distribution et d'équilibrage, afin de refléter la période couverte à la section 1, tel que présenté à la référence (i). Sinon, veuillez expliquer.

Veuillez indiquer notamment les raisons pour lesquelles Énergir a retenu dans les explications de la section 1, une période allant du 1^{er} octobre 2016 jusqu'au 30 septembre 2017.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 29.2.

30.2 Veuillez déposer les détails et les hypothèses permettant d'extrapoler le profil de GM GNL pour les mois précédents et établir les 12 mois d'historique du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017, tel que mentionné à la référence (iii).

Réponse :

Pour la période allant d'octobre 2016 à avril 2017, un profil de consommation a été recréé en tenant compte de l'entrepasage réservé à l'usine LSR par GM GNL (7,3 Mm³) et du cyclage du liquéfacteur pour répondre aux besoins en chargement pendant la période d'hiver.

À partir d'avril 2017, les volumes projetés pour le liquéfacteur 2 (lors de l'établissement du prix d'équilibrage en avril 2017) ou les volumes réels (lors du calcul du règlement financier en fin d'année) ont été utilisés. Les tableaux suivants présentent les profils extrapolés en avril 2017 et en fin d'année.

Il est à noter que le profil projeté sur la période d'octobre 2016 à avril 2017 est différent des données d'utilisation de l'usine LSR présentées à la pièce Énergir-9, Document 8. Les motifs de cette divergence sont les suivants :

- Tel que mentionné à la note 2 de la pièce Énergir-9, Document 8 la gestion des injections au train n° 1 est effectuée globalement. Ainsi, la répartition de l'injection entre la daQ et GM GNL n'est pas disponible. Pour présenter l'utilisation quotidienne à l'usine LSR par élément au rapport annuel, une estimation de répartition a été effectuée pour scinder les injections effectuées avec le train n° 1 entre la daQ et GM GNL; la daQ injectant sur les derniers jours de novembre. L'hypothèse d'un niveau d'inventaire nul pour GM GNL au 1^{er} octobre 2017 a également été considérée.

Dans la projection du profil de liquéfaction par GM GNL pour fins d'établissement des tarifs, l'inventaire au 1^{er} octobre 2017 a été estimé à 3,2 Mm³ et l'hypothèse de combler le niveau au maximum réservé dès le mois d'octobre entraîne un profil de liquéfaction différent.

- Au niveau de la répartition mensuelle des retraits de GM GNL, la différence découle de l'utilisation des retraits réellement facturés au client dans la pièce Énergir-9,

Document 8 alors que le profil projeté a été établi en utilisant les chargements avant ajustement.

Lors de la facturation, des ajustements se présentent (par exemple des retours de chargement) qui ont pour effet de déplacer les valeurs entre les mois.

Évaluation du prix d'équilibrage en avril 2017

	Inventaire début	Liquéfaction	Retrait GM GNL	Inventaire fin	Volume = Profil de liquéfaction
	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³
Octobre					
Novembre					
Décembre					
Janvier					
Février					
Mars					
Avril *					
Mai					
Juin					
Juillet					
Août					
Septembre					
Total					
Moyenne annuelle (A)					
Moyenne hiver (H)					
Pointe (P)					
Prix d'équilibrage - D4 (¢/m³)					-0,39

(1) Le volume de liquéfaction projeté pour avril inclut une projection de retrait par chargement en plus de la liquéfaction pour rebâtir l'inventaire.

Évaluation du prix d'équilibrage au 30 septembre 2017

	Inventaire début	Liquéfaction	Retrait GM GNL	Inventaire fin	Volume = Profil de liquéfaction	D4	D5
	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³	m ³
Octobre							
Novembre							
Décembre							
Janvier							
Février							
Mars							
Avril ⁽¹⁾							
Mai							
Juin							
Juillet							
Août							
Septembre							
Total							
Moyenne annuelle (A)							
Moyenne hiver (H)							
Pointe (P)							
Prix d'équilibrage par tarif (¢/m ³)					-1,187	-0,355	-1,561
Prix d'équilibrage combiné pondéré par les volumes (¢/m³)					-0,67		

(1) Au volume gazeux consommé en avril, un volume additionnel représentant des retraits par chargement a été ajouté pour refléter le besoin complet.

30.3 Veuillez déposer les détails et les hypothèses aux fins d'établissement du prix d'équilibrage à $-0,39 \text{ ¢/m}^3$, tel qu'indiqué à la référence (iv).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 30.2.

30.4 Veuillez élaborer en quoi consiste le règlement financier dont il est question à la citation de la référence (v).

Réponse :

Tel qu'expliqué aux lignes 14 à 16 de la page 6 de la pièce B-0056, Énergir-9, Document 7, le fait de pouvoir extrapoler un profil complet rend possible l'utilisation de l'article 13.1.2.5 *Règlement du service d'équilibrage des Conditions de service et Tarif*. C'est de ce règlement dont il est question à la référence (v).

30.5 Veuillez déposer les détails et les hypothèses permettant d'établir les résultats finaux afin d'obtenir un prix de $-0,355 \text{ ¢/m}^3$ pour les volumes assujettis au tarif D4 et de $-1,561 \text{ ¢/m}^3$ pour les volumes assujettis au tarif D5, et ainsi, un prix pondéré de $-0,670 \text{ ¢/m}^3$, tel que mentionné à la référence (v).

Également, veuillez déposer les détails permettant à Énergir d'établir le solde créditeur de $-0,117 \text{ ¢/m}^3$ appliqué sur les volumes consommés par le client.

Réponse :

Pour l'établissement des prix de $-0,355 \text{ ¢/m}^3$, $-1,561 \text{ ¢/m}^3$ et $-0,670 \text{ ¢/m}^3$, veuillez vous référer à la réponse à la question 30.2.

Concernant le solde créditeur de $-0,117 \text{ ¢/m}^3$, une erreur s'est glissée dans la preuve originale. En effet, le règlement en fin d'année est calculé à partir de la différence entre :

- a) le prix d'équilibrage qui aurait dû être facturé au client considérant les volumes réels de consommation pour les mois d'avril à septembre 2017 relatifs au liquéfacteur 2 ($-0,67 \text{ ¢/m}^3$) ; et
- b) le prix d'équilibrage réellement facturé au client pour ces mêmes mois ($-0,39 \text{ ¢/m}^3$).

Le solde créditeur est donc de $-0,28 \text{ ¢/m}^3$ et non de $-0,117 \text{ ¢/m}^3$.

À cet effet, Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-9, Document 7.

30.6 Veuillez présenter les détails et les volumes permettant d'établir le calcul d'un prix d'équilibrage selon un profil global considérant la totalité des volumes D4 et D5, soit le prix de -1,187 ¢/m³, tel que mentionné à la référence (vi). Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 30.2.

- 31. Références :**
- (i) Pièce [B-0058](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0058](#), p. 9;
 - (iii) Pièce [B-0058](#), p. 9.
 - (iv) Pièce [B-0054](#), p. 2.

Préambule :

(i) Tableau de l'utilisation quotidienne de l'usine LSR pour l'année 2016-2017.

(ii) En notes de bas de page, il est indiqué :

« (1) Les inventaires négatifs de GM GNL correspondent à des emprunts de gaz naturel liquéfié à l'inventaire de la daQ. L'inventaire physique de LSR est alors attribué en totalité à la daQ ».

(iii) En notes de bas de page, il est indiqué :

« (4) L'évaporation est appliquée en réduction de l'inventaire de la daQ, étant un retour de gaz naturel dans le réseau ».

(iv) Tableau 3 : Répartition des coûts de l'usine LSR par élément.

Demandes :

31.1 Veuillez démontrer et illustrer à l'aide d'un exemple présenté au tableau de la référence (i) comment les emprunts de gaz naturel liquéfié à l'inventaire de la daQ sont retournés ou remboursés à cette dernière, tel que cité à la référence (ii).

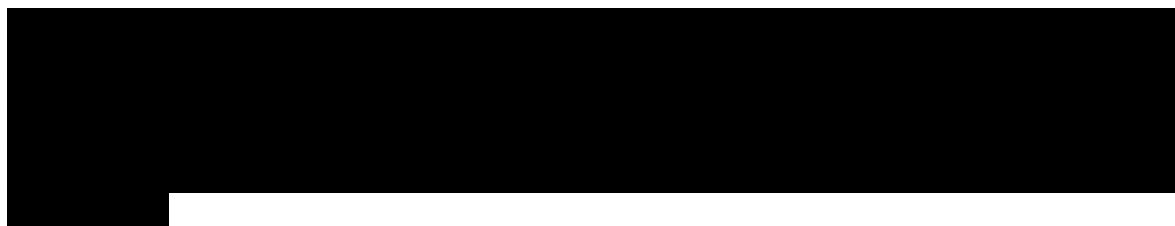
Réponse :

Des erreurs dans la répartition des inventaires entre la daQ et GM GNL ont été relevées pour certaines journées. Énergir dépose donc une version révisée de la pièce Énergir-9, Document 8. Veuillez vous référer à la version confidentielle de la pièce Énergir-9, Document 8 révisée afin d'établir comment les emprunts de gaz naturel liquéfié sont retournés à la daQ et pour retracer les données de l'exemple ci-dessous.

Si l'inventaire de GM GNL associé à l'utilisation du liquéfacteur 1 (colonne 4) a une valeur négative, les injections totales du train 1 (nettes de ventes de GNL issues du train 1) viennent augmenter l'inventaire de la daQ, jusqu'à concurrence du volume en emprunt.

Si l'inventaire de GM GNL associé à l'utilisation du liquéfacteur 2 (colonne 5) a une valeur négative, les injections du train 2 (nettes des ventes de GNL issues du train 2) viennent augmenter l'inventaire de la daQ, jusqu'à concurrence du volume en emprunt.

Exemple : journée du 27 juillet 2017



		Réf. Colonne
Variation de l'inventaire de la daQ		
Inventaire au début	25 244	3
Injections – Train 1	210	7
Ventes de GNL – Train 1	0	14
Injections – Train 2		8
Ventes de GNL – Train 2		15
Évaporation – total	(39)	12
Inventaire à la fin	25 554	18
Solde d'emprunt d'inventaire GM GNL associé à l'utilisation du train 1		
Solde d'emprunt d'inventaire au début	(2 005)	4
Injections – Train 1	210	7
Ventes de GNL – Train 1	0	14
Solde d'emprunt d'inventaire à la fin	(1 795)	19
Solde d'emprunt d'inventaire GM GNL associé à l'utilisation du train 2		
Solde d'emprunt d'inventaire au début		5
Injections – Train 2		8
Ventes de GNL – Train 2		15
Solde d'emprunt d'inventaire à la fin		20

31.2 Veuillez indiquer si dans le cadre d'emprunts de gaz naturel liquéfié, la daQ est compensée par un règlement en inventaire physique ou par un règlement financier.

Le cas échéant, veuillez indiquer et concilier les emprunts de gaz naturel liquéfié à l'inventaire de la daQ au tableau de la référence (iv). Veuillez élaborer.

Réponse :

Dans le cas d'emprunts de gaz naturel liquéfié, la daQ est compensée par un règlement en inventaire physique.

GM GNL paie sa part des coûts d'utilisation relative à la liquéfaction de ses volumes par le train 1 ou par le train 2, conformément aux différentes décisions émises par la Régie à ce sujet, et tel que reflété à la page 2 de la pièce B-0054, Énergir-9, Document 5.

31.3 Veuillez élaborer et expliquer à l'aide d'un exemple chiffré, comment est établie l'évaporation appliquée en réduction de l'inventaire de la daQ, tel que mentionné à la référence (iii).

Réponse :

L'évaporation appliquée en réduction de l'inventaire de la daQ correspond à la valeur résiduelle obtenue en appliquant la formule suivante : la variation entre les inventaires de fin et de début (fin moins début), augmentée des retraits (trains 1 et 2) et de la regazéification et diminuée des retraits de ventes de GNL relatifs aux trains 1 et 2, tel qu'illustré dans le tableau suivant.

	03-oct-16	Réf. colonne ¹
Inventaire fin - Total		17
(-) Injection - Total		9
(+) Regazéification	0	13
(+) Retrait (trains 1 et 2)		14 + 15
(-) Inventaire début - Total		2
TOTAL - Évaporation	6	12

¹ Pièce Énergir-9, Document 8.

FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL

Dans le contexte du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2016, la Régie note certaines considérations et hypothèses retenues par Énergir à sa méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel et également des achats de gaz naturel au point Parkway à partir du mois de mai 2017.

Les questions des sections 32 et 33 ont pour objet d'obtenir plus d'explications aux fins d'assurer notamment, la conformité de la méthode de fonctionnalisation approuvée par la décision D-2015-177 ainsi que l'ensemble des pièces déposées, portant directement ou indirectement au déplacement du plan d'approvisionnement à Dawn, dans le cadre du rapport annuel au 30 septembre 2017.

- 32. Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0050](#), p. 6;
 - (iii) R-3970 -2016, pièce [B-0253](#), p. 1.

Préambule :

- (i) Coûts annuels du transport, de l'équilibrage et de la distribution au 30 septembre 2017.

- (ii) À la note 2, il est indiqué :

« Exceptionnellement, pour le mois d'octobre, le coût des achats à Empress est ramené à l'indice NGX Dawn afin d'assurer la comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année (voir l.5).

Ainsi, le coût moyen pondéré des achats d'octobre au montant de \$ 10 405 714 est la résultante du calcul suivant : [(2 178 737 GJ (achats Empress) x 3,563 \$) + (720 000 GJ (achats Dawn) x 3,671 \$)]. »

- (iii) Coûts annuels du transport, de l'équilibrage et de la distribution au 30 septembre 2017, déposés au dossier tarifaire 2016-2017.

Demandes :

32.1 Veuillez indiquer si Énergir, dans le contexte du déplacement de la structure à Dawn au 1^{er} novembre 2016, a dû adapter certaines méthodes et/ou des calculs aux fins d'établissement des revenus et des coûts des services d'Énergir pouvant impacter le(s) manque(s) à gagner et le(s) trop perçus.

Le cas échéant, veuillez identifier les pièces du rapport annuel concernées et présenter les hypothèses considérées respectivement. Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir confirme que seul le calcul de la saisonnalité de la fourniture a été adapté en raison du déplacement à Dawn, tel que précisé à la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2, aux pages 5 et 6. De plus amples détails au sujet de cet ajustement sont présentés dans la réponse à la question 32.2.

32.2 Veuillez confirmer que, dans le cadre de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel présentée au dossier tarifaire 2017 (R-3970-2016), Énergir a considéré le point de référence du prix de fourniture selon « Empress » pour le mois d'octobre 2016 et à partir du 1^{er} novembre 2016, le point de référence du prix de fourniture selon Dawn. Sinon, veuillez expliquer.

Également, veuillez élaborer sur le point de référence considéré par Énergir dans le cadre de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel appliquée au rapport annuel au 30 septembre 2017.

Réponse :

La méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture par service au rapport annuel, approuvée par la Régie dans la décision D-2015-177, se divise en deux grandes étapes.

La première étape est la fonctionnalisation des achats entre les services de fourniture et de transport en fonction de l'indice au point de référence du service de fourniture du distributeur pour les achats effectués à un autre point. En 2017, les calculs ont été basés sur le point de référence « Empress » pour le mois d'octobre 2016 et le point de référence « Dawn » à partir du 1^{er} novembre 2016. Cette première étape de la fonctionnalisation est présente au dossier tarifaire et au rapport annuel.

La seconde étape consiste à déterminer la saisonnalité des coûts de fourniture et de transport. Cette étape s'effectue seulement au rapport annuel et vise à transférer des coûts de fourniture et de transport au service de l'équilibrage. Par conséquent, aucune saisonnalité n'est calculée au dossier tarifaire et la problématique liée à la « comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année » découlant du déplacement à Dawn n'a pas été soulevée au moment de l'élaboration du dossier tarifaire 2017.

Théoriquement, la saisonnalité de la fourniture se calcule sur une période de 12 mois à un même point de référence, correspondant à celui du prix du gaz de réseau.

L'année 2016-2017 est particulière par le fait qu'il y a eu un changement de point de référence au 1^{er} novembre 2016. Ainsi, afin d'assurer la comparabilité des prix moyens des achats de fourniture sur toute l'année, pour le calcul de la saisonnalité de la fourniture, le prix moyen des achats de fourniture du mois d'octobre 2016 (à la ligne 28 de la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2, page 5) est basé sur un prix de référence à Dawn pour les volumes achetés à

Empress et le prix réel d'achat pour les achats à Dawn. Cette approche « suppose » que tous les achats ont été effectués à partir de Dawn dès le 1^{er} octobre 2016 afin d'évaluer la saisonnalité théorique sur les 12 mois de l'année 2017. Il importe de préciser que les montants imputés au service de fourniture pour les achats de gaz naturel du mois d'octobre sont basés sur le point de référence en vigueur au mois d'octobre 2016, soit Empress; le solde des coûts d'achat étant imputé au service de transport. Ce n'est que pour les fins du calcul de la saisonnalité qu'un ajustement a été apporté.

La méthode de fonctionnalisation vise à déterminer le coût de la saisonnalité intégré au coût de la fourniture, basé sur un même point de référence pour les 12 mois de l'année. C'est dans cet esprit qu'Énergir a apporté un ajustement afin de déterminer la saisonnalité au service de fourniture en considérant un prix de référence à Dawn pour l'ensemble des achats de l'année 2016-2017. Cet ajustement permet de transférer des coûts de fourniture à l'équilibrage calculés sur la base d'un seul point de référence assurant la « comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année ». L'application de la méthode de fonctionnalisation par l'utilisation du prix de référence à Empress pour le mois d'octobre 2016, qui n'est pas comparable au prix de la fourniture à Dawn, créerait un biais dans le calcul de la saisonnalité.

En effet, tel que présenté en réponse à la question 32.7, l'application de cette méthode aurait pour effet d'appliquer un prix en octobre 2016 de 2,898 \$/GJ (prix Empress, tableau de la réponse à la question 32.7, ligne 28) au lieu de 3,590 \$/GJ (prix Dawn, B-0050, Énergir-9, Document 2, page 5, ligne 28). Cette application résulte en une baisse des coûts fonctionnalisés au service de fourniture et, en conséquence, une augmentation du coût de la saisonnalité de 2,5 M\$, amenant les coûts de fourniture transférés à l'équilibrage à 16,7 M\$ (voir réponse à la question 32.7), comparativement à 14,2 M\$ tel que présenté au rapport annuel (voir pièce B-0050, Énergir-9, Document 2, page 5, ligne 33).

Considérant le biais dans l'évaluation de la saisonnalité expliqué ci-haut, Énergir considère que les résultats présentés à la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2 respectent l'esprit de la décision D-2015-177 sur la méthodologie de fonctionnalisation des achats de fourniture.

32.3 En complément à la note de la référence (ii) et à la réponse de la sous-question précédente, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir n'a pas considéré la « comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année » au dossier tarifaire R-3970-2016, contrairement à ce qui a été considéré au dossier rapport annuel.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 32.2.

32.4 Veuillez confirmer si le critère d'assurer la « comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année », tel que cité à la référence (ii) est conforme à la méthodologie de fonctionnalisation des achats de gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 32.2.

32.5 Veuillez démontrer en quoi l'approche d'assurer la « comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année », tel qu'appliqué au dossier de fermeture du rapport annuel et citée à la référence (ii), devrait être privilégiée à l'approche de maintenir, pour le mois d'octobre 2016, le coût des achats à Empress selon les « prix Futures projetés à Empress » et à partir du mois de novembre 2016, le coût des achats à Empress est ramené à l'indice NGX Dawn, tel qu'appliqué dans le cadre du dossier tarifaire. Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 32.2.

32.6 Veuillez élaborer sur l'approche et la faisabilité pour Énergir d'établir un prix moyen pondéré à la méthode de fonctionnalisation des coûts d'achats de gaz naturel au 30 septembre 2017.

Le cas échéant, veuillez indiquer si cette approche est conforme à la méthodologie de fonctionnalisation des achats de gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 32.2.

32.7 Veuillez déposer le tableau de la fonctionnalisation des achats de fourniture par service, tel que présenté aux pages 5 et 6 de la référence (i), selon le scénario hypothétique considérant pour le mois d'octobre 2016, le coût des achats à Empress selon les « prix Futures projetés à Empress ».

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente la saisonnalité au service de fourniture selon le scénario hypothétique considérant le coût d'achat réel pour les achats à Empress du mois d'octobre 2016. Ainsi, les résultats présentés reflètent le calcul de la saisonnalité basée sur un prix de référence à Empress pour le mois d'octobre 2016 et un prix de référence à Dawn pour les

mois de novembre 2016 à septembre 2017. Les prix ne sont donc pas comparables sur les 12 mois de l'exercice.

Il importe de préciser qu'au rapport annuel, les coûts d'achat ne sont pas calculés selon les « prix futures », mais bien selon les prix réels payés par Énergir ou négociés sur le marché dans le cas des indices. Ainsi, pour les fins de la présente réponse, pour le mois d'octobre 2016, le coût des achats à Empress correspond au prix payé, et le coût des achats à Dawn est établi à partir de l'indice Alberta Empress 7, reflétant le prix négocié sur le marché à Empress pour le mois d'octobre 2016.

Le tableau ci-dessous intègre également l'évaluation de la saisonnalité au service de transport tel que demandé à la question 33.9.

Réponse à la question 32,7
Fonctionnalisation des achats de fourniture par service

	oct-16 31	nov-16 30	déc-16 31	janv-17 31	févr-17 28	mars-17 31	avr-17 30	mai-17 31	juin-17 30	juil-17 31	août-17 31	sept-17 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
1	Volumes d'achats réels (excl. compression) (GJ)	2 178 737	4 703 261	3 252 841	2 563 758	2 318 513	2 569 694	3 320 727	2 694 197	2 913 952	2 458 494	3 019 828	2 915 991	34 909 992
2	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,969	2,691	3,451	2,961	2,598	2,687	2,825	2,912	2,534	2,063	1,904	1,632	2,608
3	Coûts d'achats (\$)	6 469 734	12 654 711	11 225 315	7 592 074	6 023 738	6 904 572	9 379 909	7 844 401	7 383 830	5 072 901	5 751 101	4 758 038	91 060 325
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
Portion Fourniture à Empress														
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	6 469 734												6 469 734
Portion Fourniture à Dawn														
5	Prix NGX Dawn (\$/GJ)	3,563	3,292	5,147	4,464	3,690	3,915	4,130	4,114	3,657	3,476	3,403	3,439	3,626
6	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)		15 484 546	16 742 695	11 445 385	8 555 313	10 059 324	13 714 270	11 083 388	10 657 197	8 544 742	10 277 079	10 027 217	126 591 155
7	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)		-0,602	-1,696	-1,503	-1,092	-1,228	-1,305	-1,202	-1,123	-1,412	-1,499	-1,807	
8	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)		-2 829 835	-5 517 380	-3 853 311	-2 531 575	-3 154 752	-4 334 361	-3 238 986	-3 273 367	-3 471 841	-4 525 978	-5 269 179	-42 000 565
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
9	Volumes d'achats réels (GJ)	720 000	2 377 343	7 325 560	6 880 000	6 600 000	9 666 101	4 255 000	745 000	0	0	495 000	370 876	39 434 880
10	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ) (Note 1)	3,671	4,044	5,195	4,905	4,490	3,845	4,146	4,151	3,657	3,476	3,459	3,508	4,428
11	Coûts d'achats (\$)	2 642 875	9 613 926	38 059 500	33 743 492	29 636 385	37 163 257	17 643 050	3 092 475	0	0	1 712 075	1 301 166	174 608 202
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
Portion Fourniture à Empress														
12	Fonctionnalisation au F (Alberta Empress (7)) (\$/GJ)		2,681											
13	Coûts fonctionnalisés au F (\$)		1 930 608											1 930 608
Portion Fourniture à Dawn														
14	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)		9 613 926	38 059 500	33 743 492	29 636 385	37 163 257	17 643 050	3 092 475	0	0	1 712 075	1 301 166	171 965 327
15	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)		0,989											
16	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)		712 267											712 267
ACHATS DE GAZ NATUREL À PARKWAY														
17	Volumes d'achats réels (GJ)							885 900			528 302	707 100		2 121 302
18	Coûts des achats à Parkway (\$/GJ) (Note 1)							4,142			3,438	3,434		3,731
19	Coûts d'achats (\$)							3 669 077			1 816 177	2 428 398		7 913 651
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
Portion Fourniture à Parkway														
20	Prix NGX Dawn (\$/GJ)							4,114			3,403	3,439		
21	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)							3 644 415			1 797 917	2 431 505		7 873 838
22	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)							0,028			0,035	-0,004		
23	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)							24 661			18 259	-3 107		39 814
24	Coûts totaux fonctionnalisés au T													-41 248 484
COÛTS TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)														
25	(= l. 3 + l. 11 + l. 19)													273 582 178
TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ														
1) Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux														
Achats totaux														
26	Volume d'achats totaux (GJ) (=l.1 + l.9 + l.17)	2 898 737	7 080 604	10 578 401	9 443 758	8 918 513	12 235 795	7 575 727	4 325 097	2 913 952	2 458 494	4 043 130	3 993 967	76 466 174
27	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$)	8 400 342	25 098 473	54 802 196	45 188 877	38 191 698	47 222 582	31 357 320	17 820 278	10 657 197	8 544 742	13 787 071	13 759 887	314 830 662
28	Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=l.27 / l.26)	2,898	3,545	5,181	4,785	4,282	3,859	4,139	4,120	3,657	3,476	3,410	3,445	4,117
29	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	2 898 737	7 080 604	10 578 401	9 443 758	8 918 513	12 235 795	7 575 727	4 325 097	2 913 952	2 458 494	4 043 130	3 993 967	76 466 174
30	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	6 494 387	6 284 891	6 494 387	6 494 387	5 865 898	6 494 387	6 284 891	6 494 387	6 284 891	6 494 387	6 494 387	6 284 891	76 466 174
31	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	8 400 342	25 098 473	54 802 196	45 188 877	38 191 698	47 222 582	31 357 320	17 820 278	10 657 197	8 544 742	13 787 071	13 759 887	314 830 662
32	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	18 820 293	22 277 925	33 644 660	31 075 984	25 119 503	25 064 308	26 014 314	26 758 195	22 985 732	22 571 893	22 145 857	21 652 508	298 131 172
33	Portion Équilibrage (\$) (= l.31 - l.32)													16 699 490
34	Portion Fourniture (\$) (= - l.33)													-16 699 490

Réponse à la question 32.7
Fonctionnalisation des achats de fourniture par service

	oct-16 31	nov-16 30	déc-16 31	janv-17 31	févr-17 28	mars-17 31	avr-17 30	mai-17 31	juin-17 30	juil-17 31	août-17 31	sept-17 30	TOTAL 365
2) Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport													
Achats à Empress													
35 Volumes d'achats (GJ) (=I.1)	0	4 703 261	3 252 841	2 563 758	2 318 513	2 569 694	3 320 727	2 694 197	2 913 952	2 458 494	3 019 828	2 915 991	32 731 255
36 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.8)	0	-2 829 835	-5 517 380	-3 853 311	-2 531 575	-3 154 752	-4 334 361	-3 238 986	-3 273 367	-3 471 841	-4 525 978	-5 269 179	-42 000 565
37 Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.36 / I.35)	-0,594	-0,602	-1,696	-1,503	-1,092	-1,228	-1,305	-1,202	-1,123	-1,412	-1,499	-1,807	-1,283
38 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	0	4 703 261	3 252 841	2 563 758	2 318 513	2 569 694	3 320 727	2 694 197	2 913 952	2 458 494	3 019 828	2 915 991	32 731 255
39 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	2 779 915	2 690 240	2 779 915	2 779 915	2 510 891	2 779 915	2 690 240	2 779 915	2 690 240	2 779 915	2 779 915	2 690 240	32 731 255
40 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	0	-2 829 835	-5 517 380	-3 853 311	-2 531 575	-3 154 752	-4 334 361	-3 238 986	-3 273 367	-3 471 841	-4 525 978	-5 269 179	-42 000 565
41 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	-1 651 269	-1 618 651	-4 715 216	-4 178 193	-2 741 632	-3 412 835	-3 511 422	-3 342 037	-3 022 062	-3 925 745	-4 166 407	-4 861 249	-41 146 718
42 Portion Équilibrage (\$) (= I.40 - I.41)													-853 847
43 Portion Transport (\$) (= - I.42)													853 847
Achats à Dawn													
44 Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.9)	720 000												720 000
45 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.16)	712 267												712 267
46 Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.45 / I.44)	0,989												0,989
47 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)													
48 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)													
49 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)													
50 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)													
51 Portion Équilibrage (\$) (= I.49 - I.50)													0
52 Portion Transport (\$) (= - I.51)													0
Achats à Parkway													
53 Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.17)								885 900			528 302	707 100	2 121 302
54 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.23)								24 661			18 259	-3 107	39 814
55 Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.61 / I.60)								0,028			0,035	-0,004	0,019
56 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)													
57 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)													
58 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)													
59 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)													
60 Portion Équilibrage (\$) (= I.58 - I.59)													0
61 Portion Transport (\$) (= - I.60)													0
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)													
62 Fourniture (= I.4 + I.6 + I.13 + I.14 + I.21 + I.34)													298 131 172
63 Transport (= I.8 + I.16 + I.23 + I.43 + I.52 + I.61)													-40 394 637
64 Équilibrage (= I.33 + I.42 + I.51 + I.60) (minimum 0)													15 845 643
65 Total (= I. 25)													273 582 178

Note

1 Pour les mois sans achat, l'indice NGX Dawn est considéré.

Le tableau suivant présente un sommaire des écarts par service entre la pièce B-0050, Énergir-9, Document 2 à la page 4 et les calculs du tableau ci-dessus.

Les résultats d'une saisonnalité basée sur un prix de référence à Empress pour le mois d'octobre 2016 auraient pour effet de baisser les coûts de fourniture de 2,488 M\$ et d'augmenter les coûts de transport et d'équilibrage respectivement de 2,014 M\$ et 0,473 M\$.

Variation de la fonctionnalisation des coûts d'achats de gaz naturel par service (000 \$)					
	Fourniture	Transport	Équilibrage	Total	
ACHATS DE GAZ NATUREL					
1	Fonctionnalisation des achats à Empress	- \$	- \$	- \$	- \$
2	Fonctionnalisation des achats à Dawn	- \$	- \$	- \$	- \$
3	Fonctionnalisation des achats à Parkway	- \$	- \$	- \$	- \$
4	Total des achats de fourniture	- \$	- \$	- \$	- \$
TRANSFERT DES COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ					
<i>1) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût de la fourniture</i>					
5	Transfert du F au É (sur les achats totaux de fourniture)	(2 488) \$	- \$	2 488 \$	- \$
<i>2) Coût de l'équilibrage inclus dans le coût du transport</i>					
6	Transfert du T au É - Empress	- \$	2 014 \$	(2 014) \$	- \$
7	Transfert du T au É - Dawn	- \$	- \$	- \$	- \$
8	Transfert du T au É - Parkway	- \$	- \$	- \$	- \$
9	Total des transferts par service	(2 488) \$	2 014 \$	473 \$	- \$
10	Variation totale par service	(2 488) \$	2 014 \$	473 \$	- \$

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0050](#), p. 5 et 6;
 - (iii) Pièce [B-0050](#), p. 6;
 - (iv) R-3879-2014 Phase 3 et 4, pièce [B-0421](#);
 - (v) R-3970-2016, pièce [B-0253](#), p. 4;
 - (vi) [Coût du gaz d'Énergir, complément d'information - novembre 2017](#).

Préambule :

- (i) À la note 2, il est indiqué :

« Le coût de l'équilibrage sur les achats de gaz naturel a été fixé selon la méthode de fonctionnalisation approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-177, et tel que détaillé à la [pièce] Énergir-9, Document 2, page 6, ligne 64. » [nous soulignons]

- (ii) Tableau présentant la fonctionnalisation des achats de fourniture par service.

- (iii) En notes de bas de page :

« 1 Pour les mois sans achat, l'indice NGX Dawn est considéré.

2 Exceptionnellement, pour le mois d'octobre, le coût des achats à Empress est ramené à l'indice NGX Dawn afin d'assurer la comparabilité du prix moyen d'achats sur toute l'année (voir l.5).

Ainsi, le coût moyen pondéré des achats d'octobre au montant de \$ 10 405 714 est la résultante du calcul suivant: $[(2\ 178\ 737\ \text{GJ (achats Empress)} \times 3,563\ \$) + (720\ 000\ \text{GJ (achats Dawn)} \times 3,671\ \$)]$.

3 Considérant le transfert du point de référence à Dawn au 1er novembre 2016, la saisonnalité au transport est évaluée sur 334 jours, ce qui explique que les données d'octobre ne sont pas reportées.

4. Considérant le transfert du point de référence à Dawn au 1er novembre 2016, la saisonnalité du transport n'est pas évaluée.

5. Considérant que les achats à Parkway ont été effectués seulement à partir du mois de mai 2017, la saisonnalité du transport n'est pas évaluée. »

- (iv) À la section 4, les détails de la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel sont présentés.

(v) Tableau présentant la fonctionnalisation des achats de fourniture par service déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2017 (R-3970-2016).

(vi) Au rapport mensuel du coût du gaz de novembre 2017, Énergir dépose un complément d'information présentant le transfert de coûts pour la saisonnalité et l'écart de coût cumulatif au 30 septembre 2017.

Demandes :

33.1 La Régie note aux lignes 18 et 20 de la page 5 de la référence (ii), qu'Énergir a appliqué les « Coûts d'achats à Dawn » et les prix « Futures » NGX Dawn respectivement pour les achats de gaz naturel à Parkway.

Veillez indiquer les raisons pour lesquelles Énergir a considéré dans la méthode de fonctionnalisation des achats de gaz naturel, pour les achats de gaz naturel à Parkway, les « coûts d'achats à Dawn » et les prix « Futures » NGX Dawn.

Réponse :

Une erreur typographique s'est produite, à la ligne 18 de la pièce en référence (ii), l'item devrait se lire « Coûts des achats à Parkway (\$/GJ) (Note 1) ». À cet effet, Énergir dépose une version révisée de la pièce Énergir-9, Document 2.

Les coûts des achats à chaque point d'achat (Empress 1.2, Dawn 1.10 et Parkway 1.18) reflètent les coûts réels payés par Énergir pour les volumes contractés. Étant au rapport annuel, il ne s'agit pas de « Futures ».

Quant à la ligne 20, il ne s'agit pas des prix « Futures » à Dawn, mais bien de l'indice NGX Dawn. Étant au rapport annuel, cet indice n'est pas un « Future », mais une moyenne des prix quotidiens réellement négociés sur le marché, pour chacun des mois.

L'indice NGX Dawn est utilisé, de novembre 2016 à septembre 2017, dans l'évaluation des coûts de la portion fourniture à chaque point d'achat autre que le point de référence du prix de fourniture du distributeur (Empress 1.5 et Parkway 1.20). Parallèlement, pour le mois d'octobre 2016, le point de référence étant Empress, la portion fourniture pour les achats à Dawn (1.12) a été évaluée à Empress en utilisant l'indice « Alberta Empress (7) ».

33.2 En complément à la réponse précédente, veuillez indiquer et justifier en quoi l'utilisation des prix et des coûts d'achats à Dawn est représentative des achats en gaz naturel au point de réception Parkway.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 33.1.

33.3 Veuillez confirmer s'il existe un indice « Future » pour le point d'achat à Parkway au *Canadian Gas Price Reporter* (CGPR). Le cas échéant, veuillez indiquer le nom de l'indice « Future » à Parkway.

Le cas échéant, veuillez mettre à jour les détails du calcul de la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel en considérant le scénario hypothétique des prix et des coûts d'achats à Parkway. Veuillez élaborer.

Réponse :

Il existe effectivement un indice à Parkway dans la publication CGPR, intitulé : « NGX Parkway Daily Spot Gas Price Index ». Il est à noter qu'il ne s'agit pas d'un « Future », mais bien d'un indice reflétant la moyenne des prix quotidiens réellement négociés sur le marché à ce point d'achat.

Comme expliqué à la réponse à la question 33.1, l'indice au point d'achat n'est pas utilisé au rapport annuel. Pour les coûts (ligne 18 de la pièce Énergir-9, Document 2), il s'agit des coûts réels d'achat à Parkway. Pour la portion fourniture (ligne 20 de la pièce Énergir-9, Document 2), l'indice NGX au point de référence Dawn doit être utilisé.

Il n'y a donc pas lieu de mettre à jour l'évaluation de la fonctionnalisation des achats de fourniture.

33.4 Dans la mesure où de nouveaux et potentiels points d'achats en gaz naturel sont disponibles pour Énergir (par exemple, Niagara, Iroquois, etc.), veuillez élaborer si Énergir considère approprié d'utiliser un indice représentatif des coûts et prix selon le point d'achat, notamment pour les points d'achats en gaz naturel autres que ceux de Empress et Dawn, dans le cadre de la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 33.1.

33.5 En référence à la 3^e note de bas de page de la citation (iii), veuillez élaborer et confirmer sur la conformité de cette considération (hypothèse) apportée, eu l'égard à la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177.

Veuillez élaborer quant à la possibilité pour Énergir d'établir, dans le cadre de la méthode de fonctionnalisation, tel que présenté à la référence (ii), la saisonnalité au transport sur la base de l'année complète, plutôt que sur la base de 334 jours.

Réponse :

Énergir considère que les adaptations proposées à la méthodologie de fonctionnalisation des achats de fourniture, décrites à la réponse à la question 32 et à la présente réponse, respectent l'esprit de la décision D-2015-177. Les raisons sous-tendant cette position sont décrites ci-après.

Conséquemment, elle n'a pas de modification à apporter au document de la référence (ii) et n'élaborera pas sur la possibilité de déposer une nouvelle proposition, comme demandé aux questions 33.5 à 33.8.

La méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture par service au rapport annuel, approuvée par la Régie dans la décision D-2015-177, se divise en deux grandes étapes. La première étape est la fonctionnalisation des achats entre les services de fourniture et de transport en fonction de l'indice au point de référence du service de fourniture du distributeur pour les achats effectués à un autre point. Les lignes 1 à 25 de la pièce à la référence (ii) détaillent les résultats de cette étape.

La seconde étape consiste à déterminer la saisonnalité des coûts incluse pour chacun des services. Les lignes 26 à 61 de la pièce à la référence (ii) détaillent les résultats de cette étape.

Lors du développement de la méthodologie¹⁶, le besoin de saisonnalité a été justifié comme suit :

« Les achats de gaz de réseau constituent le tampon dans cette structure d'achat. Les achats à Dawn effectués pour les clients-GR sont modulés de façon à équilibrer la demande totale de la clientèle et les besoins d'injection aux sites d'entreposage. Contrairement aux clients-AD et aux clients-T qui achètent leur gaz naturel uniformément, les clients-GR achètent davantage de gaz naturel sur la période de l'hiver, période où les prix de molécule sont normalement plus élevés. La méthode de fonctionnalisation doit donc maintenir l'équité entre les catégories de clients. »¹⁷

(Énergir souligne)

Ainsi, la saisonnalité est déterminée en comparant les coûts des achats selon le profil annuel réel et un profil d'achat uniforme sur l'année et ce, par point d'achat de façon à capter le différentiel de prix entre l'hiver et l'été. Théoriquement, pour la portion fourniture, il n'y a qu'un seul point d'achat, donc la saisonnalité des coûts est évaluée globalement. Pour le service de transport, l'achat à différents points requiert l'évaluation de la saisonnalité par point. Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, Énergir avait précisé que les différentiels de lieu étant propres à chaque point d'achat, la combinaison des coûts au transport pourrait entraîner des incohérences dans les résultats, justifiant le traitement par point d'achat¹⁸.

¹⁶ R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, section 4.

¹⁷ R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, p. 53 et 54.

¹⁸ R-3879-2014, B-0595, Gaz Métro-16, Document 5, page 7.

L'année 2016-2017 est particulière par le fait qu'il y a eu un changement de point de référence d'Empress à Dawn en novembre 2016 et qu'un nouveau point d'achat a été ajouté (Parkway) sur les mois d'été, en remplacement d'achats à Dawn. Ainsi, la méthodologie développée et approuvée, qui vise à comparer le profil annuel d'achat réel au profil annuel uniforme, par point d'achat, ne peut être appliquée littéralement et sans adaptation lorsqu'il n'y a que quelques achats mensuels sur la période (un mois à Dawn et trois mois à Parkway) et plus spécifiquement en dehors de la période d'hiver.

Pour le service de fourniture, Énergir a expliqué à la réponse à la question 32.2, le raisonnement justifiant les adaptations apportées au calcul pour tenir compte du changement du point de référence en cours d'année, tout en respectant le concept soutenant la méthodologie approuvée par la Régie.

Pour le service de transport, les adaptations apportées au calcul sont différentes selon le nombre de mois au point d'achat où la saisonnalité doit être évaluée.

En ce qui concerne les achats à Empress (1.35 à 1.43), une portion transport est présente pour 334 jours, soit de novembre 2016 à septembre 2017. Effectuer littéralement le calcul sans l'adapter en considérant des achats uniformes pour le mois d'octobre, sans achat réel, entraînerait un biais dans les résultats et une adaptation au traitement du mois d'octobre à Dawn serait probablement requise pour redresser l'évaluation. Puisque la période couverte est de 11 mois, Énergir a jugé que la comparaison du profil réel d'achat au profil uniforme établie sur 11 mois résulte en une évaluation raisonnable de la saisonnalité pour les achats à ce point.

Pour ce qui est des points d'achat Dawn et Parkway, il ne peut être question de profil annuel réel et uniforme considérant qu'il n'y a respectivement qu'un ou trois mois pour lesquels des achats ont été effectués. Par exemple, il est difficile de supposer que les achats réels effectués en octobre à Dawn auraient pu être répartis uniformément sur les 12 mois avec un coût de transport équivalent au différentiel de lieu Dawn-Empress sur la même période. Le même raisonnement s'applique pour les achats à Parkway. Ainsi, tel qu'indiqué aux notes 4 et 5, aucune saisonnalité n'a été considérée pour les achats à Dawn et à Parkway.

Il est à noter que cette approche d'absence de saisonnalité au service de transport avait déjà été appliquée au rapport annuel de l'exercice se terminant le 30 septembre 2016. En effet, des achats en franchise avaient été effectués uniquement pour le mois d'octobre 2015 et aucune saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport n'avait alors été évaluée¹⁹. Énergir a donc reproduit la même adaptation pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2017.

¹⁹ R-3992-2016, B-0042, Gaz Métro-9, Document 2, page 5, note 2. Il est à noter qu'une coquille s'est malencontreusement glissée dans la note et on aurait dû y lire « octobre 2015 ».

Énergir considère donc que les adaptations proposées à la méthodologie de fonctionnalisation des achats de fourniture, décrites à la réponse de la question 32 et à la présente réponse, respectent l'esprit de la décision D-2015-177.

Par ailleurs, Énergir tient à noter que dans le cadre de la phase 2 du dossier portant sur la Vision tarifaire²⁰, une révision de la saisonnalité de la portion des achats de fourniture fonctionnalisés au service de transport est implicitement considérée en établissant les coûts de transport sur la base du coût unitaire uniforme. Par conséquent, Énergir estime qu'un suivi potentiel dans le but de revoir temporairement la méthode actuelle de fonctionnalisation pour évaluer la saisonnalité lorsqu'il y a peu d'achats mensuels à un point donné est inopportun dans les circonstances.

- 33.6 En référence à la 4^e note de bas de page de la citation (iii), veuillez élaborer et confirmer sur la conformité de cette considération (hypothèse) apportée, eu égard à la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177.

Veuillez élaborer quant à la possibilité pour Énergir d'évaluer et d'établir pour le mois d'octobre 2016, la saisonnalité du transport pour les achats à Dawn selon le point de référence Empress.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 33.5.

- 33.7 En référence à la 5^e note de bas de page de la citation (iii), veuillez élaborer et confirmer sur la conformité de cette considération (hypothèse) apportée, eu égard à la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177.

Veuillez élaborer quant à la possibilité pour Énergir d'établir et évaluer, dans le cadre de la méthode de fonctionnalisation, tel que présenté à la référence (ii), la saisonnalité au transport pour les achats à Parkway effectués à partir du mois de mai 2017.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 33.5.

- 33.8 En complément de la réponse à la sous-question précédente, veuillez déposer une proposition permettant d'établir la saisonnalité au transport pour les achats à Parkway effectués à partir

²⁰ R-3867-2013, B-0133, Gaz Métro-5, Document 1.

du mois de mai 2017, en conformité avec la méthode de fonctionnalisation des achats en gaz naturel approuvée par la décision D-2015-177.

Veillez également présenter les détails du calcul afin d'établir la saisonnalité au transport pour les achats à Parkway, au soutien de la proposition d'Énergir.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 33.5.

- 33.9 Veuillez déposer les détails et le calcul de la fonctionnalisation des achats de gaz naturel selon le format présenté à la référence (ii) en considérant le point de référence du prix de fourniture à Empress pour le mois d'octobre 2016 et le point de référence du prix de fourniture à Dawn à partir du 1^{er} novembre 2016, conformément à la méthode de fonctionnalisation approuvée par la décision D-2015-177.

Veillez également inclure et présenter la saisonnalité au transport pour les achats à Parkway effectués à partir du mois de mai 2017.

Réponse :

Le tableau présenté à la réponse à la question 32.7 détaille la saisonnalité évaluée aux services de fourniture et de transport en appliquant littéralement et sans adaptation la méthodologie approuvée par la décision D-2015-177. Ainsi, un profil uniforme sur les 12 mois de l'année est développé sans considérer la situation particulière de l'année 2016-2017, soit le changement du point de référence.

La saisonnalité pour les achats fonctionnalisés au service de transport est évaluée uniquement au point d'achat Empress (1.35 à 43). Pour les points d'achat Dawn et Parkway, comme mentionné à la réponse à la question 33.5, une saisonnalité ne peut être évaluée puisqu'il y a très peu d'achats mensuels (un mois pour Dawn et trois mois pour Parkway) et qu'ils se retrouvent en dehors de la période d'hiver. Le tableau n'est donc pas modifié pour ces points d'achat (1.44 à 61).

Cette approche résulte en une hausse des coûts fonctionnalisés au service de transport et, en conséquence, une baisse du coût de la saisonnalité de 2,0 M\$, amenant les coûts de transport transférés à l'équilibrage à -0,8 M\$, comparativement à 1,2 M\$ présenté au rapport annuel.

- 33.10 Veuillez élaborer quant au traitement apporté aux achats de gaz naturel en franchise à la méthode de fonctionnalisation des coûts d'achats de gaz naturel, tel que présenté à la référence (v), déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2016-2017.

Veillez élaborer et comparer le traitement applicable pour les achats de gaz naturel, réalisés en partie de l'année financière examinée, selon tout point d'achat de gaz naturel, afin d'établir au rapport annuel l'ajustement de coûts par service (fourniture, transport et équilibrage).

Réponse :

La méthodologie approuvée par la décision D-2015-177 prévoit qu'à la cause tarifaire aucune saisonnalité n'est évaluée.²¹ Ainsi, les coûts d'achat en franchise, projetés pour les mois de juin à septembre 2017, étaient fonctionnalisés entre les services de fourniture et transport en considérant les prix « Futures » projetés à Dawn.

Il est à noter qu'au réel aucun achat en franchise n'a été effectué.

Si des achats avaient été effectués tels que projetés, l'évaluation de la saisonnalité aurait été similaire à celle appliquée pour les achats à Dawn (pour octobre) et à Parkway (pour mai à septembre), soit aucune saisonnalité.

Comme mentionné à la réponse à la question 33.5, cette approche avait d'ailleurs été appliquée au rapport annuel de l'exercice se terminant le 30 septembre 2016, où des achats en franchise avaient été effectués uniquement pour le mois d'octobre 2015. Aucune saisonnalité n'avait alors été considérée.

33.11 Veuillez mettre à jour le fichier présenté à la référence (vi), permettant notamment d'établir l'ajustement au service de fourniture à intégrer au compte d'écart de prix de fourniture au mois d'octobre de l'année financière suivante, selon les résultats découlant de la fonctionnalisation des coûts d'achats de gaz naturel présentés à la question précédente.

Réponse :

Considérant que le prix du service de la fourniture du mois de novembre 2017 a déjà été ajusté à la baisse de 14,2 M\$, si la Régie décidait d'appliquer la méthode de fonctionnalisation présentée en réponse à la question 32.7, les coûts de fourniture seraient alors ajustés à la baisse de 2,5 M\$ (16,7 M\$ - 14,2 M\$). Ainsi l'ajustement de 2,5 M\$ au service de fourniture serait comptabilisé aux livres au moment de la décision sur le Rapport annuel 2017 et, par conséquent, aurait un impact à la baisse sur le prix du service de fourniture du gaz naturel dès le mois suivant sa comptabilisation. En effet, le tarif de fourniture étant déterminé mensuellement, cet ajustement ne pourrait être appliqué rétroactivement au mois de novembre 2017. En conséquence, Énergir juge qu'il n'est pas opportun de mettre à jour le tableau cité en référence.

²¹ D-2015-177, paragr. 81.

PROJETS IMPLANTÉS DANS LE CADRE DES PROGRAMMES PE208, PE218 et PE219 2016-2017											
PE208		PE218		PE219		PE208		PE218		PE219	
Numéro de projet	Économies brutes	Économies brutes	Économies brutes	Numéro de projet	Économies brutes	Économies brutes	Économies brutes				
	m ³	m ³	m ³		m ³	m ³	m ³				
1	96 401	221 909	655 248	38	71 752						
2	49 624	142 036	1 151 655	39	27 671						
3	116 525	86 174	1 345 089	40	36 531						
4	91 247	622 881	131 667	41	19 398						
5	112 917	198 564	627 325	42	46 893						
6	462 041	641 974	90 072	43	11 413						
7	136 806	134 784		44	104 627						
8	166 275	253 616		45	6 022						
9	13 087	145 005		46	105 585						
10	16 411	88 600		47	49 184						
11	13 279	1 571 578		48	110 475						
12	32 825	1 300 000		49	8 027						
13	77 049	54 647		50	1 095 609						
14	1 467	534 682		51	12 965						
15	335 712	222 452		52	96 533						
16	134 865	6 427 928		53	90 224						
17	108 023			54	54 354						
18	108 023			55	101 476						
19	46 757			56	102 803						
20	142 016			57	86 000						
21	79 383			58	36 124						
22	111 479			59	102 053						
23	380 334			60	76 558						
24	4 530			61	25 816						
25	100 000			62	55 125						
26	102 762			63	85 030						
27	104 576			64	130 629						
28	104 576			65	54 030						
29	50 052			66	169 257						
30	79 800			67	128 212						
31	69 111			68	34 507						
32	5 972			69	18 895						
33	112 013			70	9 548						
34	90 551			71	35 257						
35	190 922			72	75 425						
36	38 792			73	353 604						
37	143 251			74	15 303						

Transactions opérationnelles						
du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2017						
Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien (10 ³ m ³)	Volume total Année 2017 (10 ³ m ³)
Description: Vente de transport FTLH <i>a priori</i>						
EDA	EMP	2016-04-22	2016-11-01	2017-03-31	396	59 778
EDA	EMP	2016-05-06	2016-11-01	2017-03-31	70	10 513
EDA	EMP	2016-05-06	2016-11-01	2017-03-31	266	40 099
Sous-total Vente de transport FTLH <i>a priori</i>			3	transactions	110 391	
Description: Vente de transport FTSH DAWN <i>a priori</i>						
EDA	DAWN	2016-05-24	2016-11-01	2017-03-31	139	21 022
EDA	DAWN	2016-05-24	2016-11-01	2017-03-31	257	38 756
EDA	DAWN	2016-06-27	2016-11-01	2017-03-31	127	19 129
EDA	DAWN	2016-06-27	2016-11-01	2017-03-31	264	39 852
EDA	DAWN	2016-06-27	2016-11-01	2017-03-31	70	10 561
EDA	DAWN	2016-12-22	2016-12-24	2017-01-31	396	15 439
EDA	DAWN	2017-01-30	2017-02-01	2017-02-28	132	3 695
EDA	DAWN	2017-01-30	2017-02-01	2017-02-28	264	7 390
Sous-total Vente de transport FTSH Dawn <i>a priori</i>			8	transactions	155 845	
Description: Vente de transport FTSH Parkway / M12 <i>a priori</i>						
PARKWAY	DAWN	2016-12-22	2016-12-24	2017-03-31	267	26 201
EDA	PARKWAY	2016-12-22	2016-12-24	2017-03-31	264	25 864
Sous-total Vente de transport FTSH Parkway / M12 <i>a priori</i>			2	transactions	52 065	
Description: Vente de transport FTLH non utilisé						
EMP	DAWN	2016-09-27	2016-10-01	2016-10-06	76	459
EMP	DAWN	2016-10-06	2016-10-07	2016-10-07	660	660
EMP	DAWN	2016-10-06	2016-10-07	2016-10-07	660	660
EMP	DAWN	2016-10-07	2016-10-08	2016-10-11	660	2 639
EMP	DAWN	2016-10-07	2016-10-08	2016-10-11	660	2 639
EMP	DAWN	2016-10-11	2016-10-12	2016-10-12	528	528
EMP	DAWN	2016-10-14	2016-10-15	2016-10-17	762	2 285
EMP	DAWN	2016-10-14	2016-10-15	2016-10-17	660	1 979
EMP	DAWN	2016-10-14	2016-10-15	2016-10-17	660	1 979
EMP	DAWN	2016-10-17	2016-10-18	2016-10-18	660	660
EMP	DAWN	2016-10-18	2016-10-19	2016-10-19	660	660
EMP	DAWN	2016-10-19	2016-10-19	2016-10-19	626	626
EMP	DAWN	2016-10-19	2016-10-20	2016-10-20	1 320	1 320
EMP	DAWN	2016-10-20	2016-10-21	2016-10-21	528	528
EMP	DAWN	2016-10-31	2016-11-01	2016-11-01	1 320	1 320
EMP	DAWN	2016-10-31	2016-11-01	2016-11-01	1 056	1 056
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	532	532
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	792	792

Livraison	Réception	Date de la transaction	Date de début	Date de fin	Volume quotidien (10 ³ m ³)	Volume total Année 2017 (10 ³ m ³)
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	660	660
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	1 320	1 320
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	396	396
EMP	DAWN	2016-11-01	2016-11-02	2016-11-02	528	528
EMP	DAWN	2016-11-02	2016-11-03	2016-11-03	1 056	1 056
EMP	DAWN	2016-11-02	2016-11-03	2016-11-03	792	792
EMP	DAWN	2016-11-02	2016-11-03	2016-11-03	786	786
EMP	DAWN	2016-11-03	2016-11-04	2016-11-04	1 320	1 320
EMP	DAWN	2016-11-03	2016-11-04	2016-11-04	786	786
EMP	DAWN	2016-11-04	2016-11-05	2016-11-07	1 320	3 959
EMP	DAWN	2016-11-04	2016-11-05	2016-11-07	786	2 358
EMP	DAWN	2016-11-07	2016-11-08	2016-11-08	792	792
EMP	DAWN	2016-11-07	2016-11-08	2016-11-08	786	786
EMP	DAWN	2016-11-07	2016-11-08	2016-11-08	1 320	1 320
EMP	DAWN	2016-11-08	2016-11-09	2016-11-09	786	786
EMP	DAWN	2016-11-08	2016-11-09	2016-11-09	528	528
EMP	DAWN	2016-11-09	2016-11-10	2016-11-10	396	396
EMP	DAWN	2016-11-09	2016-11-10	2016-11-10	1 039	1 039
EMP	DAWN	2016-11-10	2016-11-11	2016-11-11	1 039	1 039
EMP	DAWN	2016-11-11	2016-11-12	2016-11-14	792	2 375
EMP	DAWN	2016-11-11	2016-11-12	2016-11-14	1 056	3 167
EMP	DAWN	2016-11-11	2016-11-12	2016-11-14	660	1 979
EMP	DAWN	2016-11-11	2016-11-12	2016-11-14	634	1 901
EMP	DAWN	2016-11-14	2016-11-15	2016-11-15	1 014	1 014
EMP	DAWN	2016-11-14	2016-11-15	2016-11-15	660	660
EMP	DAWN	2016-11-14	2016-11-15	2016-11-15	660	660
EMP	DAWN	2016-11-14	2016-11-15	2016-11-15	792	792
EMP	DAWN	2017-04-26	2017-05-01	2017-05-31	633	19 636
EMP	DAWN	2017-05-26	2017-06-01	2017-09-30	369	45 078
EMP	DAWN	2017-06-28	2017-07-01	2017-07-31	475	14 727
EMP	DAWN	2017-09-26	2017-09-27	2017-09-27	264	264
Sous-total Vente de transport FTLH non utilisé			48	transactions		134 218
Description: Vente de transport FTSH non utilisé						
EDA	DAWN	2016-12-20	2016-12-20	2016-12-20	71	71
EDA	DAWN	2016-12-22	2016-12-22	2016-12-22	75	75
EDA	DAWN	2017-04-12	2017-04-14	2017-10-31	40	6 730
EDA	DAWN	2017-05-17	2017-05-19	2017-05-31	148	1 921
EDA	DAWN	2017-05-26	2017-06-01	2017-09-30	153	18 675
EDA	DAWN	2017-06-16	2017-07-01	2017-09-30	52	4 740
NDA	DAWN	2017-09-15	2017-09-24	2017-09-28	84	418
Sous-total Vente de transport FTSH non utilisé			7	transactions		32 630
Description: Vente de fourniture à Dawn (portion transport)						
DAWN		2017-09-22	2017-09-23	2017-09-25	792	2 375
Sous-total Vente de fourniture à Dawn (portion transport)			1	transaction		2 375
Total			69	transactions		487 524