**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C, À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O^ 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE ÉNERGIR (ÉNERGIR) POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018**

## RÉSULTATS FINANCIERS

**1. Références :** (i) Pièce B-0002, p. 6;
(ii) Pièce B-0028, p. 3;
(iii) Dossier R-4002-2017, décision D-2017-096, p. 15, par. 53 à 55.

**Préambule :**

(i) Énergir demande de mettre fin au suivi de la formation donnée à une clientèle externe par l'École de technologie gazière (suivi de la décision D-2017-096);

(ii) « *Étant donné les conclusions présentées précédemment et la faible variation année après année des activités de l'ÉTG, Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi tel que demandé dans la décision D-2017-096* ». [nous soulignons]

(iii) « *[53] Afin d'assurer le respect du Code de conduite du Distributeur, la Régie demande à Gaz Métro de présenter les revenus de formation à une clientèle externe offerte par l'ÉTG aux apparentées dans la section « Détail des transactions entre apparentées » des états financiers non consolidés, à compter du rapport annuel 2017.*

*[54] Également, la Régie s'attend à ce que la facturation associée à la formation par l'ÉTG auprès de la clientèle externe, apparentée ou autre activité, soit appliquée de façon équitable et sans interfinancement, en tout ou en partie, par les clients de l'activité réglementée du Distributeur.*

*[55]* ***À cet égard, la Régie demande au Distributeur de déposer dans le cadre des prochains rapports annuels un suivi présentant les revenus, les dépenses, les bases d'établissement et l'impact tarifaire associés à la formation à une clientèle externe****, apparentée ou autre activité, par l'ÉTG afin de démontrer l'absence d'interfinancement* ***par la clientèle réglementée*** ».

**Demandes :**

1.1 Veuillez élaborer et justifier l'énoncé de la référence (ii) alors que le suivi au présent dossier est seulement le deuxième à être déposé en suivi de la décision D-2017-096 (référence (iii)).

**Réponse :**

La Régie souhaitait, dans le cadre de la demande de suivi de la décision D-2017-096, s'assurer du respect du Code de conduite du Distributeur pour la formation donnée à une

clientèle apparentée externe. Le suivi demandé devait également démontrer l'absence d'interfinancement par la clientèle réglementée.

Les suivis présentés dans les Rapports annuels 2017 et 2018 démontrent que le prix payé pour la formation par les apparentées est le même que pour n'importe quel autre client. Elles ne profitent ainsi d'aucun traitement préférentiel ou avantage concurrentiel indu, comme le prévoit l'application du Code de conduite.

Les suivis démontrent, par ailleurs, que la formation externe permet une diminution tarifaire. La clientèle réglementée bénéficie donc de cette activité.

Les formations offertes aux apparentées sont peu significatives. Elles sont d'environ 13 k$ en moyenne au cours des cinq dernières années et devraient se maintenir à ce niveau au cours des prochaines années.

Les suivis présentés à la Régie en 2017 et 2018 permettent donc de répondre aux questions qu'elle soulève dans sa décision D-2017-096.

1.2 En l'absence du suivi requis à la décision D-2017-096, comment la Régie peut-elle raisonnablement s'assurer du respect du Code de conduite du Distributeur, tel que mentionné au paragraphe 53 de la référence (iii)? Veuillez commenter.

**Réponse :**

Le Code de conduite d'Énergir établit que les transactions entre les apparentées ne doivent pas leur conférer un privilège ou un avantage concurrentiel indu. Les formations offertes par l'ÉTG sont facturées de la même façon à tous les clients externes, qu'ils soient apparentés ou non. Ceux-ci ne bénéficient donc pas d'un traitement préférentiel ni d'un privilège.

La section « *7. Application du Code de conduite et suivi* » du Code de conduite présente aussi les mesures mises en place par Énergir pour assurer le respect de celui-ci.

De plus, les revenus de formation à une clientèle externe offerte par l'ÉTG aux apparentées sont présentés dans la section « *Détail des transactions entre apparentées* » des états financiers non consolidés, depuis le Rapport annuel 2017 – pièce B-0130, Énergir-35, Document 1 du présent dossier – et continueront de l'être. Comme mentionné à la réponse à la question 1.1, les formations offertes aux apparentées représentent environ 13 k$ par année de l'ensemble des transactions entre apparentées d'environ 11 M$ par année.

**2. Référence :** Pièce B-0020, p. 2.

**Préambule :**

« *A. La hausse des revenus avant rabais et autres de 51,7 M$ s'explique essentiellement par :*

- *la hausse des revenus de distribution de 41,9 M$, expliquée par la hausse générale de la consommation, plus particulièrement dans le marché des petit et moyen débits, attribuable, entre autres, à la hausse de la croissance économique plus favorable qu'anticipée ainsi qu'à la maturation des nouvelles ventes* ».

**Demande :**

2.1 Énergir mentionne en référence que le trop-perçu au service de distribution découle principalement de la hausse de la consommation dans le marché des petit et moyen débits. Veuillez détailler la hausse de revenus de 41,9 M$ du service de distribution relatifs aux clients existants et aux nouveaux clients. Veuillez également élaborer sur les causes des écarts pour chacune de ces catégories, tel que le nombre de branchements, les écarts relatifs aux types branchements (unifamilial, multi-logements etc.) et autres facteurs jugés pertinents.

**Réponse :**

Étant donné que la majeure partie (34,5 M$) de l'écart de 41,9 M$ provient des écarts de consommation du tarif $D_1$, Énergir n'est pas en mesure de fournir d'explications supplémentaires pour justifier l'écart des revenus de distribution.

Effectivement, bien qu'Énergir ait amélioré ses systèmes au cours des dernières années, il reste néanmoins deux éléments principaux à développer, concernant spécifiquement les clients du tarif $D_1$, qui permettraient de répondre aux demandes de la Régie :

- intégration aux résultats réels de la normalisation de la température à un niveau client par client; et
- implantation d'une projection client par client plutôt qu'une projection de « masse ».

Énergir ne possède donc pas, à l'heure actuelle, la capacité de faire un rapprochement entre les données réelles et les données projetées sur la base des axes d'analyse énumérés par la Régie. Cette adéquation entre les résultats réels et projetés ne peut être achevée qu'en ayant accès à des données client par client normalisées, autant pour les données réelles que projetées.

Énergir a par ailleurs expliqué pourquoi elle ne peut élaborer davantage sur l'écart de revenu de distribution dans la section 2 de la pièce B-0051, Énergir-9, Document 4 du présent dossier.

## ADDITIONS À LA BASE - FRAIS GÉNÉRAUX CAPITALISÉS

**3. Références :** (i) Pièce B-0025, ligne 27;
(ii) Pièce B-0152, p. 1, ligne 14.

**Préambule :**

(i) Énergir présente les dépenses d'opération par nature pour l'exercice clos le 30 septembre 2018, dont les « Frais généraux imputés aux immobilisations » au montant de (18 494) (000 $);

(ii) Énergir présente les additions à la base de tarification, dont les frais généraux capitalisés totaux pour l'année réelle 2018 au montant de 17 937 (000 $).

**Demande :**

3.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie que les montants des références (i) et (ii) sont de même nature. Le cas échéant, veuillez détailler et concilier les montants et expliquer l'écart entre ces derniers. Dans la négative, veuillez élaborer et préciser en quoi ces montants représentent deux types de frais généraux différents.

**Réponse :**

Énergir confirme que les montants des références (i) et (ii) sont de même nature. Les deux tableaux ci-dessous présentent la conciliation de ces montants. Énergir détermine les frais généraux capitalisés qui seront imputés aux immobilisations selon la méthodologie expliquée ci-après. Premièrement, une enveloppe est établie en fonction des dépenses d'exploitation assujetties auxquelles un pourcentage de capitalisation est appliqué (A). Le tableau présenté à la réponse à la question 4.1 présente le détail de cette enveloppe. À ce montant, Énergir additionne des frais de déplacement, d'hébergement et de repas engagés spécifiquement pour certains projets de plus de 1,5 M$ et imputés directement sur ces projets, sans passer par un centre de coûts (B). La somme de ces deux éléments donne une enveloppe globale de frais généraux pour l'année encourue (C).

Une partie des frais généraux de l'enveloppe annuelle est allouée aux projets de plus de 1,5 M$, qu'ils soient inclus dans la base de tarification ou non (projets hors base) (D et E). Le montant des frais généraux corporatifs alloués aux projets de plus de 1,5 M$ est établi selon les montants présentés lors des dépôts à la Régie. Pour une année donnée, les projets hors base ne seront pas reflétés dans la pièce des additions à la base de tarification (G) tel que demandé dans la décision D-2009-156, paragraphes 23 et 24. La partie allouée à des projets de plus de 1,5 M$ inclus dans la base de tarification sera présentée à titre de frais généraux pour des projets de plus de 1,5 M$ (E). L'enveloppe globale des frais généraux capitalisés vient donc être réduite des montants alloués aux projets de plus 1,5 M$ et ainsi le résidu de l'enveloppe est ce qui reste pour les projets de moins de 1,5 M$ (F).

**Établissement des frais généraux corporatifs pour 2018**
**en milliers de $**

| | CT 2018 | Réel 2018 | écart 2018 |
|---|---|---|---|
| Frais généraux provenant des dépenses d'exploitation (A) | 17 136[1] | 18 494[1][2] | 1 358 |
| Frais généraux imputés directement dans des immobilisations (B) | 361 | 158 | (202) |
| **Frais généraux corporatifs totaux pour 2018 (C)** | **17 497** | **18 652** | **1 156[3]** |

[1] Provient du tableau présenté à la question 4.1.
[2] Référence (i) de la question 3.1.
[3] Référence (ii) de la question 4.2

**Répartition des frais généraux corporatifs pour 2018 entre les projets > et < à 1,5 M$**
**en milliers de $**

| | CT 2018 | Réel 2018 | écart 2018 |
|---|---|---|---|
| **Frais généraux corporatifs totaux pour 2018** | **17 497** | **18 652** | 1 156 |
| (-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ hors base (D) [1] | (2 708) | (715) | 1 992[2] |
| **Frais généraux corporatifs inclus dans la base de tarification en 2018** | **14 789** | **17 937[3]** | **3 148** |
| (-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ dans la base (E) | (451) | (605) | (154)[2] |
| Enveloppe résiduelle de frais généraux corporatifs alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base (F) | 14 338 | 17 332 | 2 994 |

[1] Le détail des projets > à 1,5 M$ hors base a été présenté en réponse à la question 4.4.
[2] Voir réponse à la question 4.6.
[3] Référence (ii) de la question 3.1.

**4. Références :**
(i) Pièce B-0152, p. 1, ligne 14;
(ii) Pièce B-0152, p. 5;
(iii) Dossier, R-3867-2013, phase 3B, pièce B-0286, p. 3 à 5, R2.1 et R2.2;
(iv) Dossier, R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080, p. 42 et 43;
(v) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080R, p. 5.

**Préambule :**

(i) L'écart entre les frais généraux capitalisés [FGC] de la cause tarifaire 2018 (14,789 M$) et ceux encourus au réel (17,937 M$) est de 3,148 M$, soit +21,3 %. L'écart constaté pour les FGC alloués aux projets supérieurs à 1,5 MS est de +0,154 M$.

(ii) « *e L'augmentation des frais généraux capitalisés de 3,0 M$ pour les projets inférieurs à 1,5 M$ s'explique principalement par :*

i. *Une hausse de l'enveloppe globale des frais généraux de 1,2 M$ en raison d'une augmentation du taux de capitalisation et d'un accroissement des dépenses liées au secteur de l'exploitation.*
ii. *Une augmentation de 1,8 M$ des frais généraux alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$ principalement due à une allocation de frais généraux moindre que prévu sur les projets hors base, à la suite du changement de méthodologie (D-2018-080) qui a eu pour conséquence d'augmenter le niveau de frais généraux capitalisés résiduels alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base* ». [nous soulignons]

(iii) « ***2.1*** *Veuillez ventiler les frais généraux corporatifs réels de 2016 et indiquer pour chaque composante le montant capitalisé. Veuillez élaborer sur la nature des coûts pour chaque composante.*

***Réponse :***
*Les frais généraux corporatifs sont composés des frais administratifs généraux (la comptabilité, le contrôle des coûts, l'ingénierie et l'environnement, etc.) et des frais administratifs associés aux différents bureaux d'affaires, aux services techniques et aux services de construction de chacune des régions. Le tableau suivant présente les frais généraux corporatifs capitalisés par centre de coûts.*

*La nature des coûts correspond aux dépenses d'opération des centres de coûts. À noter que pour ceux dont les heures de main-d'oeuvre sont capitalisées aux projets d'investissement selon un taux standard, Gaz Métro exclut la main-d'oeuvre interne. Ces centres de coûts font partie des frais administratifs associés aux bureaux d'affaires et aux services techniques et de construction dans le tableau suivant* ». [nous soulignons]

[Le tableau présenté comprend, pour chaque centre de coûts, les données suivantes :

« Description », « Dépenses assujetties », « % FGC » [taux de capitalisation] et « $ FGC »].

« ***2.2*** *Comment sont établis les frais généraux corporatifs au dossier tarifaire? Quels sont les paramètres qui peuvent les faire varier? Notamment, le niveau d'investissement prévu a-t-il un impact sur le niveau de frais corporatifs prévus.*

***Réponse :***
[…]. *Une augmentation basée sur l'inflation des salaires et des autres dépenses est appliquée. Les taux de capitalisation peuvent être mis à jour si des changements sont notés dans les activités des secteurs concernés.* […] » [nous soulignons]

(iv) « *[139] La nature de ces coûts correspond aux dépenses d'opération des centres de coûts. Le niveau réel des FGC dépend des activités des centres de coûts incluses dans l'établissement du montant. Ces coûts varient peu dans le temps et ne varient pas en fonction du nombre de projets. Les facteurs les faisant varier sont principalement l'inflation des salaires et des autres dépenses, ainsi que les coûts liés aux avantages sociaux. Cependant, Énergir mentionne que, pour un certain niveau d'investissement en projets d'extension, le montant de frais généraux est fixe pour une année donnée.*

[…]

*[146] De plus, Énergir indique que les FGC spécifiques qui seront attribués aux projets supérieurs au seuil permettront, a posteriori, au moment du rapport annuel, de réduire le montant total des FGC associés aux projets inférieurs au seuil* ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(v) La décision D-2018-080R est datée du 31 juillet 2018.
« [7] […]

*[422] La Régie ordonne que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision s'applique à tout nouveau projet d'extension de réseau à compter de la date de la présente décision, à l'exception des projets déjà déposés dans des dossiers spécifiques ou des projets découlant du Plan de développement 2018-2019.*

*[423] Ainsi, la Régie juge que tous les projets déjà déposés dans des dossiers spécifiques ainsi que ceux découlant du Plan de développement déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 doivent avoir été évalués en fonction des paramètres de la Méthode actuelle, en vigueur jusqu'à maintenant* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

4.1 Veuillez fournir, pour chacun des centres de coûts, les données prévues et réelles pour 2018, dans le format du tableau mentionné à la référence (iii), incluant les écarts observés pour chacune des données, sachant que le total des FGC pour 2018 au réel est de 17,937 M$ (référence (i)).

## Réponse :

**Données prévues et réelles pour le calcul des Frais Généraux Capitalisés 2018**

| Secteur | Centre de coûts | Description | Dépenses assujetties Prévues | Dépenses assujetties Réelles | Écart | % FGC Prévu | % FGC Réel | Écart | $ FGC Prévus | $ FGC Réels | Écart | Ref. | Impact variation des dépenses | Impact variation des taux |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | (a) | (b) | (c)= (b)-(a) | (d) | (e) | (f)=(e)-(d) | (g) | (h) | (i)=(h)-(g) | | (j)=(c) X (d) | (k)=(f) X (b) |
| Clients et exploitation | 10018 | Bureau de contrôle | 1 652 | 1 330 | -322 | 54% | 54% | 0,0% | 887 | 714 | -173 | (2) | -173 | 0 |
| Clients et exploitation | 10019 | Bureau de contrôle ouest | 3 485 | 3 657 | 171 | 24% | 24% | 0,0% | 850 | 892 | 42 | | 42 | 0 |
| Clients et exploitation | 12203 | Centre de services | 1 414 | 1 389 | -25 | 80% | 80% | 0,0% | 1 131 | 1 111 | -20 | | -20 | 0 |
| Clients et exploitation | 14002 | Ingénierie conception | 2 221 | 2 047 | -174 | 42% | 42% | 0,0% | 922 | 849 | -72 | | -72 | 0 |
| Clients et exploitation | 14007 | Ing régionale et projets spéciaux | 2 171 | 2 024 | -147 | 71% | 71% | 0,0% | 1 533 | 1 429 | -103 | (2) | -103 | 0 |
| Clients et exploitation | 14039 | Administration Abitibi | 335 | 394 | 59 | 19% | 19% | 0,0% | 62 | 73 | 11 | | 11 | 0 |
| Clients et exploitation | 14049 | Préfab | 0 | 641 | 641 | 100% | 100% | 0,0% | 0 | 641 | 641 | (1) | 641 | 0 |
| Clients et exploitation | 14055 | Gestion actifs & intgr réseau | 2 353 | 2 110 | -242 | 35% | 35% | 0,0% | 824 | 739 | -85 | (2) | -85 | 0 |
| Clients et exploitation | 14057 | Administration Québec | 1 536 | 1 717 | 180 | 20% | 20% | 0,0% | 301 | 336 | 35 | | 35 | 0 |
| Clients et exploitation | 14075 | Administration mesurage | 989 | 993 | 4 | 21% | 21% | 0,0% | 204 | 205 | 1 | | 1 | 0 |
| | | **Sous-total secteur Clients et exploitation** | **16 156** | **16 303** | **146** | | | | **6 713** | **6 990** | **277** | | **277** | **0** |
| Régl., TI,logistique et finances | 10026 | Comptabililté | 1 017 | 1 039 | 22 | 16% | 16% | 0,0% | 165 | 168 | 4 | | 4 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 10027 | Contrôle des coûts | 1 770 | 1 740 | -30 | 77% | 77% | 0,0% | 1 359 | 1 336 | -23 | | -23 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 14012 | Gestion du transport | 9 554 | 9 556 | 1 | 36% | 36% | 0,0% | 3 392 | 3 392 | 1 | | 1 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 14013 | Administration des contrats | 1 073 | 1 176 | 103 | 85% | 85% | 0,0% | 912 | 1 000 | 88 | (3) | 88 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 14014 | Aprov., biens & service Corp | 523 | 1 077 | 555 | 43% | 43% | 0,0% | 225 | 464 | 239 | (3) | 239 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 14015 | CCD et outils | 2 090 | 2 144 | 54 | 83% | 83% | -0,2% | 1 740 | 1 782 | 42 | | 45 | -4 |
| Régl., TI,logistique et finances | 14016 | Logistique | 551 | 608 | 58 | 72% | 72% | 0,0% | 395 | 437 | 41 | | 41 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 16013 | Services aux utilisateurs | 2 668 | 2 335 | -333 | 6% | 6% | 0,0% | 171 | 149 | -21 | | -21 | 0 |
| Régl., TI,logistique et finances | 16016 | Admin contrats entrepreneurs | 497 | 68 | -428 | 85% | 85% | 0,0% | 422 | 58 | -364 | (3) | -364 | 0 |
| | | **Sous-total Régl. TI, logistique et finances** | **19 743** | **19 744** | **1** | | | | **8 781** | **8 787** | **5** | | **9** | **-4** |
| | | **Sous-total Frais généraux administratifs** | **35 899** | **36 047** | **148** | | | | **15 494** | **15 777** | **282** | | **286** | **-4** |
| Clients et exploitation | 12037 | Dir adj. Construction - clientèle | 78 | 102 | 24 | 90% | 92% | 3% | 70 | 94 | 25 | | 22 | 3 |
| Clients et exploitation | 14003 | Ing. Projets majeurs | 330 | 320 | -10 | 22% | 12% | -10% | 72 | 37 | -35 | | -2 | -33 |
| Clients et exploitation | 14005 | Géomatique | 43 | 73 | 30 | 36% | 48% | 12% | 15 | 35 | 19 | | 11 | 9 |
| Clients et exploitation | 14009 | Mesurage | 107 | 301 | 194 | 24% | 25% | 1% | 26 | 76 | 50 | | 47 | 4 |
| Clients et exploitation | 14010 | Qualité-Recyclage | 158 | 80 | -78 | 94% | 96% | 2% | 149 | 77 | -72 | | -74 | 2 |
| Clients et exploitation | 14020 | Réseau Mtl-Est | 198 | 239 | 41 | 18% | 27% | 9% | 36 | 64 | 29 | | 7 | 21 |
| Clients et exploitation | 14021 | Services Techniques Est - Mtl | 82 | 119 | 37 | 18% | 24% | 6% | 15 | 28 | 14 | | 7 | 7 |
| Clients et exploitation | 14024 | Réseau Montérégie | 319 | 375 | 57 | 18% | 23% | 5% | 57 | 87 | 30 | | 10 | 20 |
| Clients et exploitation | 14025 | Services Techniques Montérégie | 65 | 101 | 36 | 21% | 23% | 1% | 14 | 23 | 9 | | 8 | 2 |
| Clients et exploitation | 14028 | Réseau Estrie | 205 | 221 | 16 | 21% | 23% | 3% | 42 | 52 | 10 | | 3 | 6 |
| Clients et exploitation | 14029 | Services Techniques Estrie | 47 | 100 | 53 | 32% | 32% | 0% | 15 | 32 | 17 | | 17 | 0 |
| Clients et exploitation | 14033 | Réseau Ouest - Mtl | 110 | 197 | 87 | 23% | 34% | 11% | 25 | 68 | 43 | | 20 | 23 |
| Clients et exploitation | 14034 | Services Techniques Ouest - Mtl | 115 | 130 | 16 | 16% | 23% | 7% | 19 | 30 | 12 | | 3 | 9 |
| Clients et exploitation | 14037 | Réseau Laurentides | 209 | 276 | 67 | 13% | 19% | 6% | 27 | 53 | 26 | | 9 | 17 |
| Clients et exploitation | 14038 | Services Techniques Laurentides | 101 | 127 | 26 | 26% | 30% | 5% | 26 | 38 | 13 | | 7 | 6 |
| Clients et exploitation | 14041 | Réseau Abitibi | 106 | 174 | 67 | 29% | 52% | 23% | 31 | 91 | 60 | | 20 | 41 |
| Clients et exploitation | 14044 | Services techniques réseau- raccordement | 435 | 406 | -29 | 73% | 86% | 13% | 315 | 349 | 33 | | -21 | 55 |
| Clients et exploitation | 14045 | Services techniques réseau | 81 | 193 | 112 | 85% | 82% | -3% | 69 | 158 | 89 | | 95 | -6 |
| Clients et exploitation | 14046 | Atelier de soudure | 86 | 127 | 41 | 78% | 84% | 6% | 67 | 106 | 39 | | 32 | 7 |
| Clients et exploitation | 14048 | Construction | 36 | -4 | -41 | 91% | 86% | -5% | 33 | -4 | -37 | | -37 | 0 |
| Clients et exploitation | 14051 | Poseurs | 13 | 0 | -13 | 86% | 0% | -86% | 12 | 0 | -12 | | -12 | 0 |
| Clients et exploitation | 14052 | Protection Cathodique | 121 | 182 | 61 | 78% | 73% | -5% | 94 | 133 | 39 | | 48 | -8 |
| Clients et exploitation | 14053 | Transmission | 795 | 2 390 | 1 595 | 27% | 31% | 4% | 215 | 737 | 523 | (4) | 431 | 92 |
| Clients et exploitation | 14059 | Réseau Québec | 311 | 423 | 112 | 24% | 24% | 0% | 73 | 100 | 27 | | 26 | 1 |
| Clients et exploitation | 14060 | Services Techniques Québec | 33 | 56 | 23 | 29% | 23% | -6% | 10 | 13 | 3 | | 7 | -3 |
| Clients et exploitation | 14063 | Réseau Mauricie | 158 | 227 | 69 | 19% | 21% | 2% | 30 | 48 | 18 | | 13 | 5 |
| Clients et exploitation | 14064 | Services Techniques Mauricie | 17 | 28 | 11 | 23% | 31% | 8% | 4 | 9 | 5 | | 2 | 2 |
| Clients et exploitation | 14067 | Réseau Saguenaz-Lac St-Jean | 209 | 340 | 131 | 19% | 22% | 3% | 40 | 75 | 35 | | 25 | 10 |
| Clients et exploitation | 14068 | Services Techniques Saguenaz-Lac St-Jean | 18 | 29 | 11 | 27% | 34% | 7% | 5 | 10 | 5 | | 3 | 2 |
| Clients et exploitation | 14080 | Exploit - Est Gr 3 | 110 | 99 | -11 | 18% | 25% | 7% | 20 | 24 | 5 | | -2 | 6 |
| Clients et exploitation | 14085 | Exploit/ acq Gr 3 Ouest | 63 | 123 | 60 | 24% | 24% | 1% | 15 | 30 | 15 | | 14 | 1 |
| | | **Sous-total secteur Clients et exploitation** | **4 758** | **7 550** | **2 792** | | | | **1 638** | **2 674** | **1 036** | | **736** | **300** |
| Dév., communauté, corpo et sécurité | 14081 | Gestion projets majeurs | 4 | 53 | 49 | 93% | 82% | -10% | 4 | 44 | 40 | | 46 | -5 |
| | | **Sous-total secteur Dévelop. Communauté, corpo et sécurité** | **4** | **53** | **49** | | | | **4** | **44** | **40** | | **46** | **-5** |
| | | **Sous-total- Frais administratifs associés aux bureaux d'affaires et aux services techniques et de construction** | **4 762** | **7 603** | **2 841** | | | | **1 642** | **2 718** | **1 076** | | **782** | **295** |
| | | **Grand Total** | **40 661** | **43 650** | **2 989** | | | | **17 136** | **18 494** [(1)] | **1 358** | | | |

[(1)] Correspond au montant présenté au tableau en réponse à la question 3,1

4.2 Afin d'expliquer la hausse de 1,2 M$ des FGC (référence (ii)), veuillez justifier les augmentations significatives :

- des « *taux de capitalisation* » correspondant respectivement à différents centres de coûts;
- des « *dépenses assujetties* » correspondant respectivement à différents centres de coûts.

**Réponse :**

Voici les principales explications relativement aux variations significatives du niveau des dépenses assujetties et des taux de capitalisation en référence au tableau de la réponse 4.1.

Il est à noter qu'au moment de préparer le dossier tarifaire pour les investissements de 2018, le détail des dépenses d'exploitation assujetties aux FGC n'était pas connu. L'évaluation de celles-ci est donc basée sur les dépenses budgétées de l'exercice précédent (2017), auxquelles est ajoutée l'inflation des salaires. Les autres composantes n'ont pas été modifiées.

(1) Au cours de l'exercice 2018, le coût des différents montages a fortement augmenté en raison de la réception de pièces non conformes, ce qui a occasionné des délais, donc du temps supplémentaire, afin de pouvoir livrer ces montages selon l'échéancier prévu. De plus, 50 % du salaire et des avantages sociaux d'une personne dédiée à la préfabrication des montages sont maintenant inclus dans les dépenses assujetties. Ils n'étaient pas reflétés lors de la préparation du dossier tarifaire 2018, mais le seront à compter de celui de 2020.

(2) La gestion des priorités et la réorganisation du travail ont eu pour effet de réduire certaines dépenses et de reporter quelques activités à l'exercice 2019.

(3) Ces trois services ont réorganisé leurs activités au cours de l'exercice afin d'optimiser les ressources. Au net, l'impact de ces changements est marginal: réduction des FGC de 37 k$.

(4) La croissance des dépenses réelles de la transmission pour l'exercice 2018 a été occasionnée par la mise en application de nouvelles normes et de nouvelles règles en santé et sécurité qui entraînent la hausse des frais de déplacement, d'outillage, d'équipement, de matériaux. La complexité des nouveaux postes de compression mis en service au cours de l'exercice ont aussi mis une pression à la hausse sur les dépenses de transmission et ont nécessité un nombre d'heures capitalisables exceptionnel afin de procéder à la mise en marche et aux derniers ajustements de ces postes.

La hausse de la capitalisation des autres centres de coûts s'explique de façon générale par l'application des nouvelles règles de santé et sécurité qui augmente le nombre d'heures requis pour réaliser certaines tâches.

4.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les « *dépenses liées au secteur de l'exploitation* » (référence (ii)) sont les « *Dépenses assujetties* » présentées au tableau mentionné à la référence (iii). Dans la négative, veuillez fournir, en les décrivant,

les « *dépenses liées au secteur de l'exploitation* », prévues et réelles. Veuillez également, dans ce cas, justifier la hausse observée pour ces dépenses.

**Réponse :**

Énergir confirme que les dépenses liées au secteur exploitation de la référence (ii) sont les dépenses assujetties présentées au tableau mentionné à la référence (iii), et mises à jour à la réponse à la question 4.1.

4.4 Veuillez décrire les projets hors base pour 2018, en précisant les coûts correspondants (référence (ii)).

**Réponse :**

Au tableau 1, Énergir présente les projets majeurs hors base réalisés au cours de l'exercice 2018 ainsi que l'allocation des frais généraux corporatifs correspondants. Lors de l'établissement de la Cause tarifaire 2018, la prévision des frais généraux alloués à certains projets de plus de 1,5 M$, hors base en 2018, avait été établie selon la méthodologie présentée lors de la Cause tarifaire 2016[1], qui consistait à appliquer une réduction de 2 % du taux de frais généraux corporatifs par fourchette de 5 M$ d'investissement.

Par ailleurs, comme précisé en demande de renseignements au dossier R-3867-2013, phase 3B[2], Énergir a établi une nouvelle approche durant l'exercice 2018 pour les projets de plus de 1,5 M$. Cette méthode a été appliquée sur certains projets déposés et approuvés par la Régie (R-4021-2017 et R-4020-2017), et ce avant que la décision D-2018-080 ne soit rendue. Ainsi l'allocation des frais généraux corporatifs au réel, en 2018, dépend de la méthodologie utilisée dans le dépôt individuel des projets de plus de 1,5 M$.

**Frais généraux corporatifs pour projets > à 1,5 M$ hors base**
**en milliers de $**

| | | CT 2018 | Réel 2018 | écart 2018 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carrières (R-4021-2017) | 905 | 255 | (650) |
| 2 | Projet d'extension de réseau – MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan (R-4020-2017) | 847 | 237 | (609) |
| 3 | Transmission Ab/rec St-Maurice/Mékinac | 602 | | (602) |
| 4 | Transmission Ab/rec STH Drummonville | 355 | | (355) |
| 5 | Projet d'extension de réseau pour une station de gaz naturel comprimé à Laval (R-4033-2018) | | 7 | 7 |
| 6 | Projet d'extension de réseau à Drummondville (R-3991-2016) | | 84 | 84 |
| 7 | Projet d'extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay (R-4069-2018) | | 49 | 49 |
| 8 | Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde (R-4077-2018) | | 11 | 11 |
| 9 | Projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel (R-4022-2017) | | 62 | 62 |
| 10 | Projet de relocalisation de conduite dans le secteur de Contrecoeur/Sorel (R-4053-2018) | | 12 | 12 |
| | **Total frais généraux corporatifs pour projets > 1,5 M$ hors base** | **2 708** | **715** | **(1 992)** |

[1] R-3879-2014, B-0465, Gaz Métro-107, Document 10.

[2] R-3867-2013, phase 3B, B-0298, Gaz Métro-9, Document 1, question 7.1, pages 26 et 27.

Tel qu'indiqué à la référence (ii), la baisse des FGC alloués aux projets hors base de plus de 1,5 M$ s'explique principalement par le changement de méthodologie au réel qui occasionne un écart de -1,3 M$ (lignes 1 et 2) sur un écart total de -2,0 M$. L'écart résiduel de -0,7 M$ (lignes 3 à 10) provient du fait que pour certains projets prévus à la Cause tarifaire 2018, aucun investissement n'a été réalisé, et à l'inverse, des investissements ont été réalisés sur des projets qui n'avaient pas été prévus à la Cause tarifaire 2018.

4.5 En lien avec l'allocation moindre des FGC aux projets hors base à la suite d'un changement de méthodologie (D-2018-080) (référence (ii)), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle :

- avant le 31 juillet 2018, il n'y a pas eu de changement de méthodologie conformément à la décision D-2018-080R (31 juillet 2018) (référence (v));
- le changement de méthodologie conformément à la décision D-2018-080R (31 juillet 2018) (référence (v)), est survenu, pour l'année 2018, entre le 1er août 2018 et le 30 septembre 2018.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.4.

4.6 Énergir indique qu'une allocation moindre que prévue des FGC sur les projets hors base à la suite du changement de méthodologie (D-2018-080) a eu pour conséquence d'augmenter le niveau des FGC résiduels alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle l'allocation réelle des FGC aux projets hors base serait plutôt supérieure de +0,154 M$, selon la référence (i), ce qui aurait pour effet de diminuer le niveau des FGC résiduels alloués aux projets inférieurs à 1,5 M$.

**Réponse :**

La compréhension de la Régie selon laquelle l'allocation réelle des FGC aux projets hors base serait plutôt supérieure de +0,154 M$, selon la référence (i) est inexacte.

La référence (i) correspond aux investissements réalisés en cours d'exercice sur des projets majeurs et inclus à la base de tarification. Les prévisions et les résultats réels des projets hors base, par définition, sont exclus de la base de tarification en cours d'année, mais sont intégrés dans les soldes d'ouverture des années tarifaires suivantes. Les projets majeurs hors base sont des projets pour lesquels Énergir n'a pas encore obtenu l'autorisation de venir les inclure dans la base de tarification. Pour un complément d'informations, veuillez vous référer aux réponses aux questions 3.1, au deuxième tableau traitant de la répartition des FGC, et 4.4, au premier tableau.

4.7 Veuillez concilier les justifications fournies par Énergir à la référence (ii) à l'extrait souligné de la référence (iv).

**Réponse :**

Énergir justifie à la référence (ii) la hausse de l'enveloppe globale des frais généraux de 1,2 M$ (voir tableau 1 à la question 3.1) en raison d'une augmentation du taux de capitalisation et d'un accroissement des dépenses liées aux secteurs de l'exploitation. Ces augmentations ont été justifiées dans la réponse fournie à la question 4.2. La référence (iv) énonçait que les frais généraux corporatifs varient peu dans le temps selon le nombre de projets. Les justifications en réponse à la question 4.2 font principalement référence à l'organisation du travail et à des facteurs externes à Énergir. L'inflation de ces dépenses représente également un facteur explicatif d'augmentation des frais généraux corporatifs, mais ne constitue pas une explication d'écarts entre le budget et le réel.

## PLAN DE DÉVELOPPEMENT

**5. Référence :** Pièce B-0089, p. 1.

**Préambule :**

Dans la colonne « *Grand débit* » du tableau présenté, on constate que les raccordements de trois clients prévus en 2018, pour un volume total après cinq ans de 42,711 $Mm^3$ et un TRI anticipé de 102,18%, ne se sont pas matérialisés avant le 30 septembre 2018.

**Demande :**

5.1 Veuillez expliquer pourquoi les raccordements des trois clients « *Grand débit* » prévus ne se sont pas matérialisés avant le 30 septembre 2018. Veuillez préciser si ces raccordements ont été réalisés après septembre 2018 ou si Énergir prévoit qu'ils se réalisent en 2019.

**Réponse :**

Parmi les trois clients « *Grand débit* » prévus, deux de ces projets ont été reportés en 2019 pour des raisons de financement. Le raccordement du troisième client prévu a été annulé puisque, pour des raisons hors du contrôle d'Énergir, le client potentiel a décidé de s'installer aux États-Unis.

**6. Références :** (i) Pièce B-0090, p. 5;
(ii) Dossier R-3951-2015, pièce B-0169, p. 60 et 61, R16.1.

**Préambule :**

(i) « *La diminution du TRI de 1,88 % s'explique principalement par la hausse des investissements de 2,0 M$ ou de 14 %, qui est attribuable à une hausse des coûts en immobilisations de 2,6 M$ ou de 28 %* […].

[…]

*L'écart de coûts en immobilisations s'explique en majeure partie par des coûts de branchements plus élevés que prévu pour des clients raccordés au réseau gazier dans le marché de la conversion (1,0 M$) et dans le marché de la nouvelle construction (1,3 M$). Dans le marché de la nouvelle construction, certains projets ont permis de raccorder davantage de clients et pour certains branchements sur réseau, les travaux ont été plus complexes que prévu* ». [nous soulignons]

(ii) « *16.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro intègre les résultats des analyses a postériori dans ses prévisions des ventes lors du prochain Plan de développement. Si oui, veuillez expliquer comment Gaz Métro intègre les résultats des analyses a postériori dans son processus de prévision des ventes. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.*

**Réponse :**

*Comme énoncé à la Cause tarifaire 2016, les constats découlant des analyses du suivi a posteriori permettent à Gaz Metro d'améliorer constamment ses méthodes et processus d'affaires. Depuis la mise en place du suivi a posteriori, plusieurs initiatives ont été prises par Gaz Métro pour améliorer ses estimations et prévisions, autant dans le cadre du plan de développement des nouvelles ventes, qu'au niveau opérationnel de la rentabilité a priori. Voici certaines améliorations réalisées au marché résidentiel :*

- *Ajustement des barèmes d'évaluation permettant d'estimer la consommation des nouvelles constructions résidentielles;*

  - *Mise en place d'un processus systématique d'estimation des coûts de conduites principales pour tous les projets;*
  - *Implantation d'une grille de coûts moyens pour les branchements avec une longueur non standard;*
  - *Utilisation d'une base de données exhaustive de coûts réels de branchement pour déterminer les coûts moyens par marché et par région;*
  - *Étalement dans le temps de la prévision de l'arrivée des clients dans nos projets.*

*Les résultats de ces améliorations pourront être constatés dans le cadre des suivis a posteriori des prochaines années. De plus, de nouvelles initiatives seront mises en place dans l'élaboration du plan de développement des nouvelles ventes de la Cause tarifaire 2017 qui permettront notamment de prendre en compte plus exhaustivement les installations ne générant pas de revenu* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

6.1 Veuillez expliquer en quoi les travaux des projets réalisés ont été plus complexes pour le raccordement de nouveaux clients du marché résidentiel (référence (i)).

**Réponse :**

De l'écart de 1,3 M$ cité en référence i), un montant approximatif de 0,3 M$ se rapporte aux branchements dont les travaux se sont avérés plus complexes que prévus. Plus précisément, il s'agit de projets qui, suite à des délais de construction, ont nécessité des coûts pour un branchement de chauffage temporaire ou encore, des changements qui ne pouvaient être prévus *a priori*, tels qu'une modification de l'emplacement ou de la longueur du branchement pour des raisons d'accès, de contraintes municipales, de sécurité ou dû à la présence d'obstacles. Ces éléments sont des facteurs imprévisibles au moment de l'estimation des projets.

6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet qu'Énergir poursuit les améliorations réalisées pour le marché résidentiel, telles qu'énumérées à la référence (ii) afin d'améliorer ses estimations des coûts de projets.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Énergir s'assure chaque année d'améliorer ses pratiques et d'intégrer les constats lui permettant de mieux estimer les coûts et les volumes prévus pour tous les marchés.

6.3 Énergir utilise « *une base de données exhaustive de coûts réels de branchement pour déterminer les coûts moyens par marché et par région* » (référence (ii)). Veuillez expliquer ce qu'Énergir entend par « *exhaustive* » en précisant la nature des ajustements effectués à cette base de données selon les constats a posteriori relatifs aux coûts des projets.

**Réponse :**

Le terme « *exhaustive* » fait référence à une base de données de coûts réels de branchement réalisés au cours des trois dernières années. Il faut savoir que les coûts de construction sont en hausse ces dernières années, et ce, à cause d'une multitude de facteurs, dont le resserrement des normes de sécurité, une hausse des exigences municipales, de même que de nouvelles activités exigées par les normes de construction (ex : signalisation, levage, coupe-type, cages de protection, etc.). Énergir confirme que cette hausse de coûts réels constatée *a posteriori* est intégrée aux bases de données de coûts réels de branchement qui servent à établir les estimations de coûts *a priori*. Énergir tient à rappeler qu'il s'écoule un certain délai (plus d'une année) entre le moment où les constats *a posteriori* sont faits et la mise à jour des coûts moyens utilisés dans les estimations *a priori*.

6.4 Veuillez préciser si les « *améliorations réalisées* » (référence (ii)) afin d'améliorer les estimations de coûts ont, de l'avis d'Énergir, permis d'atteindre l'objectif visé d'une meilleure estimation des coûts de projets, entre autres.

**Réponse :**

Les améliorations réalisées contribuent à mieux prévoir les coûts de construction pour certains marchés. Énergir tient à souligner qu'elle s'attend à ce qu'il y ait, à chaque année, des projets ou des branchements exceptionnels en dépassement de coûts étant donné que certains travaux ou contraintes sont imprévisibles au moment de l'estimation. Les réponses fournies aux questions 6.1, 7.1 et 7.2 vont en ce sens.

**7. Références :** (i) Pièce B-0090, p. 7;
(ii) Dossier R-3951-2015, pièce B-0169, p. 60 et 61, R16.1.

**Préambule :**

(i) « *La baisse du TRI de 2,06 % pour le marché affaires – nouveaux clients s'explique principalement par une diminution des volumes de 10 % ou de 5 629 10³m³ et par une hausse du coût des immobilisations de 11 % ou de 7,9 M$.*

[…]

*Le coût des immobilisations affiche un écart défavorable de 7,9 M$, soit 11 %. Cet écart se compose principalement d'un montant de 5,9 M$ attribuable aux coûts de conduite et de 0,4 M$ attribuable aux coûts de branchements, relatifs à un groupe de 31 projets. Énergir a analysé la cause de cette hausse de coûts et les constats dégagés proviennent notamment de travaux plus complexes que prévu et de branchements qui ont nécessité une longueur plus importante qu'anticipée* ». [nous soulignons]

(ii) « *16.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro intègre les résultats des analyses a postériori dans ses prévisions des ventes lors du prochain Plan de développement. Si oui, veuillez expliquer comment Gaz Métro intègre les résultats des analyses a postériori dans son processus de prévision des ventes. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.*

**Réponse :**
*Comme énoncé à la Cause tarifaire 2016, les constats découlant des analyses du suivi a posteriori permettent à Gaz Metro d'améliorer constamment ses méthodes et processus d'affaires. Depuis la mise en place du suivi a posteriori, plusieurs initiatives ont été prises par Gaz Métro pour améliorer ses estimations et prévisions, autant dans le cadre du plan de développement des nouvelles ventes, qu'au niveau opérationnel de la rentabilité a priori. Voici certaines améliorations réalisées au marché résidentiel :*

- *Ajustement des barèmes d'évaluation permettant d'estimer la consommation des nouvelles constructions résidentielles;*
- *Mise en place d'un processus systématique d'estimation des coûts de conduites principales pour tous les projets;*
- *Implantation d'une grille de coûts moyens pour les branchements avec une longueur non standard;*
- *Utilisation d'une base de données exhaustive de coûts réels de branchement pour déterminer les coûts moyens par marché et par région;*
- *Étalement dans le temps de la prévision de l'arrivée des clients dans nos projets.*

*Les résultats de ces améliorations pourront être constatés dans le cadre des suivis a posteriori des prochaines années. De plus, de nouvelles initiatives seront mises en place dans l'élaboration du plan de développement des nouvelles ventes de la Cause tarifaire 2017 qui permettront notamment de prendre en compte plus exhaustivement les installations ne générant pas de revenu* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

7.1 Veuillez expliquer en quoi les travaux des projets réalisés ont été plus complexes pour le raccordement de nouveaux clients du marché affaires (référence (i)).

**Réponse :**

L'écart défavorable de coûts des immobilisations présenté en référence i) provient principalement des projets de développement du marché affaires nécessitant une extension de conduite. Énergir a investigué les sources d'écarts pour les 31 projets cités en référence i) et liste ci-dessous quelques exemples de projets pour lesquels les travaux de construction ont été plus complexes que prévus :

- Une présence deux fois plus importante de roc dans le sol que ce qui avait pu être évalué au moment de l'estimation;
- La nécessité de forer sous un aqueduc dont l'emplacement n'avait pas été correctement positionné sur les plans par la Ville;
- Décision au moment de réaliser les travaux d'ajouter un bouclage au projet, afin de sécuriser la pression minimale du réseau dans le secteur;
- À la demande de la Ville, le plan a été revu afin d'améliorer le design de l'intersection où étaient prévus les travaux, allongeant ainsi le tronçon;
- Modifications et réparations imprévues d'un poste de détente sous-terrain situé à proximité du projet d'extension;
- Ajout d'un poste de mesurage spécial sur poste de béton, qui n'avait pu être prévu au moment de l'estimation; et
- Découverte de massifs d'utilités publiques non cartographiés par la Ville nécessitant du forage additionnel et du concassage de roc non prévu.

À la suite de l'analyse des explications ci-dessus, il en ressort que les dépassements de coûts observés auraient difficilement pu être anticipés au moment de l'estimation initiale, puisque le niveau de complexité était imprévisible.

7.2 Veuillez élaborer sur les situations de branchements nécessitant « *une longueur plus importante qu'anticipée* » (référence (i)).

**Réponse :**

Il arrive qu'un changement de tracé soit nécessaire au moment de réaliser les travaux, que ce soit à la demande de la Ville ou encore, notamment, pour contourner un obstacle découvert au moment de réaliser le branchement. Certaines explications plus détaillées sur les changements de tracés sont fournies à la réponse à la question 7.1.

7.3 Veuillez indiquer si Énergir procède également à l'ajustement de ses bases de données de coûts réels de branchements dans le marché affaires, selon les constats a posteriori relatifs aux coûts des projets.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.3 pour plus d'information.

7.4 Dans l'affirmative, veuillez préciser si ces ajustements apportés aux bases de données afin d'améliorer les estimations de coûts ont, de l'avis d'Énergir, permis d'atteindre l'objectif visé d'une meilleure estimation des coûts de projets.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 6.4.

**8. Références :**

(i) Pièce B-0090, p.15;
(ii) Pièce B-0090, p. 12 et 13;
(iii) Pièce B-0090, p. 13 et 14, tableaux 3 et 4;
(iv) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080, p. 101;
(v) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080R, p. 5;
(vi) Pièce B-0090, p. 11 et 12, tableaux 1 et 2.

**Préambule :**

(i) « *Énergir demande à la Régie de la soustraire à son obligation de produire et de déposer le suivi a posteriori des plans de développement des investissements inférieurs au seuil de 1,5 M$, six ans après la présentation du plan a priori et, conséquemment, de mettre fin à ce suivi spécifique* ».

(ii) « *Au rapport annuel 2014, Énergir indiquait que l'effort requis pour réaliser le suivi a posteriori après trois ans d'un plan de développement s'élevait à 140 jours et qu'elle estimait à plus de 100 jours l'effort requis pour produire le suivi a posteriori après six ans. Énergir souhaite porter à l'attention de la Régie qu'elle a continuellement amélioré ses méthodes de travail afin de gagner en efficacité, tout en maintenant un niveau élevé de qualité et de fiabilité de l'information présentée. Toutefois, bien que l'effort requis pour produire un suivi a posteriori d'un plan de développement après trois ans ait diminué, Énergir estime qu'elle devrait quand même mobiliser d'importantes ressources si elle devait produire deux suivis a posteriori dans un même rapport annuel* ». [nous soulignons]

(iii) Énergir présente la comparaison des données a posteriori après trois ans du plan de développement 2012 présentées au rapport annuel 2015, avec celles obtenues par leur mise à jour six ans plus tard, pour les marchés Résidentiel (tableau 3) et Affaires (tableau 4).

(iv) « *[426]* […]
***APPROUVE*** *la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau telle qu'établie par la présente décision;* » [la Nouvelle méthodologie]

(v) « [7] […]

*[422] La Régie ordonne que la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau établie par la présente décision s'applique à tout nouveau projet d'extension de réseau à compter de la date de la présente décision, à l'exception des projets déjà déposés dans des dossiers spécifiques ou des projets découlant du Plan de développement 2018-2019.*

*[423] Ainsi, la Régie juge que tous les projets déjà déposés dans des dossiers spécifiques ainsi que ceux découlant du Plan de développement déposé dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019 doivent avoir été évalués en fonction des paramètres de la Méthode actuelle, en vigueur jusqu'à maintenant* ».

(vi) Énergir présente aux tableaux 1 et 2 l'évolution de 2009 à 2015 du pourcentage de données réelles relatives aux suivis a posteriori trois ans plus tard pour les nouveaux clients des marchés Résidentiel et Affaires. Énergir précise également qu'elle « *estime que, considérant le pourcentage de données réelles suffisamment élevé dans le suivi a posteriori trois ans plus tard, la rentabilité obtenue dans un suivi a posteriori six ans plus tard n'est pas significativement différente. Énergir maintient qu'un deuxième suivi, à la sixième année, pour un même plan de développement a peu de valeur ajoutée* ».

**Demandes :**

8.1 Veuillez expliquer pourquoi Énergir doit consacrer plus de 100 jours d'effort requis afin de produire le suivi après six ans du plan de développement, en élaborant sur les tâches à réaliser. Veuillez indiquer, entre autres, si ces tâches sont manuelles ou automatisées en précisant lesquelles sont manuelles.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente l'effort prévu pour réaliser un suivi *a posteriori* d'un plan de vente à la sixième année. Les tâches qui y sont décrites concernent l'ensemble des marchés couverts par l'analyse *a posteriori* (nouveaux clients résidentiels, nouveaux clients affaires, ajouts de charge résidentiels et ajouts de charge affaires).

| Suivi *a posteriori* après 6 ans | Nb jours prévus | Type |
|---|---|---|
| 1. Extractions et préparation des bases de données réelles (clients, volumes, revenus, immobilisations, subventions, contributions) | 15 | Manuelle |
| 2. Manipulation, traitement et analyse de l'information (spécificités pour chacun des marchés et sous marchés) afin de respecter la méthodologie *a posteriori* et afin de présenter une information *a posteriori* fiable et comparable à celle présentée *a priori* | 65 | Manuelle |
| 3. Établissement de la projection pour les nouveaux clients résidentiels et affaires (nouveaux clients) | 5 | Manuelle |
| 5. Analyses et explications de tous les écarts significatifs | 5 | Manuelle |
| 6. Autres (rédaction de la pièce, préparation des annexes etc.) | 10 | Manuelle |
| **Total** | **100** | |

8.2 Veuillez expliquer en quoi l'amélioration des « *méthodes de travail afin de gagner en efficacité* » (référence (ii)) a permis de réduire l'effort requis pour produire un suivi a posteriori après trois ans du plan de développement. Veuillez élaborer, en particulier sur ces « *méthodes de travail* ».

**Réponse :**

Énergir a réduit l'effort total requis d'approximativement 20 % principalement au niveau de la tâche n° 2 du tableau présenté à la réponse à la question 8.1. L'amélioration des méthodes de travail consiste en une réduction du nombre de manipulations dans les fichiers de travail, à la mise en place et à l'utilisation de gabarits (fichiers modèles) et en une optimisation des liens entre les nombreux fichiers de travail et bases de données source. Par ailleurs, bien que l'effort requis pour produire un suivi *a posteriori* après six ans ait diminué approximativement de 20%, Énergir estime que cet effort reste significatif.

8.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir poursuivrait l'amélioration de ses méthodes de travail afin de réduire l'effort requis pour produire les suivis a posteriori après trois ans, voire après six ans. Dans l'affirmative, veuillez préciser où en est Énergir dans l'amélioration de ses méthodes de travail, ainsi que les étapes et l'horizon envisagé pour réduire significativement les efforts requis pour produire les suivis a posteriori.

**Réponse :**

Énergir estime que pour réduire davantage l'effort pour produire un suivi *a posteriori* après trois ans, voire après 6 ans, elle doit investir au niveau de ses systèmes informatiques. Énergir étudie actuellement la possibilité de remplacer certains de ses systèmes. À ce stade-ci, Énergir est difficilement en mesure de statuer sur l'horizon de temps envisagé.

8.4 Considérant qu'Énergir a « *continuellement amélioré ses méthodes de travail afin de gagner en efficacité* » (référence (ii)), veuillez indiquer s'il est envisageable que l'effort requis pour produire un suivi a posteriori après six ans puisse être également réduit par ces améliorations en continu.

**Réponse :**

Comme mentionné à la réponse à la question précédente, du développement informatique est nécessaire afin de réduire significativement l'effort requis pour le suivi *a posteriori* d'un plan de développement, que ce soit après trois ans ou six ans.

8.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les données a posteriori après trois et six ans, relatives au plan de développement 2012, fournies aux tableaux de la référence (ii) sont basées sur l'application de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau utilisée par Énergir avant la Nouvelle méthodologie.

**Réponse :**

Énergir le confirme. Comme indiqué dans la pièce R-4079-2018, B-0090, Énergir-14, Document 4, p.3, hypothèse n°7, la rentabilité *a posteriori* est calculée en fonction des paramètres du revenu requis d'origine. En 2015, ces paramètres ne comprenaient pas les changements découlant de la Nouvelle méthodologie.

8.6 Selon la référence (v), la Nouvelle méthodologie devant être appliquée à l'évaluation du plan de développement 2020 qui sera déposé dans le dossier tarifaire 2019-2020, le suivi a posteriori après trois ans correspondant à ce plan de développement sera déposé à la Régie dans le dossier du rapport annuel au 30 septembre 2023. Veuillez confirmer.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

8.7 Énergir constate qu'un suivi a posteriori après six ans du plan de développement a peu de valeur ajoutée par rapport à un suivi a posteriori après trois ans (référence (vi)). Veuillez indiquer si Énergir considère que ce constat peut être extrapolé aux suivis a posteriori à venir des plans de développement à partir de 2020, dans le contexte de l'application de la Nouvelle méthodologie. Dans l'affirmative, veuillez justifier.

**Réponse :**

À l'exception des « cas d'exception » (repavages routiers et parcs industriels), Énergir considère que ce constat peut être extrapolé, puisque le suivi *a posteriori* après trois ans serait suffisamment représentatif de la réalité grâce au pourcentage de données réelles relativement élevé que l'on obtient après trois ans. Dans sa décision D-2015-125 (paragr. 121) rendue le 30 juillet 2015, la Régie mentionnait et concluait :

> « *[120] La Régie est d'avis que la proportion de données réelles observées dans les résultats du plan de développement a posteriori, trois ans après leur présentation a priori, est significativement élevée. La Régie considère que la valeur ajoutée d'un deuxième suivi a posteriori six ans plus tard est relativement faible.* »

Dans la pièce R-4079-2018, B-0090, Énergir-14, Document 4, p.10, l.25 à l.29, Énergir mentionnait :

> « […] *Énergir a compilé les pourcentages de données réelles observés dans les analyses a posteriori après trois ans des nouveaux clients pour les plans de développement 2009 à 2015. Dans le marché résidentiel, le pourcentage moyen est supérieur à 80 % pour le nombre de clients, les volumes et les investissements, tandis que pour le marché affaires, il est égal ou supérieur à 95 %.* »

En ce qui concerne l'évaluation *a posteriori* des « cas d'exception », Énergir juge pertinent d'effectuer le suivi *a posteriori* après six ans, car il peut s'écouler généralement plusieurs années avant que le potentiel de densification se matérialise pour ce type de projet.

8.8 Veuillez commenter l'opportunité, pour la Régie, de suspendre l'ordonnance mentionnée à la référence (i) jusqu'à ce qu'Energir ait démontré que le suivi a posteriori après six ans de plans de développement à partir de 2020 présenterait également peu de valeur ajoutée par rapport au suivi a posteriori après trois ans.

**Réponse :**

Énergir est d'avis qu'il y a lieu de suspendre l'ordonnance de la décision D-2018-080 (paragr. 420) relativement au suivi *a posteriori* après six ans du plan de développement des investissements inférieurs au seuil.

> « *[420]* ***La Régie ordonne également à Énergir de mettre en place, dans le cadre du prochain rapport annuel, un suivi* a posteriori *après six ans pour le Plan de développement des investissements inférieurs au seuil et des investissements de cas d'exception.*** »

Énergir estime que les constats[3] qu'elle a faits dans le dossier du suivi *a posteriori* de ses plans de développement s'extrapolent aux plans de développement 2020 et suivants. Le pourcentage de données réelles est suffisamment élevé dans le suivi après trois ans, comme en témoigne les données de 2009 à 2015 des tableaux 1 à 4 de la pièce B-0090, Énergir-14, Document-4. De plus, la mise à jour partielle, six ans plus tard, des données *a posteriori* du plan de développement 2012 n'indique pas que la différence de rentabilité soit significative malgré un effort requis considérable. Énergir souhaite référer à la pièce R-4079-2018, B-0090, Énergir-14, Document 4, p.12 à p.14 :

> « *Énergir estime que, considérant le pourcentage de données réelles suffisamment élevé dans le suivi* a posteriori *trois ans plus tard, la rentabilité obtenue dans un suivi* a posteriori *six ans plus tard n'est pas significativement différente. Énergir maintient qu'un deuxième suivi, à la sixième année, pour un même plan de développement a peu de valeur ajoutée.* »
>
> « […], *Énergir a déployé des efforts supplémentaires afin de réaliser une mise à jour partielle des informations* a posteriori *du plan de développement 2012 après six ans.* »
>
> « […] *Comparativement à la rentabilité obtenue dans le suivi* a posteriori *après trois ans des nouveaux clients résidentiels, celle qui serait obtenue après six ans serait supérieure.* »
>
> « […] *Comparativement à la rentabilité obtenue dans le suivi* a posteriori *après trois ans des nouveaux clients du marché affaires, celle qui serait obtenue après six ans serait supérieure.* »
>
> « […] *les pourcentages de données réelles se sont maintenus à un niveau élevé dans le suivi* a posteriori *après trois ans pour les plans de développement 2012 à 2015, que l'effort requis est significatif pour produire et déposer deux suivis* a posteriori *lors d'un même rapport annuel et que la valeur ajoutée d'un deuxième suivi pour un même plan de développement est relativement faible* […] »

**9. Références :** (i) Pièce B-0090, p. 9;
(ii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, pièce B-0378, p. 20 et 21, R7.4;
(iii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080, p. 93.

**Préambule :**

(i) « *Bien que par cette décision la Régie demande de faire un suivi a posteriori des cas d'exception six ans plus tard, Énergir n'est pas en mesure de le faire au rapport annuel 2018. En effet, tel que mentionné dans le dossier R-3867-2013, phase 3B, Énergir possède l'historique de ces types de projets (parc industriel et repavage routier) depuis qu'elle en fait un suivi distinct, soit depuis 2016. Le premier suivi a posteriori des cas d'exception sera donc possible à partir de 2022 seulement* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[3] R-3916-2014, B-0056, Gaz Métro-13, Document 3, p. 8 à p.10.

(ii) « *Réponse :*
*Énergir a réalisé des projets de repavage et des parcs industriels selon la Méthode SMA depuis 2016 seulement (B-0258, Gaz Métro-9, Document 4, p. 21). Conséquemment, Énergir possède l'historique de ce type de projet depuis qu'elle en fait un suivi distinct, soit depuis 2016.*

| | 2016[1] | | | 2017[1] | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | N^bre^ des projets approuvés | Investissements prévus *(000$)* | Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement *a priori* 2016 | N^bre^ des projets approuvés | Investissements prévus *(000$)* | Proportion des investissements prévus du plan de développement *a priori* 2017 |
| SMA parcs industriels | 27 | 4 286 | 7,8 % | 10 | 2 027 | 3,4 % |
| SMA repavage | 3 | 456 | 0,8 % | 0 | 0 | 0 % |
| **Total** | **30** | **4 742** | **8,6 %** | **10** | **2 027** | **3,4 %** |

Note 1 : Les investissements prévus comprennent tous les coûts capitalisables, incluant les frais généraux entrepreneurs et corporatifs.

*À ce jour, le TRI a posteriori pour les projets de parc industriel et de repavage approuvés en 2016 et 2017 est de 0 %. Pour les projets approuvés en 2016, les volumes a posteriori sont faibles et ont un impact négligeable sur le TRI a posteriori. Cette situation s'explique principalement par le fait que ces projets ont été signés récemment et qu'ainsi peu de clients ont enregistré des années réelles de consommation. Pour les projets approuvés en 2017, aucun client n'a encore cumulé à ce jour 12 mois de consommation réelle* ». [nous soulignons]

(iii) « *[393] Enfin, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre des dossiers de rapport annuel, un suivi agrégé spécifique pour les projets de cas d'exception réalisés* ».

**Demande :**

9.1 Veuillez fournir le suivi a posteriori des années 2016 et 2017 (références (i) et (ii)) et 2018 (référence (iii)) pour les projets de cas d'exception, en précisant les données habituelles permettant d'évaluer la rentabilité et le potentiel de densification de ces projets. Veuillez préciser si des ventes ont été conclues depuis le 30 septembre 2018.

**Réponse :**

Énergir soumet respectueusement qu'elle ne sera pas en mesure d'effectuer le suivi *a posteriori* demandé pour les cas d'exception. L'effort requis pour effectuer ce suivi est significatif et Énergir n'était pas préparée à la réalisation d'une telle tâche au moment de recevoir les demandes de renseignements. Énergir a déployé des efforts afin de générer certaines informations *a posteriori*. Énergir souhaite préciser que certaines activités qui sont normalement prévues dans la méthodologie du suivi *a posteriori* après trois ans n'ont pas été réalisées, compte tenu de l'importance de l'effort requis dans les délais prescrits. En effet, malgré la compilation réalisée des données à haut niveau, le calcul de la rentabilité *a*

*posteriori* nécessite la compilation et la manipulation de plusieurs autres informations. C'est le cas notamment de la répartition entre les années 0, 1 et 2 du nombre de clients, des volumes et des investissements, de la répartition des investissements par catégorie de coûts (immobilisations, subventions, contributions), de l'établissement de la projection et de la compilation et de l'adéquation des revenus générés par ces nouveaux clients et finalement, le calcul de rentabilité *a posteriori* (TRI et IP).

Énergir présente une mise à jour du tableau de la référence ii) et intègre les projets approuvés de cas d'exception pour 2018 et 2019 à ce jour.

| Cas d'exception<br>Projets approuvés par année financière | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2016 | | | 2017 | | | 2018 | | | 2019 (à ce jour) | | |
| | Nbre projets | Invest. prévus[1] (000 $) | Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement *a priori* | Nbre projets | Invest. prévus[1] (000 $) | Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement *a priori* | Nbre projets | Invest. prévus[1] (000 $) | Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement *a priori* | Nbre projets | Invest. prévus[1] (000 $) | Proportion des coûts totaux prévus du plan de développement *a priori* |
| **SMA parcs industriels** | 27 | 4 286 | 7,8 % | 10 | 2 027 | 3,4 % | 10 | 1 843 | 2,9 % | 1 | 54 | N/D |
| **SMA repavage** | 3 | 456 | 0,8 % | 3 | 223 | 0,4 % | 4 | 165 | 0,3 % | 2 | 144 | N/D |
| **Total** | **30** | **4 742** | **8,6 %** | **13** | **2 250** | **3,8 %** | **14** | **2 008** | **3,1 %** | **3** | **198** | N/D |

Note 1 : Les investissements prévus comprennent tous les coûts capitalisables, incluant les frais généraux entrepreneurs et corporatifs, sauf les projets approuvés après le 9 juillet 2018 (D-2018-080), qui ne comprennent pas de frais généraux corporatifs.

Énergir présente dans le tableau suivant certaines informations *a posteriori*, soit le nombre de clients réels, les volumes réels et les investissements réels à ce jour. Énergir tient à souligner qu'aucune projection de coûts, de clients ou de volumes n'est incluse dans les informations *a posteriori*. Énergir souhaite préciser que parmi les projets approuvés en 2016 et 2017, environ la moitié n'a pas de clients réels au moment de répondre aux demandes de renseignements.

| Informations *a posteriori* *Pour les projets de cas d'exception approuvés depuis 2016* | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2016 | | | 2017 | | | 2018 | | | 2019 (à ce jour) | | |
| | N$^{bre}$ clients | Volume $10^3m^3$ | Invest. réels[1] (000 $) | N$^{bre}$ clients | Volume $10^3m^3$ | Invest. réels[1] (000 $) | N$^{bre}$ clients | Volume $10^3m^3$ | Invest. réels[1] (000 $) | N$^{bre}$ clients | Volume $10^3m^3$ | Invest. réels[1] (000 $) |
| **SMA parcs industriels** | 29 | 514 | 4 258 | 15 | 296 | 2 293 | 12 | 230 | 1 078 | 0 | 0 | 0 |
| **SMA repavage** | 1 | 780 | 451 | 0 | 0 | 114 | 0 | 0 | 95 | 0 | 0 | 0 |
| **Total** | **30** | **1 294** | **4 710** | **15** | **296** | **2 406** | **12** | **230** | **1 173** | **0** | **0** | **0** |

Note 1 : Les investissements réels comprennent tous les coûts capitalisables, incluant les frais généraux entrepreneurs et corporatifs, sauf les projets approuvés après le 9 juillet 2018 (D-2018-080), qui ne comprennent pas de frais généraux corporatifs.

## SUIVIS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT

**10. Références :** (i) Dossier R-4024-2017, pièce B-0100, p. 2;
(ii) Dossier R-4024-2017, pièce B-0100, p. 7;
(iii) Pièce B-0101, p. 1.

**Préambule :**

(i) « *Jien International a acquis les actifs de la mine de lithium en juin 2016 et opérerait le site sous le nom de Lithium Amérique du Nord inc. (North American Lithium Inc.). La nouvelle entente contractuelle a été ratifiée le 6 juin 2017. Cette entente est déposée en annexe de la présente pièce* ».

(ii)

4. **DISTRIBUTION SERVICE**

The Customer agrees to purchase from Gaz Métro the $D_4$: STABLE distribution service within the parameters set out below:

| Decision in effect at preparation of this Contract | Rate zone | Effective delivery pressure (kPa) | Maximum hourly flow ($m^3/h$) | Projected annual volume ($m^3$) |
|---|---|---|---|---|
| D-2016-162 | North | 490 | 3 400 | 23 500 000 |

| Subscribed volume ($m^3/d$) | Use | Service start-up date (YYYY/MM/DD) | Term of services (months) |
|---|---|---|---|
| 10 000 (see Note 1) | Process and heating | 2018/11/01 | 180 |

As additional information, the application of these parameters results in the following:

| Minimum daily obligation (¢/$m^3$) | Reduction according to Contract term (%) |
|---|---|
| 4.893 | 24 |

**Note 1:** As the needs for natural gas may be unpredictable during the first months of operation of a new facility, for a period of one (1) year (the "**Pre-commissioning Period**") starting from the Service start-up date indicated in the table above, Gaz Métro agrees to authorize the Customer to increase every month, if any, the subscribed volume stipulated in the table above. In such a case, the Customer shall inform Gaz Métro, in writing, of the new subscribed volume applicable for the current month no later than the 15th day of this month. At Customer's request, Gaz Métro may assist the Customer to determine its subscribed volume. In such a case, the Customer understands and agrees that Gaz Métro is not liable for the subscribed volume determination, and, if the Customer has to pay any penalty or amount to Gaz Métro in accordance with the Conditions and Tariff as a result of the subscribed volume, Gaz Métro shall not be liable and the Customer agrees to pay this penalty or amount to Gaz Métro.

(iii) « *Les besoins de chauffage requis pour les travaux de remise en opération de la mine ont été reportés à l'automne 2019 et la production pourrait démarrer de façon progressive dès le printemps 2020 jusqu'à une production optimale vers la fin de l'année 2020. Ces délais sont dûs à un changement de propriétaire de North American Lithium Inc. et reportent d'un an la date de mise en gaz de l'usine* ».

**Demandes :**

10.1 La référence (i) nous indique la ratification d'une nouvelle entente contractuelle le 6 juin 2017. En référence (ii) l'entente prévoit le début des livraisons de gaz pour le 1er novembre 2018. En référence (iii) il est signalé qu'un nouveau propriétaire a acquis l'usine et que la mise en gaz est reportée d'un an. Veuillez préciser la date de mise en gaz prévue.

**Réponse :**

Un avenant à l'entente contractuelle du 6 juin 2017 a été ratifié le 31 octobre 2018 par North American Lithium Inc. (voir annexe Q-10.1). La clause no 1 de l'avenant spécifie que la date de mise en service est repoussée au 1er novembre 2019. Comme plus amplement expliqué à la réponse à la question 10.4, selon les dernières informations disponibles, la mise en gaz serait reportée à une date ultérieure. Toutefois, Énergir compte faire respecter la date de contrat. Le client paierait donc ses obligations minimales à compter du 1er novembre 2019.

10.2 Veuillez indiquer s'il y a eu des pénalités, étant donné le non-respect de l'entente contractuelle signée le 6 juin 2017. Sinon, veuillez préciser pourquoi.

**Réponse :**

Aucune pénalité n'a été encourue par le client étant donné la signature de l'avenant mentionné à la réponse à la question 10.1.

10.3 Veuillez fournir plus de précisions concernant le nouveau propriétaire de North American Lithium.

**Réponse :**

Pour plus de détails quant à l'actionnariat de North American Lithium Inc., veuillez vous référer au rapport du Registraire des entreprises du Québec daté du 1er avril 2019 déposé à l'annexe Q-10.3.

Pour plus de détail quant à son actionnaire majoritaire, Jien International Investment Ltd., veuillez vous référer au profil disponible sur SEDAR ainsi qu'aux informations concernant les sociétés de régime fédéral déposées également à l'annexe Q-10.3.

10.4 Veuillez indiquer qu'elle est la perception d'Énergir quant à la probabilité que la remise en opération de la mine débute réellement à l'automne 2019 et la production en 2020. Veuillez préciser si Énergir a reçu des garanties quelconques de North American Lithium.

**Réponse :**

En fonction des informations disponibles pour le moment, Énergir considère que la probabilité de remise en opération de l'usine est très faible, voire nulle pour 2020. On parlerait plutôt d'un horizon de deux ans à compter d'aujourd'hui, ce qui pourrait reporter la reprise des activités de transformation en 2021. Selon la compréhension d'Énergir, il serait toujours dans les intentions de North American Lithium de procéder à la mise en opération de l'usine de transformation. En raison de la venue du nouvel actionnaire et de certains défis opérationnels liés au lancement des opérations minières, le lancement de ce projet se trouverait retardé. À cette étape, un lancement de production en 2021 semble toujours envisageable.

Aucune garantie autre que le respect du contrat de service n'a été demandée au client. Les obligations minimales de ce dernier seront exigibles dès le 1er novembre 2019. Un dépôt de garantie sera exigible avant l'ouverture du compteur, tel que stipulé à l'article 4.1.2 des *Conditions de services et Tarif*.

**11. Références :**
(i) Pièce B-0105, p. 1 et 2;
(ii) Pièce B-0105, p. 3;
(iii) Dossier R-3851-2013, pièce B-0005, p. 7 et 8;
(iv) Pièce B-0105, p. 3;
(v) Pièce B-0105, p. 9.

**Préambule :**

(i) Énergir mentionne :

« *La construction de nouvelles unités d'habitation s'est poursuivie tout au long de l'exercice 2018. Énergir remarque encore une légère baisse dans les mises en chantier anticipées, principalement en ce qui concerne les petits immeubles de condos (moins de 20 unités de condos). En date du 30 septembre 2018, 407 unités étaient branchées et raccordées. Énergir prévoit brancher et raccorder 26 unités de plus d'ici le 31 décembre 2018, soit un total de 433 unités totales en date du 31 décembre 2018, et 131 unités additionnelles réparties sur les deux années subséquentes du projet. Énergir prévoit donc que le nombre total d'unités pour les phases 1A et 1B sera de 564 unités comparativement aux 489 unités présentées dans la demande d'investissement (R-3851-2013, B-0007, Gaz Métro-1, Document 3)* ». [nous soulignons]

(ii) Énergir mentionne :

« *À terme, Énergir prévoit 75 unités additionnelles par rapport à la projection initiale et un volume annuel additionnel de 184 050 m³ par rapport à ce qui a été présenté lors de la demande d'investissement. Le nombre plus élevé d'unités s'explique entre autres par un taux de pénétration supérieur à ce qui était anticipé ainsi que par le design de certains bâtiments de condos pour lesquels le nombre d'unités par bâtiment a été ajusté à la hausse* ». [nous soulignons]

(iii) Énergir mentionne :

« *De plus, dans le cadre de la phase 1A, Gaz Métro raccordera un immeuble de type CHSLD. Cet immeuble est situé directement sur le réseau de gaz naturel requis à la desserte de la phase 1A. La construction de cet immeuble débutera au cours des prochaines semaines et une entente a été signée entre Gaz Métro et le client. La consommation prévue de gaz naturel est de 83 500 m³/année. Ces volumes correspondent aux volumes de l'eau chaude sanitaire, des cuisines et de la buanderie. L'obligation minimale annuelle du client est établie à 66 800 m³* ». [nous soulignons]

(iv) Énergir présente le tableau suivant :

**VOLUMES CUMULATIFS – PHASES 1A ET 1B**

| | | Projection initiale des volumes (m³) | Volumes réels et/ou projetés au 30 sept. 2018 (m³) |
|---|---|---|---|
| Année 1 | 1er janvier 2014 — 31 décembre 2014 | 115 450 | 145 957 |
| Année 2 | 1er janvier 2015 — 31 décembre 2015 | 312 650 | 352 026 |
| Année 3 | 1er janvier 2016 — 31 décembre 2016 | 466 650 | 454 822 |
| Année 4 | 1er janvier 2017 — 31 décembre 2017 | 613 300 | 576 047 |
| Année 5 | 1er janvier 2018 — 31 décembre 2018 | 687 700 | 700 233 |
| Année 6 | 1er janvier 2019 — 31 décembre 2019 | 687 700 | 783 850 |
| Année 7 | 1er janvier 2020 — 31 décembre 2020 | 687 700 | 846 650 |
| Année 8 | 1er janvier 2021 — 31 décembre 2021 | 687 700 | 871 750 |

L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux et entre les tableaux.

(v) Énergir mentionne :

« *Énergir soumet par ailleurs qu'après cinq ans, 89 % des clients et 102 % des volumes projetés pour les phases 1A et 1B sont atteints* ».

**Demandes :**

11.1 Selon le Distributeur, quelles sont les perspectives des mises en chantier à Terrebonne pour les années 2019 et 2020? Est-ce que le Distributeur anticipe atteindre les niveaux de mises en chantier prévues pour les phases 1A et 1B? Veuillez commenter.

**Réponse :**

En se basant sur les données historiques et les performances récentes du projet Urbanova, et à défaut d'avoir des données prévisionnelles de mises en chantier de source externe spécifiques à cette localité, Énergir prévoit atteindre les niveaux de mises en chantier prévues pour les phases 1A et 1B. Déjà 89 % des clients prévus et 102 % des volumes projetés sont atteints. Énergir est confiante que ces phases seront plus rentables qu'anticipées.

11.2 Est-ce que le Distributeur pourrait commenter les tendances, l'évolution et la répartition anticipées selon le type d'habitation (maisons unifamiliales, immeubles en copropriétés, immeubles locatifs) qui devraient être construites pour les phases 1A et 1B du projet?

**Réponse :**

Voici ce qu'Énergir anticipe pour les années à venir par type d'habitation pour les phases 1A et 1B :

- Pour les condos et unités locatives avec applications individuelles, il y a eu une moyenne annuelle de 42 unités raccordées pour les trois dernières années. Énergir prévoit donc raccorder un nombre similaire de condos avec applications individuelles pour les deux prochaines années.
- En ce qui concerne les unités de maison de ville, Énergir en a raccordé en moyenne 22 par année au cours des trois dernières années. Énergir prévoit que le résiduel de ces unités, une trentaine d'unités, soit complètement construit et raccordé d'ici les deux prochaines années.
- Finalement, Énergir prévoit raccorder les cinq terrains unifamiliaux restants à construire dans les phases 1A et 1B.

11.3 Est-ce que le Distributeur prévoit des taux de pénétration supérieurs à ce qui était anticipé pour la suite des phases 1A et 1B du projet? Veuillez commenter.

**Réponse :**

La majorité des ententes signées avec les constructeurs prévoyait des taux de pénétration de 90 %. On remarque déjà, selon les suivis terrain, que la majorité d'entre eux est au-delà de ce taux. En fait, plusieurs constructeurs qui ont signé pour des taux de 90 % ont

concrètement des taux effectifs de 100 % ou plus. En effet, certains constructeurs, au fil du projet, ont construit plus d'unités que celles auxquelles ils s'étaient engagés initialement. Énergir est donc confiante que le taux de pénétration final sera supérieur à ce qui a été anticipé.

11.4 Le Distributeur prévoyait une consommation 83 500 m³/année pour le CHSLD raccordé dans le cadre de la Phase 1A du projet. Le Distributeur présente les volumes cumulatifs réels et projetés pour les années 1 à 8 pour les Phases 1A et 1B du projet. Veuillez présenter les volumes de gaz livrés au CHSLD et à l'ensemble des unités résidentielles de la phase 1A et 1B ainsi que la proportion du gaz livré au CHSLD et à l'ensemble des unités résidentielles de la phase 1A et 1B pour chacune des années 2014 à 2018 et pour le total de la période.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente l'information demandée.

**Volumes et pourcentage de gaz naturel livré pour le CHSLD et les unités résidentielles des Phases 1A et 1B**

| | 2014 | | 2015 | | 2016 | | 2017 | | 2018 | | TOTAL | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Volumes (m³) | % | Volumes (m³) | % | Volumes (m³) | % | Volumes (m³) | % | Volumes (m³) | % | Volumes (m³) | % |
| **CHSLD** | 101 350 | 69,4 | 208 582 | 59,3 | 209 283 | 46,0 | 216 447 | 37,6 | 213 544 | 30,5 | 949 206 | 42,6 |
| **Ensemble des unités résidentielles** | 44 607 | 30,6 | 143 444 | 40,7 | 245 539 | 54,0 | 359 600 | 62,4 | 486 689 | 69,5 | 1 279 879 | 57,4 |
| **TOTAL** | **145 957** | **100,0** | **352 026** | **100,0** | **454 822** | **100,0** | **576 047** | **100,0** | **700 233** | **100,0** | **2 229 085** | **100,0** |

## PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PAEÉ)

**12. Références :** (i) Pièce B-0085, p. 12 à 26;
(ii) Pièce B-0085, annexe G, p. 1 à 30;
(iii) Dossier R-4024-2017, pièce B-0086, p. 10 à 68;
(iv) Pièce B-0085, p. 10 et 11.

**Préambule :**

(i) Énergir présente les faits saillants des PAEÉ et des écarts à partir des fiches des programmes regroupés relatifs aux volets et sous-volets.

(ii) L'annexe G présente les fiches par volets et sous-volets des programmes en efficacité énergétique offerts à la clientèle d'Énergir sans explications des écarts.

(iii) Énergir présente les faits saillants des écarts relatifs aux PAEÉ de la période 2016-2017 en utilisant les fiches détaillées référencées avec notes de bas de page pour chaque volets et sous-volets (les « programmes »).

(iv) « [L]*ors de l'audience du 18 octobre 2018 tenue dans le cadre du dossier R-4043-2018, Énergir a proposé, dans une perspective d'efficience réglementaire, que le rapport annuel du PGEÉ préparé pour la Régie puisse être également utilisé aux fins de faire rapport à TEQ des résultats des programmes du PGEÉ*.

[…]

*Toutefois, dans un contexte de transition, l'annexe G du présent rapport annuel présente les résultats et les écarts aux prévisions selon la nomenclature antérieure des programmes du PGEÉ et à l'aide de fiches ayant un format similaire à celui présenté à la Cause tarifaire 2017-2018. Soulignons cependant qu'à compter du rapport annuel 2018-2019, cette annexe ne sera plus produite afin de se conformer au format de présentation du Plan directeur de TEQ* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

**Demandes :**

12.1 En vous référant à (i), veuillez compléter l'analyse des écarts pour chaque volets et sous-volets présentés dans l'annexe G à la référence (ii) avec le même niveau de détail que celle de la référence (iii). Veuillez inclure les taux de réalisation des économies d'énergie, le nombre de participants et les taux d'utilisation du budget.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente l'analyse des principaux écarts au niveau des volets.

| Programme / volet | Analyse des écarts |
|---|---|
| **Appareils efficaces – Résidentiel** | |
| **Thermostats programmables et intelligents** | - Les économies nettes ont dépassé la prévision de 12 %. Ce résultat s'explique essentiellement par une participation et des économies unitaires supérieures aux prévisions.<br>- Cette participation accrue s'est traduite par des aides financières supérieures à la prévision de 40 %.<br>- Tel qu'illustré au Tableau F5 de l'Annexe F de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2, l'ensemble de ces résultats découlent d'un plus fort engouement que prévu pour les thermostats intelligents qui génèrent des économies unitaires plus importantes et nécessitent des aides financières supérieures à celles des thermostats programmables.<br>- Bien que la rentabilité du volet soit légèrement inférieure à la prévision considérant le surcoût plus important des thermostats intelligents comparativement aux thermostats programmables, le volet demeure largement rentable avec un TCTR ratio de 1,64. |
| **Chaudières efficaces** | - Ce volet a généré des économies nettes supérieures à la prévision de 103 %, à la suite d'une participation qui a dépassé la prévision de 28 % et de la mise à jour des paramètres du volet en cours d'année.<br>- Le plus grand nombre de participants bruts a eu un impact proportionnel sur le niveau des aides financières versées qui a lui aussi dépassé la prévision de 28 %.<br>- L'ensemble de ces effets a eu comme résultat d'améliorer la rentabilité du volet avec un TCTR ratio de 1,26. |
| **Chauffe-eau sans réservoir EnergyStar** | - La participation à ce volet a été beaucoup plus importante que celle prévue avec 144 participants bruts, soit 60 % de plus que les 90 participants bruts anticipés. Ce résultat s'explique en bonne partie par l'augmentation de l'aide financière unitaire de 250 $ à 400 $ à partir du 1er janvier 2018.<br>- Ce succès dans la participation s'est également traduit par des économies nettes plus importantes qu'anticipées de 6 %.<br>- Cette participation additionnelle combinée à des frais d'exploitation moindres que prévu a permis au volet d'afficher une rentabilité légèrement plus favorable qu'anticipée. |
| **Combos à condensation** | - Le plus faible nombre de participants bruts a eu impact proportionnel sur les économies nettes avec des taux de réalisation de 84 % par rapport à la prévision. La réduction de l'aide financière unitaire de 550 $ à 400 $, effective depuis le 1er janvier 2018 n'est certainement pas étrangère à ces résultats.<br>- Les aides financières versées ont été légèrement supérieures aux prévisions étant donné qu'une proportion plus importante que prévu de dossiers engagés avec une aide financière de 550 $ a été enregistrée.<br>- La participation inférieure à celle prévue a eu un effet à la baisse sur la rentabilité du volet sur la base du TCTR, bien que le TCTR ratio soit demeuré constante comparativement à la prévision. |

| Programme / volet | Analyse des écarts |
|---|---|
| **Soutien MFR** | |
| **Supplément MFR – Résidentiel** | - Le volet a enregistré 70 % des participants prévus, mais tout de même 75 % de plus que l'année précédente.<br>- Les aides financières versées ont représenté 41 % de celles prévues résultant de la plus faible participation ainsi que de la plus petite taille des projets soumis, impliquant des aides financières unitaires moindres que prévu. |
| **Supplément MFR – CII** | Le nombre de participants représente 72 % de la participation prévue. Les aides financières versées ont été également inférieures à la prévision, considérant le plus faible nombre de participants et la plus petite taille des projets encouragés, impliquant des aides financières unitaires moindres que prévu. |
| **Appareils efficaces – Affaires** | |
| **Chaudières à efficacité intermédiaire** | - Les économies nettes totales ont totalisé 62 % de la prévision. Ceci s'explique par une combinaison de facteurs, soit une participation moindre que prévu avec 50 participants sur une prévision de 90, une capacité moyenne des appareils installés plus faible qu'anticipée et la révision des paramètres du volet en cours d'année.<br>- Les aides financières versées ont elles aussi été inférieures à la prévision avec 47 % des sommes prévues, résultant de la plus faible participation observée ainsi que de la plus petite taille des chaudières installées comparativement à la prévision.<br>- Le volet affiche tout de même une rentabilité favorable avec un TCTR de 0,6 M$ et un TCTR ratio de 2.24. |
| **Chaudières à condensation** | - Bien que le nombre de participants bruts et la capacité des chaudières à condensation installées aient été moindres qu'anticipés, les économies nettes ont surpassé de 19 % la cible de 2,9 Mm³ à la suite de la mise à jour des paramètres en cours d'année.<br>- Le plus faible nombre de participants bruts s'est répercuté proportionnellement sur le niveau des aides financières versées.<br>- Des économies nettes supérieures combinées à des frais d'exploitation inférieurs à la prévision ont généré un impact favorable sur la rentabilité du volet avec un TCTR de 6,6 M$, soit trois fois plus que prévu, et un TCTR ratio de 1,88. |
| **Chauffe-eau à condensation** | - Le volet a atteint sa cible d'économies d'énergie nettes de 1,0 Mm³. L'effet de la plus faible puissance des chauffe-eau à condensation installés a été compensé par une participation supérieure à la prévision de 7 %.<br>- Ces résultats ont nécessité 93 % des aides financières disponibles, puisque l'effet de la plus faible puissance des appareils installés n'a été que partiellement compensé par la participation supérieure à la prévision.<br>- La rentabilité légèrement supérieure du volet par rapport à la prévision s'explique principalement par des frais d'exploitation moindres que prévu. |
| **Infrarouge** | - La puissance des appareils installés en 2017-2018 a été légèrement inférieure à la prévision, ce qui a généré des économies unitaires également inférieures à celles prévues. Cette situation, combinée au plus petit nombre de participants bruts enregistrés, explique le taux de réalisation de 74 % de la cible des économies nettes anticipées de 1,2 Mm³.<br>- Ces résultats ont nécessité 73 % des aides financières disponibles.<br>- Le volet demeure largement rentable avec un TCTR ratio de 8,75. |

| Programme / volet | Analyse des écarts |
|---|---|
| **Hotte à débit variable** | - Des économies unitaires plus importantes que prévu, générées par une puissance des systèmes de ventilation installés, ont permis de compenser les effets d'une participation inférieure de 12 % à la cible. Les différents effets combinés ont cependant permis à ce volet d'atteindre sa cible d'économies nettes avec un taux de réalisation de 101 %.<br>- Ces résultats ont nécessité 84 % des aides financières disponibles.<br>- La rentabilité du volet supérieure à celle prévue avec un TCTR ratio de 1,30, résultant en partie par des frais d'exploitation moindre que ceux anticipés. |
| **Aérotherme à condensation** | - Ce volet a généré des économies nettes supérieures de 21 % à celles prévues en lien direct avec la participation qui a elle aussi dépassé la prévision d'un pourcentage similaire.<br>- La participation plus importante que prévu s'est aussi traduite par des aides financières qui ont proportionnellement dépassé la prévision.<br>- Cette participation accrue combinée à des frais d'exploitation moindres que prévu a eu un impact positif sur la rentabilité du volet qui affiche un TCTR ratio de 1,31. |
| **Construction et rénovation efficace** | |
| **Rénovation** | - Les économies nettes totales ont atteint 93 % de la cible, et ce, malgré une participation brute inférieure à celle prévue, mais toutefois comparable à celle de l'an dernier avec 27 participants. Cette participation inférieure a cependant été compensée par des projets de rénovation présentant des économies unitaires moyennes supérieures à la prévision.<br>- Ces résultats ont nécessité 64 % des aides financières disponibles.<br>- Le volet affiche une forte rentabilité avec un TCTR ratio de 3,97. |
| **Nouvelle construction** | - La participation plus faible qu'anticipée a été largement compensée par des économies unitaires moyennes des projets de nouvelle construction supérieures à la prévision, ce qui a permis d'obtenir un taux réalisation de 145 % des économies d'énergie nettes.<br>- Ces résultats ont nécessité 54 % des aides financières disponibles.<br>- Sur la base des résultats favorables concernant les économies, la rentabilité du volet est plus favorable que prévu avec un TCTR ratio de 1,75. |
| **Diagnostics et mise en œuvre efficaces** | |
| **Études et Implantation CII** | - Les économies nettes totales ont atteint 115 % des économies prévues. Bien que la participation brute ait atteint 95 % de la cible, cet écart a été compensé par des projets en moyenne plus importants générant davantage d'économies d'énergie que ce qui avait été anticipé.<br>- Ces résultats ont nécessité des aides financières qui ont dépassé de 13 % celles prévues au dossier tarifaire 2017-2018.<br>- Sur la base des résultats favorables concernant les économies, la rentabilité du volet est plus favorable que prévu avec un TCTR ratio de 2,57. |

| Programme / volet | Analyse des écarts |
|---|---|
| **Études de faisabilité CII** | - Le taux de réalisation de 32 % des économies nettes résulte de l'effet net d'une participation plus importante que prévu et d'une réduction des économies unitaires moyenne par rapport à la prévision à la suite de la mise à jour des paramètres du volet en cours d'année.<br>- Énergir a ainsi versé des aides financières représentant 95 % des sommes prévues.<br>- Bien que le sous-volet *Études de faisabilité CII* affiche un TCTR ratio de 0,29, le volet *Études et Implantation CII* présente un TCTR ratio de 2,57. Tel qu'indiqué à la page 33 de la pièce A-0022 du dossier de TEQ (R-4043-2018), Énergir a proposé de fusionner les sous-volets *Études CII* et *Implantation CII* afin de créer le volet *Études et Implantation CII* sur la base des recommandations de l'évaluateur, puisque les mesures implantées découlent très souvent des mesures décelées par les études de faisabilité. Ces deux sous-volets ne doivent donc pas être analysés séparément. |
| **Encouragement à l'implantation CII** | - Avec 62 participants bruts, le volet affiche un taux de réalisation de 69 % au chapitre de la participation.<br>- En dépit d'une participation moindre que prévu, les économies nettes ont été supérieures à la prévision pour atteindre 130 % de la cible puisque les économies unitaires moyennes des projets réalisés ont été plus élevées que prévu.<br>- Ces résultats ont été obtenus avec des aides financières de 15 % de plus que celles prévues de 1,4 M$, conséquence directe des économies unitaires moyennes supérieures à la prévision.<br>- La rentabilité du volet est largement positive avec un TCTR ratio de 2,67. |
| **Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments** | - Le volet a atteint sa cible au chapitre de la participation et des économies avec un taux de réalisation de 100 % des participants bruts et de 97 % des économies d'énergie nettes de gaz naturel.<br>- Énergir a versé des aides financières légèrement inférieures à celles anticipées.<br>- Le volet affiche une rentabilité favorable avec un TCTR ratio de 1,32. |
| **Études et Implantation VGE** | - Les économies nettes totales ont atteint 95 % des économies prévues. Bien que la participation brute ait été supérieure de 11 % à la prévision, les économies moyennes plus faibles attribuables aux études de faisabilité ont été la cause de ce léger écart au niveau des économies.<br>- Ces résultats ont nécessité des aides financières qui ont dépassé de 11 % celles prévues au dossier tarifaire 2017-2018.<br>- Sur la base des résultats favorables concernant les économies, la rentabilité du volet est plus favorable que prévu avec un TCTR ratio de 7,62. |
| **Étude de faisabilité VGE** | - Le nombre de participants bruts a été supérieur à la prévision de 30 %.<br>- Bien que le volet ait obtenu une participation accrue, le taux de réalisation des économies nettes n'a atteint que 15 % de la cible initialement déterminée sur la base des paramètres qui prévalaient avant leur mise à jour en cours d'année. Des économies unitaires moyennes moindres que prévu à la suite de la mise à jour des paramètres en cours d'année expliquent principalement ce résultat au chapitre des économies.<br>- Le volet demeure rentable avec un TCTR ratio de 1,9. |

| Programme / volet | Analyse des écarts |
|---|---|
| **Encouragement à l'implantation (Industriel)** | - Le volet a généré des économies nettes de 18,8 Mm³, soit 76 % de plus que la prévision. Ces excellents résultats ont été générés par une participation brute supérieure de 18 % à la prévision.<br>- Ces résultats ont été obtenus avec des aides financières qui ont dépassé la prévision de 44 %, en soi expliqués par une participation accrue et des projets ayant généré des économies unitaires moyennes plus importantes que prévu.<br>- Ces résultats ont généré une rentabilité conforme à la cible avec un TCTR ratio de 8,19. |
| **Encouragement à l'implantation (Institutionnel)** | - Le volet a généré des économies nettes de 0,8 Mm³, soit 23 % de la prévision. Ces résultats ont été générés par une participation brute inférieure, représentant 40 % de celle anticipée.<br>- Ces résultats ont été obtenus avec des aides financières qui ont nécessité que 34 % des sommes prévues, fortement influencées par le nombre de participants et par les économies unitaires moyennes inférieures à celles anticipées.<br>- Ces résultats ont généré un TCTR ratio de 2.33. |
| **Énergie renouvelable** | |
| **Préchauffage solaire** | - Les explications des écarts sont présentées à la page 21 de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2. |
| **Innovation efficace** | |
| **Innovation** | - Les explications des écarts sont présentées à la page 22 de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2. |
| **Sensibilisation** | |
| **Sensibilisation résidentielle** | - Les dépenses réelles ont atteint 110 616 $, soit 83 % des sommes prévues à la Cause tarifaire 2018. Des explications additionnelles sur les écarts sont présentées à la page 23 de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2. |
| **Sensibilisation CII** | - Les dépenses réelles ont atteint 179 518 $, soit 83 % des sommes prévues à la Cause tarifaire 2018. Des explications additionnelles sur les écarts sont présentées à la page 23 de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2. |
| **Sensibilisation VGE** | - Les dépenses réelles ont atteint 69 097 $, soit 83 % des sommes prévues à la Cause tarifaire 2018. Des explications additionnelles sur les écarts sont présentées à la page 23 de la pièce B-0085, Énergir-13, Document 2. |

L'analyse des écarts présentée dans tableau ci-haut repose sur les fiches selon la nomenclature antérieure des programmes du PGEÉ qui sont incluses à l'Annexe G. Rappelons que la présentation de ces fiches est une mesure transitoire et, qu'à compter du rapport annuel 2018-2019, ces fiches ne seront plus produites afin de se conformer au format de présentation du Plan directeur de TEQ qui reflète la nouvelle nomenclature des programmes du PGEÉ[4].

12.2 Dans le présent contexte de transition, veuillez préciser les motifs pour lesquels Énergir a ajusté le format de présentation au Rapport annuel 2018 aux fins de faire rapport à TEQ des résultats des programmes du PGEÉ (référence (iv)).

**Réponse :**

Le Plan directeur déposé par TEQ dans le cadre du dossier R-4043-2018 présente notamment, à l'Annexe VI de la pièce B-0005 aux pages 213 à 229, les différents programmes d'Énergir sous la nouvelle nomenclature regroupée, telle que détaillée à la pièce A-0022 (R-4018-2017, B-0258, GM-J, Document 3) du même dossier.

Par souci d'efficience, Énergir est d'avis que le rapport annuel du PGEÉ 2017-2018, préparé pour la Régie dans le cadre de son rapport annuel, pourrait aussi servir aux fins de la reddition de compte qu'Énergir pourrait avoir à faire auprès de TEQ[5] afin de permettre à cette dernière de produire son rapport d'activité au ministre, notamment quant à l'état d'avancement de ce plan, à l'atteinte des cibles déterminées par le gouvernement, au nombre de programmes et de mesures mis en œuvre ainsi qu'aux budgets utilisés.

**13. Références :**
(i) Pièce B-0085, p. 2;
(ii) Dossier R-3809-2012, décision D-2013-106, p. 100;
(iii) Pièce B-0085, annexe F, p. 6;
(iv) Pièce B-0085, annexe F, p. 8.

**Préambule :**

(i) Énergir présente le nombre de participants bruts par programme dans le tableau. ENERGIR précise que : « *Bien que le nombre réel de participants ait été légèrement inférieur à la prévision (- 4 %), la participation est relativement similaire à celle de l'année 2016-2017* ».

[4] B-0085, p.11.

[5] Pièce B-0085, p. 11.

**Tableau 1 : Nombre de participants bruts par programme**

| | Prévision 2017-2018 | Réel 2017-2018 | Taux de réalisation |
|---|---|---|---|
| Appareils efficaces - résidentiel | 3 790 | 4 035 | 106% |
| Soutien MFR | 610 | 441 | 72% |
| Appareils efficaces - Affaires | 2 300 | 1 971 | 86% |
| Construction et rénovation efficaces | 75 | 42 | 56% |
| Diagnostics et mise en œuvre efficaces | 230 | 230 | 100% |
| Énergie renouvelable | 20 | 7 | 35% |
| Innovation efficace | 4 | 2 | 50% |
| **Total** | **7 029** | **6 728** | **96%** |

(ii) « [445] *La Régie ordonne à [Énergir] 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 <u>et les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures</u>. 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. Énergir présente le détail des montants engagés et payés* ». [nous soulignons]

(iii) Énergir présente les montants engagés et payés en suivi à la décision D-2013-106, par. 445.

**Tableau F3 : Montants engagés et payés selon l'année**

| Programme/volet | Nombre total de participants bruts 2017-2018 | Aide financière totale versée 2017-2018 | Nombre de participants bruts engagés avant 2017-2018 | Montants engagés avant 2017-2018 | % | Nombre de participants bruts engagés en 2017-2018 | Montants engagés et payés en 2017-2018 | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Appareils efficaces - résidentiel | 4 035 | 1 090 814 $ | 1 946 | 531 190 $ | 49% | 2 089 | 559 624 $ | 51% |
| Thermostat programmable et intelligent | 2 642 | 118 814 $ | 1 218 | 48 040 $ | 40% | 1 424 | 70 774 $ | 60% |
| Chaudières efficaces | 702 | 632 000 $ | 277 | 249 500 $ | 39% | 425 | 382 500 $ | 61% |
| Chauffe-eau sans réservoir Energy Star | 144 | 50 850 $ | 53 | 16 850 $ | 33% | 91 | 34 000 $ | 67% |
| Combo à condensation (projet pilote) | 547 | 289 150 $ | 398 | 216 800 $ | 75% | 149 | 72 350 $ | 25% |
| Soutien MFR | 441 | 40 535 $ | 373 | 29 036 $ | 72% | 68 | 11 499 $ | 28% |

(iv) Énergir présente les paramètres et données du volet *Thermostats électroniques programmables et intelligents* (PE103).

**Tableau F5 : Données pour le volet PE103**

| | CT 2017-2018 | | | Réel 2017-2018 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Paramètres du programme | Thermostats programmables | Thermostats intelligents | Total | Thermostats programmables | Thermostats intelligents | Total |
| Économies unitaires m³ | 46 | 67 | **49** | 46 | 67 | **52** |
| Coût incrémental ($) | 47 | 185 | **61** | 47 | 185 | **84** |
| Opportuniste (%) | 17 | 17 | **17** | 17 | 17 | **17** |
| Entraînement (%) | 0 | 0 | **0** | 0 | 0 | **0** |
| Coûts évités $/m³ | 0,308 | 0,308 | **0,308** | 0,308 | 0,308 | **0,308** |
| Bénévolat (m³) | - | - | **3 734** | - | - | **3 734** |
| Durée de vie (année) | 16 | 16 | **16** | 16 | 16 | **16** |
| Données du programme | | | | | | |
| Nombre de participants (brut) | 2 200 | 300 | **2 500** | 1 933 | 709 | **2 642** |
| Nombre de participants (net) | 1 826 | 249 | **2 075** | 1 604 | 588 | **2 193** |
| Économies nettes totales (m³) | - | - | **104 413** | - | - | **116 963** |
| Aide financière unitaire ($) | 25 | 100 | **34** | 25 | 100 | **45** |
| Aide financière totale ($) | 55 000 | 30 000 | **85 000** | 48 330 | 70 484 | **118 814** |

**Demandes :**

13.1 Veuillez préciser si l'information liée à la participation à la référence (i) porte uniquement sur les participants bruts. Veuillez confirmer et modifier le cas échéant si le texte « *le nombre réel de participants* » devrait plutôt se lire « le nombre brut de participants ».

**Réponse :**

Tel que le précise le titre du tableau de la référence (i), l'information présentée vise les participants bruts.

Les participants bruts peuvent être prévus pour l'année 2017-2018, comme à la deuxième colonne du tableau présenté à la référence (i), ou réels, comme constatés dans les résultats au 30 septembre 2018.

Pour plus de précision, la phrase citée à la référence (i) aurait pu se lire : « *Bien que le nombre réel de participants brut ait été légèrement inférieur à la prévision (-4 %), la participation est relativement similaire à celle de l'année 2016-2017* ».

13.2 En suivi de la décision D-2013-106 à la référence (ii), veuillez déposer le tableau présenté à la référence (iii) en y incluant les montants engagés en 2017-2018 et payés après 2017-2018. Veuillez y ajouter également les montants engagés avant 2017-2018 et payés après 2017-2018.

**Réponse :**

Énergir a présenté un tableau similaire à celui présenté à la référence (ii) au cours des Rapports annuels 2012-2013[6], 2013-2014[7], 2014-2015[8], 2015-2016[9] et 2016-2017[10].

Dans chacun de ces dossiers, la Régie a eu l'opportunité d'analyser les résultats présentés par Énergir et de rendre une décision dans chacun de ces dossiers; décisions qui ne faisaient pas mention du fait que le tableau présenté par Énergir ne répondait pas aux besoins de la Régie. Énergir comprend donc que l'information, telle que présentée, répondait aux besoins de la Régie et à la décision D-2013-106.

De plus, la Régie précisait dans sa décision D-2018-096 :

> *[168] Malgré la stabilité dans les résultats des quatre dernières années, la Régie est d'avis que les renseignements demandés au paragraphe 445 de la décision D-2013-106 permettent de faire un*

[6] R-3871-2013, B-0129, Gaz Métro-12, Document 3, page 9.

[7] R-3916-2014, B-0148, Gaz Métro-12, Document 3, page 8.

[8] R-3951-2015, B-0160, Gaz Métro-13, Document 3, page 10.

[9] R-3992-2016, B-0071, Gaz Métro-13, Document 3, page 10.

[10] R-4024-2017, B-0195, Énergir-44, Document 1, page 37.

> *suivi de la gestion des aides financières par programme du PGEÉ et qu'ils ont une importance particulière lorsqu'un programme n'est pas reconduit.*
>
> *[169]* ***La Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la décision D-2013-106. Elle lui demande de continuer à déposer la même information que celle présentée à la page 10 de la pièce B-0071 du dossier R-3992-2016, ainsi que celle déposée au présent dossier en réponse à une DDR de la Régie.*** » [Énergir souligne]

L'information présentée par Énergir à la référence (iii) répond donc à la décision D-2018-096.

De plus, Énergir soumet respectueusement à la Régie que l'information additionnelle demandée ne vise pas les résultats au 30 septembre 2018, mais plutôt des résultats qui pourraient être constatés dans le cadre de prochains rapports annuels.

Enfin, les dossiers engagés durant l'année 2017-2018 pourraient être payés en 2018-2019, 2019-2020, durant les années suivantes ou bien jamais payés, dans les cas où les projets ne seraient pas menés à terme par les clients participants. Dans ce contexte, Énergir n'est pas en mesure de répondre à la question.

13.3 Veuillez présenter le tableau déposé à la référence (iv) en y incluant les économies d'énergies nettes, les frais d'exploitation et les tests économiques ventilés pour chacun des deux types de thermostats.

**Réponse :**

Le programme *Appareils efficaces–résidentiel* est composé de plusieurs volets. Un de ces volets vise l'installation de *Thermostats électroniques et programmables* (PE103), deux technologies visant le contrôle de la température dans le marché résidentiel. Énergir soumet que ces deux technologies ne constituent pas deux volets d'efficacité énergétique distincts. Considérant que les résultats de participation sont captés dans nos systèmes en fonction des programmes et volets, l'information demandée, notamment à l'égard des frais d'exploitation et des tests économiques, ne peut être ventilée davantage puisqu'elle requérait l'usage d'hypothèses et conséquemment, ne serait pas le reflet des résultats réels au 30 septembre 2018 d'un volet approuvé au dossier tarifaire, et ce, sans distinction sur les technologies encouragées.

Énergir soumet par ailleurs que le dossier tarifaire 2018, relatif au présent rapport annuel ne présentait pas l'information ventilée pour chacun des deux types de thermostats[11]. Les prévisions relatives aux économies nettes, aux frais d'exploitation et aux tests économiques étaient présentées globalement puisqu'il s'agissait d'un seul et même programme, ou selon

[11] R-3987-2017, B-0132, Gaz Métro-13, Document 1, page 22.

la nouvelle nomenclature adoptée aujourd'hui, un seul volet du programme *Appareils efficaces – résidentiel*.

De plus, le tableau de la référence (iv) présente le niveau de détail exigé par la Régie dans sa décision D-2018-096 :

> « *[148] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose une mise à jour de la fiche du programme* Thermostat programmable *PE103, de façon à différencier les résultats par type de thermostat (intelligent ou programmable), tant dans les prévisions qu'au réel.* […]
>
> *[149]* ***Afin de faciliter le suivi des fiches des programmes PE103,*** […]***, la Régie demande à Énergir, à compter du rapport annuel 2018 et dans les dossiers tarifaires, d'inclure le même niveau de détails que celui présenté dans les fiches de la pièce B-0195. La Régie demande également à Énergir de présenter cette information dans le cadre du dossier R-4043-2018.*** »
> [Énergir souligne]

La pièce B-0195 à laquelle la Régie fait référence dans sa décision D-2018-096 ne présentait pas les informations ventilées selon les deux types de thermostats pour les économies d'énergie nettes, les dépenses d'exploitation et les tests économiques.

Par conséquent, le niveau de détail demandé par la Régie ne lui permettrait pas de comparer les résultats avec les prévisions du dossier tarifaire 2018 et va au-delà du niveau de détail demandé par la Régie dans sa décision D-2018-096.

Considérant ce qui précède, Énergir soumet respectueusement que l'information présentée à la référence (iv) illustre adéquatement le niveau de détail exigé par la Régie pour le présent examen.

**14. Références :** (i) Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 38;
(ii) Pièce B-0085, annexe F, p. 7.

**Préambule :**

(i) « [121] *Pour les programmes d'encouragement à l'implantation PE208, PE218 et PE219, la Régie demande à [Énergir] 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* ».

(ii) Énergir présente le Tableau suivant en suivi de la décision D-2017-073, par. 121 :

**Tableau F4 : Données pour les volets Encouragement à l'implantation CII et VGE**

| | Volet Encouragement à l'implantation CII (PE208) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | PRI avant aide financière | | | | | | |
| | < 1 an | 1 à 2 ans | 2 à 3 ans | 3 à 5 ans | 5 à 7 ans | > 7 ans | Total |
| % des mesures implantées | 0% | 7% | 17% | 15% | 17% | 44% | 100% |
| Économies brutes ajustées des mesures implantées ($m^3$) | 0 | 1 365 770 | 1 988 094 | 1 486 169 | 1 609 899 | 2 161 997 | 8 611 931 |
| Aides financières versées | 0 $ | 83 769 $ | 343 778 $ | 229 027 $ | 342 724 $ | 556 476 $ | 1 555 773 $ |

| | Volet Encouragement à l'implantation VGE - Industriel (PE218) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | PRI avant aide financière | | | | | | |
| | < 1 an | 1 à 2 ans | 2 à 3 ans | 3 à 5 ans | 5 à 7 ans | > 7 ans | Total |
| % des mesures implantées | 0% | 12% | 20% | 32% | 17% | 20% | 100% |
| Économies brutes ajustées des mesures implantées ($m^3$) | 0 | 9 288 984 | 1 488 097 | 4 675 701 | 2 020 796 | 2 507 408 | 19 980 986 |
| Aides financières versées | 0 $ | 413 480 $ | 326 129 $ | 733 859 $ | 472 851 $ | 585 659 $ | 2 531 978 $ |

| | Volet Encouragement à l'implantation VGE - Institutionnel (PE219) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | PRI avant aide financière | | | | | | |
| | < 1 an | 1 à 2 ans | 2 à 3 ans | 3 à 5 ans | 5 à 7 ans | > 7 ans | Total |
| % des mesures implantées | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 100% | 100% |
| Économies brutes ajustées des mesures implantées ($m^3$) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 060 039 | 1 060 039 |
| Aides financières versées | 0 $ | 0 $ | 0 $ | 0 $ | 0 $ | 269 909 $ | 269 909 $ |

**Demandes :**

14.1 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles 100 % des projets d'implantations du programme *Encouragement à l'implantation VGE* – Institutionnel (*PE219)* à la référence (i) ont une période de retour sur investissement (avant les aides financières) supérieure à sept ans. Veuillez présenter la PRI moyenne des projets d'implantations pour ce volet institutionnel.

**Réponse :**

L'information demandée par la Régie ne fait pas partie des informations recueillies par Énergir auprès des participants.

Énergir peut cependant émettre l'hypothèse que, contrairement aux participants du secteur industriel (PE218) pour qui des projets ayant une PRI inférieure ou égale à 7 ans représentent 80 % des économies générées, les participants du secteur Institutionnel peuvent envisager des projets d'efficacité énergétique ayant des PRI plus longues.

14.2 Veuillez préciser les raisons pour lesquelles les montants d'aides financières relatifs aux projets ayant une PRI de 1 à 2 ans à la référence (i) permettent d'économiser relativement plus de gaz naturel que les projets ayant une PRI plus longue.

**Réponse :**

Comme les économies d'énergie sont plus importantes, la PRI est plus courte.

## PROGRAMME PILOTE DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

**15. Référence :** Dossier R-4024-2017, pièce B-0171, p. 15.

**Préambule :**

Énergir présente, en réponse à la demande 9.1, la ventilation des montants déboursés des ententes finalisées de la période 2016-2017 selon l'année à laquelle les ententes ont été prises.

| 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 $** |

**Demande :**

15.1 Veuillez présenter la ventilation des montants déboursés des ententes finalisées de la période 2017-2018 selon l'année à laquelle les ententes ont été prises dans le même format que la référence (i).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente la ventilation des montants déboursés des ententes finalisées de la période 2017-2018, selon l'année à laquelle les ententes ont été prises.

| Année de l'entente | Règlements d'entente durant l'exercice financier 2017-2018 *($)* |
|---|---|
| An 1 (2014-2015) | 0 |
| An 2 (2015-2016) | 7 628,74 |
| An 3 (2016-2017) | 62 373,97 |
| An 4 (2017-2018) | 0 |
| **Total** | **70 002,71** |

**16. Références :** (i) Dossier R-4024-2017, pièce B-0093, p. 1 et 2;
(ii) Pièce B-0092, p. 2;
(iii) Pièce B-0092, p. 5;
(iv) Pièce B-0092, p. 8.

**Préambule :**

(i) Le profil des clients pour l'an 1 indique qu'il y avait, notamment 203 clients intéressés au programme, 11 clients qui ne se qualifiaient pas, 91 qui n'avaient pas fait suite ou avaient abandonné et 35 clients qui n'avaient pas été en mesure de respecter leur entente.

(ii) Le profil des clients pour l'an 2 indique qu'il y avait, notamment 189 clients intéressés au programme, 14 clients qui ne se qualifiaient pas, 89 qui n'avaient pas fait suite ou avaient abandonné et 42 clients qui n'avaient pas été en mesure de respecter leur entente.

(iii) Le profil des clients pour l'an 3 indique, notamment 151 clients intéressés au programme, 26 clients qui ne se qualifiaient pas, 61 qui n'avaient pas fait suite ou avaient abandonné et 23 clients qui n'avaient pas été en mesure de respecter leur entente.

(iv) Le profil des clients pour l'an 4 indique, notamment 129 clients intéressés au programme, 15 clients qui ne se qualifiaient pas, 47 qui n'avaient pas fait suite ou avaient abandonné et 3 clients qui n'avaient pas été en mesure de respecter leur entente. Aucune entente n'a été finalisée pour l'an 4 jusqu'à présent.

**Demandes :**

16.1 Veuillez présenter la proportion du nombre de clients qui n'ont pas été en mesure de respecter leur entente parmi les clients qui avaient conclu une entente pour les trois années aux références (i) à (iii).

**Réponse :**

La proportion du nombre de clients qui n'ont pas été en mesure de respecter leur entente parmi les clients qui avaient conclu une entente pour les trois années aux références (i) à (iii) est présentée au tableau ci-dessous.

| | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Description** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** |
| Clients qui étaient en cours d'entente et qui n'ont pas respecté leurs ententes 3 fois et ne sont plus sur le programme | 35 | 42 | 23 | **100** |
| Clients qui ont manifesté de l'intérêt pour le programme CASS entre le 1er octobre 2014 et le 30 septembre 2017 | 203 | 189 | 151 | **543** |
| **Proportion des clients qui n'ont pas été en mesure de respecter leur entente (%)** | **17,2** | **22,2** | **15,2** | **18,4** |

16.2 Veuillez présenter la proportion du nombre de clients qui n'ont pas été qualifiés parmi les clients intéressés au programme pour les quatre années aux références (i) à (iv).

**Réponse :**

La proportion du nombre de clients qui n'ont pas été qualifiés parmi les clients intéressés aux programmes pour les quatre années aux références (i) à (iv) est présentée au tableau ci-dessous.

| | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Année 4 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| **Description** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** |
| Clients qui ne se sont pas qualifiés au programme | 11 | 14 | 26 | 15 | **66** |
| Clients qui ont manifesté de l'intérêt pour le programme CASS entre le 1er octobre 2014 et le 30 septembre 2018 | 203 | 189 | 151 | 129 | **672** |
| **Proportion des clients qui n'ont pas été qualifiés parmi les clients intéressés aux programmes (%)** | **5,4** | **7,4** | **17,2** | **11,6** | **9,8** |

16.3 Veuillez présenter la proportion du nombre de clients qui n'ont pas suivi ou ont abandonné le programme pour les quatre années aux références (i) à (iv).

**Réponse :**

La proportion du nombre de clients qui n'ont pas suivi ou ont abandonné le programme pour les quatre années aux références (i) à (iv) est présenté au tableau ci-dessous.

| | Année 1 | Année 2 | Année 3 | Année 4 | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| **Description** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** | **Nombre de clients** |
| Clients qui n'ont pas fait de suivi ou ont abandonné à un moment ou à un autre, suite à l'envoi de la trousse | 91 | 89 | 61 | 47 | **288** |
| Clients qui ont manifesté de l'intérêt pour le programme CASS entre le 1er octobre 2014 et le 30 septembre 2018 | 203 | 189 | 151 | 129 | **672** |
| **Proportion des clients qui n'ont pas suivi ou ont abandonné le programme (%)** | **44,8** | **47,1** | **40,4** | **36,4** | **42,9** |

16.4 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles aucune entente n'a été finalisée jusqu'à maintenant pour la période 2017-2018 (référence (iv)).

**Réponse :**

Comme les ententes d'Énergir peuvent s'échelonner sur une période allant jusqu'à 15 mois, il est normal qu'aucune entente finalisée ne se retrouve au Rapport annuel au 30 septembre 2018, pour la période 2017-2018.

**17. Références :** (i) Pièce B-0092, p. 3;
(ii) Pièce B-0092, p. 4;
(iii) Pièce B-0092, p. 2.

**Préambule :**

(i) Le tableau des ententes finalisées pour l'an 2 indique que 44 clients ont finalisé leurs ententes.

(ii) Les sommes déboursées pour l'an 2 représentent 38 ententes finalisées selon le tableau ci-dessous.

| Description | Montants | |
|---|---|---|
| | Déboursé | Engagé |
| Sommes déboursées au programme CASS (38 ententes finalisées) | 71 584,62 $ | |
| Frais de gestion versés à Option consommateurs | 72 198,00 $ | |
| **Sous-total des sommes déboursées** | **143 782,62 $** | |
| Sommes potentiellement engagées au programme CASS – ententes de paiement en cours | | 0,00 $ |
| **Total** | **143 782,62 $** | **0,00 $** |

(iii) Le portrait des clients pour l'an 2 indique qu'aucun client ayant respecté son entente est en attente d'être crédités.

**Demande :**

17.1 Veuillez expliquer, pour l'an 2, les raisons pour lesquelles 38 ententes finalisées ont été déboursées à la référence (ii), alors que 44 clients ont finalisé leur entente (référence (i)) et qu'aucun client n'est en attente d'être crédités (référence (iii)).

**Réponse :**

Le nombre d'ententes finalisées dans le tableau de la page 4 devrait se lire 44. Une version révisée de la pièce B-0092, Énergir-14, Document 6 est déposée à cet effet.

## PRC ET PRRC

**18. Références :** (i) Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38;
(ii) Dossier R-4024-2017, Pièce B-0208, p. 7;
(iii) Pièce B-0091, p. 13.

**Préambule :**

(i) « [112] *Considérant leur utilité pour le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC, la Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de déposer une mise à jour des tableaux présentés aux pages 7 de la pièce B-0208 et 35 de la pièce B-0195* ».

(ii)

| | PRC signé en $ | | | | PRC versé en $ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Plan de développement | | Rapport détaillé PRC 2017 | | Rapport détaillé PRC 2017 | |
| | An 1 de la CT 2017 | An 1 du RA 2017 | *Inclus au plan de développement 2017* | *Inclus aux plans de développement avant 2017* | *Inclus au plan de développement 2017* | *Inclus aux plans de développement avant 2017* |
| **Résidentiel** | **3 244 829** | **3 983 213** | **4 460 215** | **2 681 845** | **849 295** | **4 113 860** |
| Nouveaux clients | 3 077 188 | 3 806 425 | 4 342 940 | 2 681 845 | 773 820 | 4 053 610 |
| Moins de 1,5 M$ | 3 077 188 | 3 806 425 | 4 342 940 | 2 501 945 | 773 820 | 4 053 610 |

(iii) En suivi de la décision D-2018-096, par. 112, Énergir présente les montants signés et versés selon les plans de développement pour l'année 2017-2018.

| | PRC signé (000 $) | | PRC versé (000 $) | |
|---|---|---|---|---|
| | Plan de développement | | Rapport détaillé PRC 2018 | |
| | An 1 de la CT 2018 | An 1 du rapport annuel 2018 | *Inclus au plan de développement 2018* | *Inclus aux plans de développement avant 2018* |
| **Résidentiel** | **3 014** | **5 998** | **382** | **4 028** |
| Nouveaux clients | 2 867 | 5 842 | 303 | 3 991 |
| Moins de 1,5 M$ | 2 867 | 5 842 | 303 | 3 991 |

**Demande :**

18.1 En suivi de la décision D-2018-096 à la référence (i), veuillez déposer le tableau présenté à la référence (iii) en y incluant les deux colonnes correspondantes aux montants PRC signés en 2017-2018 inclus au plan de développement de l'année en cours et des années antérieurs comme présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

La présentation du tableau de suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC a été modifiée pour présenter l'aide financière versée en suivi de la décision D-2017-073. Ainsi la Régie énonçait aux paragraphes 101 et 102

> « *[101] Considérant que les programmes commerciaux et ceux en efficacité énergétique sont complémentaires*[40]*, la Régie est d'avis que le suivi des programmes commerciaux devrait porter sur les montants réellement versés pendant l'année financière, comme c'est le cas du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés, et non pas sur les montants engagés pour des appareils définis a priori.*
>
> *[102]* ***La Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2017, que le rapport détaillé des programmes PRC et PRRC porte sur les montants versés dans l'année financière, notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés. De plus, elle lui demande d'expliquer les écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel.*** »

Conséquemment Énergir a mis fin au rapport détaillé du PRC signé pour le remplacer par le rapport détaillé du PRC versé, et ce, suite à plusieurs développements informatiques. Tel que précisé dans la pièce sur le Rapport détaillé des programmes PRC et PRRC du Rapport annuel 2017[12], Énergir avait, pour le Rapport annuel 2017 seulement, présenté l'information selon l'ancienne méthode afin de pallier l'information manquante du rapport détaillé du PRC versé alors en développement. Comme le rapport détaillé du PRC signé n'est plus produit, il n'est pas possible de compiler l'information des deux colonnes sur le PRC signé du rapport détaillé.

**19. Références :**
(i) Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 40;
(ii) Dossier R-3992-2016, Pièce B-0135, annexe Q-6.4, p. 1 à 7;
(iii) Pièce B-0091, annexe 2, p. 1;
(iv) Pièce B-0091, p. 15.

**Préambule :**

(i) « [121] *La Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-073 relatif aux résultats de l'évaluation des surcoûts des grilles 5 et 6. Elle demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de présenter les grilles d'aide financière utilisées pour calculer les montants d'aide financière selon l'approche de masse, pour l'année visée par le rapport annuel* ». [nous soulignons]

[12] R-4024-2017, B-0159, Énergir-14, Document 5, page 3.

(ii) Les grilles d'aide financières déposées au Rapport annuel 2016.

(iii) Les cas-types des grilles d'aide financière déposées au Rapport annuel 2018.

(iv) « *Les cas-types présentés pour le calcul des grilles d'aide financière représentent ceux pour les grilles actives durant l'année financière 2017-2018. Il faut noter qu'en février 2018 la grille 5 a été abolie et la grille 6 a été modifiée pour tenir compte de la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et make up air* ». [nous soulignons]

**Demandes :**

19.1 Veuillez confirmer si Énergir dispose des grilles d'aide financière en vigueur comme celles de la référence (ii) tel que demandé par la Régie dans la décision à la référence (i). Le cas échéant, veuillez déposer ces grilles, sinon veuillez préciser si elles ont été remplacées par les cas-types des grilles d'aide financière à la référence (iii).

**Réponse :**

Énergir ne dispose plus de grilles d'aide financière en format papier puisqu'elle a développé et mis en ligne un calculateur d'aide financière pour gérer l'approche de masse auprès de la force de vente externe. Par contre, à des fins d'illustrations Énergir utilise des cas-type pour illustrer la mécanique de détermination des montants d'aides financières disponibles pour différents contextes.

19.2 En vous référant aux cas-types de la grille 6 à la référence (iii), veuillez confirmer ou expliquer le cas échéant si les informations représentent une moyenne des impacts avant et après la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et make up air (référence (iv)).

**Réponse :**

Les informations sur les données de la référence (iii) illustre l'aide financière établie en fonction des nouveaux surcoûts évalués par le rapport d'Éconoler produit dans le dossier tarifaire 2018-2019, R-4018-2017, GM-I, Document 3, Annexe 2. Il ne s'agit donc pas d'une moyenne des impacts avant et après la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et make up air.

Energir constate toutefois que la date de début de l'entrée en vigueur de la référence (iii) est erronée puisqu'on aurait dû y lire le 2 février 2018 plutôt que le 1er octobre 2017.

19.3 Veuillez présenter les impacts avant et après la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et make up air (référence (iv)) en vous servant de la grille 6 des cas-types à la référence (iii).

**Réponse :**

L'impact de la mise à jour des surcoûts des appareils chauffe-eau et make up air sur les surcoûts et les montants de PRC a été fourni à la Régie en demande de renseignements lors du dossier tarifaire 2018-2019[13].

**20. Référence :** Pièce B-0091, p. 14.

**Préambule :**

Énergir présente les montants versés aux participants du PRC ou du PRRC pour l'année 2017-2018 ayant également bénéficié du PGEÉ et du CASEP.

| 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 | et PRC (sans CASEP) | et PRRC | et PRC + CASEP | |
| PE111 | 95 | 366 | 228 | 178 325 | 272 336 | 885 100 | 632 000 |
| PE113 | 99 | 38 | 1 | 126 675 | 16 900 | 4 400 | 50 850 |
| PE123 | 540 | 6 | - | 910 250 | 3 900 | - | 289 150 |
| PE202 | 2 | 10 | 2 | 7 425 | 101 900 | 35 550 | 159 000 |
| PE210 | 116 | 274 | 80 | 1 169 525 | 1 910 726 | 800 835 | 3 471 400 |
| PE212 | 129 | 87 | 2 | 1 478 980 | 203 748 | 7 650 | 1 030 500 |
| PE215 | 87 | 3 | 5 | 338 425 | 31 230 | 14 550 | 193 800 |
| PE225 | 28 | 1 | 5 | 119 500 | 2 500 | 18 250 | 181 900 |
| **Total** | **1 096** | **785** | **323** | **4 329 105** | **2 543 240** | **1 766 335** | **6 010 550** |

**Demande :**

20.1 Veuillez confirmer si les résultats du tableau en référence portent uniquement sur les aides financières selon l'approche de masse. Dans le cas contraire, veuillez fournir la part des montants additionnels reçus en plus du PGEÉ pour l'approche du cas par cas.

**Réponse :**

Les montants d'aides financières autres que ceux du PGEÉ correspondent au total des montants selon l'approche de masse et selon l'approche au cas par cas.

[13] R-4018-2017, B-0160, Gaz Métro T, Document 1, question 17.2, pages 49 et 50.

## PLAN APPROVISIONNEMENT

**21. Références :**
(i) Pièce B-0046, p. 1;
(ii) Pièce B-0049, p. 1;
(iii) Pièce B-0049, p. 2;
(iv) Pièce B-0049, p. 7;
(v) Dossier R-3987-2016, pièce B-0243, réponse 5.1.;
(vi) Dossier R-3987-2016, pièce B-0293, p. 2.

**Préambule :**

(i) À la note 5, Énergir présente le « *Calcul du trop-perçu attribuable à la marge excédentaire* ».

(ii) À la ligne 42, Énergir présente les montants projetés (colonne 1) et ceux réalisés (colonne 4) au service de transport en « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* (D-2017-094 ».

À la note 7 : « *Le budget 2018 a été redressé pour refléter l'ordonnance suivante : TGI-003-2017 de l'Office national de l'énergie modifiant les tarifs de TCPL à partir du 1er janvier 2018. La Régie a transmis sa lettre d'approbation le 1er février 2018* ».

(iii) À la ligne 13, Énergir présente les montants projetés (colonne 3) et ceux réalisés (colonne 4) au service d'équilibrage en « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* ».

(iv) « […] *la baisse du coût de la marge excédentaire de transport à la suite de la réévaluation des capacités excédentaires (Énergir-12, Document 2, section 1) et considérant l'effet du pass-on de TCPL* ».

(v) Énergir dépose le détail du calcul du traitement des coûts échoués au service d'équilibrage du dossier tarifaire 2017-2018, selon la proposition déposée au dossier R-3867-2013 Phase 2.

(vi) À la ligne 14, Énergir présente au dossier tarifaire les montants projetés (colonne 3) au service d'équilibrage en « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* ».

**Demandes :**

21.1 Veuillez présenter les détails du calcul permettant d'établir les montants projetés et redressés en « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* » pour l'année 2018 et le cas échéant, mettre à jour le tableau de la référence (v) en considération de l'ordonnance TGI-003-2017, tel qu'indiqué à la référence (ii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente le calcul des coûts échoués projetés du tableau cité à la référence (v) mis à jour pour considérer l'effet de l'ordonnance TGI-003-2017, ainsi que la portion allouée au coût de la marge excédentaire.

**Tableau 1**

| | | Budget redressé (TGI-003-2017 au 1er janvier 2018) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 3 mois | 9 mois | 12 mois |
| | TCPL SH Parkway-Energir EDA | | | |
| 1 | Volumes en TJ/j | 86,6 | 86,6 | |
| 2 | Volumes en $10^3m^3/j$ | 2 286 | 2 286 | |
| 3 | Taux - Coûts en $/GJ/mois | 20,80672 $ | 18,19312 $ | |
| 4 | Nombre de mois | 3 | 9 | |
| 5 | Coûts en 000$ (l. 1 * l. 3 * l. 4) | 5 406 $ | 14 180 $ | 19 585 $ |
| | M12 Union | | | |
| 6 | Volumes par jour (TJ) | 87,7 | 87,7 | |
| 7 | Volumes par jour ($10^3m^3$) | 2 315 | 2 315 | |
| 8 | Taux - Coûts en $/GJ/mois | 3,402 $ | 3,402 $ | |
| 9 | Nombre de mois | 3 | 9 | |
| 10 | Coûts en 000$ (l. 6 * l. 8 * l. 9) | 895 $ | 2 686 $ | 3 581 $ |
| 11 | Coûts totaux en 000$ (l. 5 + l. 10) | | | 23 167 $ |
| 12 | Revenus en 000$ | | | (20 936 $) |
| 13 | Coûts échoués en 000$ | | | 2 230 $ |
| 14 | Pondération au transport | | | 68,48% |
| 15 | Coûts échoués de la marge excédentaire en 000$ | | | 1 527 $ |

Le tableau suivant présente le calcul des coûts échoués réels ainsi que la portion allouée au coût de la marge excédentaire.

**Tableau 2**

| | | Réel | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 3 mois | 9 mois | 12 mois |
| | TCPL SH Parkway-Energir EDA | | | |
| 1 | Volumes en TJ/j | 33,5 | 33,5 | |
| 2 | Volumes en $10^3m^3/j$ | 884 | 884 | |
| 3 | Taux - Coûts en $/GJ/mois | 20,80672 $ | 18,19312 $ | |
| 4 | Nombre de mois | 3 | 9 | |
| 5 | Coûts en 000$ (l. 1 * l. 3 * l. 4) | 2 091 $ | 5 485 $ | 7 576 $ |
| | M12 Union | | | |
| 6 | Volumes par jour (TJ) | 34,0 | 34,0 | |
| 7 | Volumes par jour ($10^3m^3$) | 897 | 897 | |
| 8 | Taux - Coûts en $/GJ/mois | 3,402 $ | 3,716 | |
| 9 | Nombre de mois | 3 | 9 | |
| 10 | Coûts en 000$ (l. 6 * l. 8 * l. 9) | 347 $ | 1 137 $ | 1 484 $ |
| 11 | Coûts totaux en 000$ (l. 5 + l. 10) | | | 9 060 $ |
| 12 | Revenus en 000$ | | | (8 935 $) |
| 13 | Coûts échoués en 000$ | | | 126 $ |
| 14 | Pondération au transport | | | 100,00% |
| 15 | Coûts échoués de la marge excédentaire en 000$ | | | 126 $ |

Au réel 2018, trois éléments font varier les coûts échoués ainsi que le coût de la marge excédentaire par rapport au budget redressé :

1) Nouveau tarif M12 de Union Gas à compter du 1er janvier 2018 (ligne 8)

   Ce changement de tarif de Union Gas n'a pas été intégré au budget redressé.

2) Modification des excédents de capacité au 0/12 2018 (lignes 1 et 6)

   Tel que présenté à la section 1 de la pièce B-0069, Énergir-12, Document 2, la hausse de la demande continue en journée de pointe prévue au 0/12 2018 a eu pour effet de réduire les capacités excédentaires de transport de 86 600 GJ/j (2,29 $10^6$m³/j) à 33 500 GJ/j (0,88 $10^6$m³/j). Conséquemment, les ventes de capacités excédentaires et les revenus qui en découlent sont moins élevés que prévu, passant de 20,9 M$ à 8,9 M$. Ainsi, les coûts échoués, représentant le net des coûts et des revenus, sont passés de 2,230 M$ en projection à 0,126 M$ au réel.

3) Ajustement de l'allocation des coûts de la marge excédentaire transférés au transport

| | **DT 2018[1]** |
|---|---|
| **Volumes en $10^6$m³/jour** | |
| Livraisons annuelles | 5 712,5 |
| Livraisons quotidiennes | 15,65 |
| Marge excédentaire (10 %) | 1,57 |
| Ventes de transport | 2,29 |
| **% de la marge en transport** | **68,48 %** |

Baisse à 0,88 $10^6$m³ au 0/12 2018

[1] Dossier tarifaire 2018, R-3987-2016, B-0201, Gaz Métro-18, Document 1, réponse 20.2.

La hausse de la demande au 0/12 2018 a pour effet de réduire les capacités excédentaires de transport de 2,29 $10^6$m³/j à 0,88 $10^6$m³/j. Au dossier tarifaire, les capacités excédentaires de 2,29 $10^6$m³/j étaient supérieures au besoin de la marge excédentaire de 1,57 $10^6$m³/j, justifiant qu'une part de 68,48 % (1,57/2,29 = 68,48 %) des coûts échoués soit transférée du service d'équilibrage au service de transport. Au réel, les capacités excédentaires de transport de 0,88 $10^6$m³/j se retrouvent sous le seuil du besoin de la marge excédentaire de 1,57 $10^6$m³/j. Conséquemment, les coûts échoués réels qui en découlent de 126 k$ ont été entièrement alloués au coût de la marge excédentaire transférée au service de transport.

21.2 La Régie note que le montant projeté « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* » au service d'équilibrage, tel que présenté en (iii), demeuré le même que le montant établi au dossier tarifaire, tel que présenté à la référence (vi).

Veuillez indiquer si cette rubrique doit être mise à jour afin de tenir en compte du budget 2018 redressé selon l'ordonnance de l'ONÉ TGI-003-2017, tel qu'indiqué à la

référence (ii). Le cas échéant, veuillez mettre à jour la référence (iii). Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Dans un premier temps, il importe de rappeler les caractéristiques du traitement de pass-on découlant de modifications des tarifs de TCPL ou Union Gas (émanant d'une décision d'un organisme réglementaire). Tel que stipulé dans la lettre déposée à la Régie le 22 janvier 2018 à l'égard de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ :

- les tarifs de transport d'Énergir sont ajustés afin de refléter le coût réel d'acquisition. Conséquemment, la projection des coûts du service de transport est aussi ajustée, tel que reflété dans l'Annexe A déposée par Énergir le 22 janvier 2018;
- les tarifs d'équilibrage ne sont pas ajustés. Ainsi, la projection du coût du service d'équilibrage n'est pas ajustée. L'effet des modifications découlant de l'ordonnance sera donc capté par le compte de frais reportés du TP/MAG en fin d'exercice.

Le tableau suivant présente l'évolution des revenus et du coût de service respectivement des services de transport et d'équilibrage de l'exercice 2018.

| | Budget projeté [(A)] | Pass-on [(B)] | Budget redressé [(C)] | Résultats réels [(C)] | TP/MAG [(C)] |
|---|---|---|---|---|---|
| | (1) | (2) | (3)=(1)-(2) | (4) | (5)=(4)-(3) |
| **TRANSPORT** | | | | | |
| Revenus | 231 714 $ | 15 396 $ | 216 318 $ | 226 611 $ | 10 293 $ |
| Coût | 231 714 $ | 15 396 $ | 216 318 $ | 199 092 $ | (17 226 $) |
| TP/MAG | 0 $ | 0 $ | 0 $ | 27 519 $ | 27 519 $ |
| **ÉQUILIBRAGE** | | | | | |
| Revenus | 171 714 $ | 0 $ | 171 714 $ | 172 127 $ | 413 $ |
| Coût | 171 714 $ | 0 $ | 171 714 $ | 189 635 $ | 17 921 $ |
| TP/MAG | 0 $ | 0 $ | 0 $ | (17 508 $) | (17 508 $) |

[(A)] R-3987-2016, B-0288, Gaz Métro-12, document 1 (Revenus requis = Revenus projetés)
[(B)] Annexe A de la lettre datée du 22 janvier 2018 à l'égard de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ
[(C)] B-0045, Énergir-8, document 1 (Revenus et Coûts pour le budget redressé et les résultats réels)

Le budget projeté (colonne 1 du tableau) est le reflet de la Cause tarifaire 2018, tel qu'autorisé par la Régie par sa décision D-2017-094. En cours d'exercice, Énergir a ajusté ses tarifs de transport afin de refléter l'effet de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ, ce qui se traduit par une baisse équivalente des revenus et du coût du service de transport de 15,396 M$ (colonne 2 du tableau). Ainsi, les revenus et le coût de service après pass-on, reflétés dans le budget redressé de la colonne 3 demeurent en équilibre. Il importe de

préciser que cette variation des coûts de 15,396 M$ comprenait la baisse du coût de la marge excédentaire de 1,395 M$ et une baisse équivalente des revenus.

Par ailleurs bien que cette ordonnance ait eu un impact à la baisse sur les coûts d'équilibrage évalué à 3,6 M$, tel que précisé dans la lettre d'Énergir du 22 janvier 2018, le budget de ce service n'a pas été ajusté puisque les tarifs d'équilibrage d'Énergir, établis à la Cause tarifaire 2018, ont été maintenus. Ainsi, aucun ajustement des revenus ou du coût de service d'équilibrage (colonne 2) n'affecte ce service et en conséquence, le budget redressé (colonne 3) est identique au budget projeté (colonne 1). Une modification du montant de la rubrique du « Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport| » (référence iii) reviendrait à faire varier les coûts d'équilibrage alors qu'aucune variation n'affecterait les revenus; les tarifs d'équilibrage n'ayant pas été mis à jour. Cette situation aurait pour effet de créer un déséquilibre entre les revenus et les coûts d'équilibrage au budget redressé.

Par ailleurs, il importe de préciser que les revenus réels d'équilibrage reflètent l'application des tarifs établis à la Cause tarifaire 2018 et que les coûts réels d'équilibrage reflètent bien tous les effets de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ, dont celui du transfert du coût échoué réel de la marge excédentaire au transport. Le service d'équilibrage a donc été réduit d'un montant de 0,126 M$ qui a été transféré au service de transport, tel qu'expliqué précédemment en réponse à la question 21.1 (tableau 2). Ce transfert au réel d'un montant équivalent a un impact sur les coûts, lesquels sont considérés dans l'établissement du manque à gagner du service d'équilibrage de 17,5 M$, tel que présenté au tableau ci-haut aux colonnes 4 et 5. En conséquence, le manque à gagner au service d'équilibrage, qui résulte du différentiel entre les revenus et les coûts réels, présente l'effet de l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ et la référence (iii) ne doit pas être mise à jour.

21.3 Veuillez déposer, selon le format présenté à la référence (v), les détails du calcul du traitement des coûts échoués de la marge excédentaire et présenter les détails permettant d'établir les montants selon les résultats réels du « *Transfert du coût échoué de la Marge excédentaire au transport* » pour l'année 2018, tel que présentés aux références (ii) et (iii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 21.1.

21.4 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer quant à la baisse du coût de la marge excédentaire de transport attribuable à la réévaluation des capacités excédentaires et à l'effet du « *pass-on* » de TCPL, tel qu'indiqué à la référence (iv).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 21.1.

21.5 Veuillez déposer les détails du calcul permettant d'établir le montant en revenus réels de 1,977 M$, tel que présenté à la référence (i).

**Réponse :**

| | 01/10/17-31/01/18 | 01/02/18-30/09/18 | Total |
|---|---|---|---|
| Volumes totaux réels en transport ($10^3m^3$) | 2 579 282 | 3 565 075 | 6 144 357 |
| Volumes réels en gaz d'appoint ($10^3m^3$) | (15 948) | (50 854) | (66 802) |
| Volumes totaux réels assujettis ($10^3m^3$) | 2 563 334 | 3 514 221 | 6 077 555 |
| Tarif en vigueur (¢/$m^3$) | 0,051 | 0,019[(1)] | |
| Revenus réels (000 $) | 1 320 | 657 | 1 977 |

[(1)]Le tarif de la marge excédentaire a été modifié le 1er février avec l'ordonnance TGI-003-2017 de l'ONÉ.

Les volumes de la colonne « Total » correspondent à ceux qui sont présentés à la note 5 de la pièce présentée à la référence (i).

**22. Références :** (i) Pièce B-0049, p. 5;
(ii) Pièce B-0049, p. 6.

**Préambule :**

(i) A la ligne 9, Énergir présente les coûts d'achats de gaz naturel à Dawn.

Aux lignes 4, 18 et 25, Énergir présente l'indice de prix NGX Dawn.

(ii) À la note 1 : « *Les achats de gaz naturel à Dawn incluent les volumes de GNR achetés à ce même point de référence* ».

À la note 3 : « *Les achats de gaz naturel en franchise incluent les achats de GNR de la Ville de Saint-Hyacinthe, les volumes de boil-off de même que les achats de gaz naturel en franchise* ».

**Demandes :**

22.1 La Régie note que les coûts d'achats à Dawn, tel que présenté à la référence (i), sont supérieurs à l'indice de prix de NGX Dawn pour les mois de mai, juin, juillet, août et septembre 2018.

Veuillez expliquer les différences en coûts d'achats réalisés et élaborer votre réponse notamment, en tenant compte des achats spots, des achats en GNR et des niveaux en capacités d'espace d'entreposage au cours de cette période.

**Réponse :**

Les achats de gaz naturel à Dawn de la pièce en (i) incluent des achats de gaz de réseau et de GNR. Le tableau suivant présente les volumes et les coûts distinctement pour les deux types de fourniture.

| ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN (RÉEL 2018) | | Octobre | Novembre | Décembre | Janvier | Février | Mars | Avril | Mai | Juin | Juillet | Août | Septembre | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Gaz de réseau et GNR (selon Énergir-9, document 2)** | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Volumes d'achats réels (GJ) | 747 805 | 8 861 607 | 9 495 000 | 10 976 784 | 9 776 652 | 8 161 200 | 5 412 210 | 2 575 | 2 310 | 4 050 | 4 100 | 4 750 | 53 449 043 |
| 2 | Coûts des achats à Dawn ($/GJ) | 3,624 | 3,718 | 3,579 | 3,877 | 3,945 | 3,310 | 3,635 | 4,031 | 4,353 | 4,369 | 4,695 | 4,611 | 3,696 |
| 3 | Coûts d'achats ($) | 2 710 013 | 32 943 345 | 33 984 027 | 42 562 135 | 38 568 735 | 27 014 740 | 19 671 142 | 10 380 | 10 056 | 17 694 | 19 250 | 21 903 | 197 533 420 |
| **GNR** | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Volumes d'achats réels (GJ) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 3 570 | 2 575 | 2 310 | 4 050 | 4 100 | 4 750 | 21 555 |
| 5 | Coûts des achats à Dawn ($/GJ) | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 4,503 | 4,503 | 4,031 | 4,353 | 4,369 | 4,695 | 4,611 | 4,466 |
| 6 | Coûts d'achats ($) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 901 | 16 075 | 10 380 | 10 056 | 17 694 | 19 250 | 21 903 | 96 258 |
| **Gaz de réseau** | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | Volumes d'achats réels (GJ) | 747 805 | 8 861 607 | 9 495 000 | 10 976 784 | 9 776 652 | 8 161 000 | 5 408 640 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 53 427 488 |
| 8 | Coûts des achats à Dawn ($/GJ) | 3,624 | 3,718 | 3,579 | 3,877 | 3,945 | 3,310 | 3,634 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 3,695 |
| 9 | Coûts d'achats ($) | 2 710 013 | 32 943 345 | 33 984 027 | 42 562 135 | 38 568 735 | 27 013 840 | 19 655 067 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 197 437 162 |

À compter du mois de mars 2018, Énergir a fait l'acquisition de GNR à Dawn, pour un volume total sur l'année de 21 555 GJ, afin de satisfaire les besoins de clients spécifiques, pour un coût total fonctionnalisé au service de fourniture de 96 k$.

La preuve du dossier R-4008-2017 étant toujours en examen par la Régie, le coût unitaire de la fourniture, présenté à la ligne 5 du tableau ci-dessus, est calculé en fonction de la méthode du coût évité (excluant le coût de transport), soit la dernière méthode approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-107. Ainsi, la hausse du prix par rapport à l'indice NGX pour les mois de mai à juillet en (i) s'explique par le prix plus élevé, correspondant au coût évité, des achats de GNR à Dawn, puisque la totalité des achats de gaz pour ces mois est en fait du GNR. Il importe de rappeler que le coût d'acquisition des achats de GNR est entièrement récupéré auprès de la clientèle ayant adhéré à ce service.

Par ailleurs, afin que les clients consommant du GNR paient pour l'ensemble des coûts engagés par Énergir, les écarts entre le coût d'acquisition et le coût évité sont comptabilisés dans un compte de frais reportés (CFR) qui est maintenu hors base et ce conformément au traitement proposé au dossier R-4008-2017. Le CFR a été mis en place pour neutraliser tous les écarts de coûts et de revenus générés par les volumes de GNR et sera remis ou récupéré par ces mêmes clients en GNR. La comptabilisation dans ce CFR vise à s'assurer qu'il n'y ait pas d'interfinancement entre les clients en gaz de réseau et les clients en GNR.

Dans le cas présent, le coût réel d'acquisition des achats de fourniture en GNR à Dawn est présenté à la pièce B-0080, Énergir-12, Document 10, annexe 5. L'écart du coût réel

d'acquisition par rapport au montant fonctionnalisé à la fourniture de 96 k$ (ligne 6 du tableau) a été imputé dans le CFR du GNR dans l'attente d'une décision de la Régie.

Pour un complément de réponse, veuillez vous référer aux réponses aux questions de la série 34 qui traite de ces achats de GNR à Dawn.

22.2 Veuillez fournir les volumes et les prix mensuels des achats en GNR réalisés à Dawn, dont il est question à la note 1 de la référence (ii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 22.1.

22.3 Veuillez présenter à la référence (i) et de façon distincte, les volumes, les coûts et la fonctionnalisation appliquée aux achats de gaz naturel à Dawn (excluant les achats en GNR) et les volumes, les coûts et la fonctionnalisation appliquée aux achats en GNR réalisés à Dawn.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 22.1.

**23. Référence :** Pièce B-0068, p. 1.

**Préambule :**

Demande et sources d'approvisionnement gazier, exercice terminé au 30 septembre 2018.

**Demande :**

23.1 Veuillez présenter à partir de la référence précitée, les volumes associés à l'usage de la compagnie ainsi les volumes en gaz de compression à Pointe-du-Lac et St-Flavien pour usage d'Énergir.

Le cas échéant, veuillez présenter ces informations à la référence.

**Réponse :**

Énergir présente l'information demandée à l'annexe Q-23.1.

**24. Références :** (i) Pièce B-0057 et B-0058 (sous pli confidentiel), p. 1;
(ii) R-4024-2017, pièce B-0187;
(iii) R-3897-2016, pièce B-0195.

**Préambule :**

(i) Énergir dépose un tableau présentant les outils d'approvisionnement, les coûts annuels et la fonctionnalisation appliquée pour l'exercice clos le 30 septembre 2018.

(ii) Énergir dépose un tableau présentant les contrats d'approvisionnement en transport, les coûts annuels et la fonctionnalisation appliquée pour l'exercice clos le 30 septembre 2017.

(iii) Énergir présente le tableau des contrats d'approvisionnement en transport existants.

**Demandes :**

24.1 Veuillez mettre à jour la pièce de référence (i) selon le format présenté à la référence (ii) et y inclure les informations « Modalité de renouvellement » et « Note ».

Considérant que les outils d'approvisionnement présentés à la référence (i) consistent en des contrats de transport, veuillez mettre à jour le titre selon « Contrats d'approvisionnement existants de transport ».

**Réponse :**

En réponse à la présente question, Énergir dépose une nouvelle pièce dans le cadre du dossier R-4079-2018, soit Énergir-12, Document 14. Cette pièce contient les renseignements demandés, soit les débits quotidiens, les échéances, les modalités de renouvellement et les notes de tous les contrats en vigueur au 30 septembre 2018 dans le format de l'annexe 4 de la pièce B-0195, Gaz Métro-6, Document 1 du dossier R-3987-2016 (référence (iii)).

Énergir suggère de procéder de cette façon au lieu de mettre à jour les modalités et les notes sur la pièce Énergir-9, Document 9 (référence (i)) puisque l'objectif de cette dernière est plutôt de présenter la fonctionnalisation des différents contrats de transport entre les services du transport et de l'équilibrage.

24.2 Veuillez expliquer pour chacun des contrats d'approvisionnement existants de transport, le cas échéant, les différences en « Échéance » (colonne 3), entre le dossier tarifaire, tel que présenté à la référence (iii), et le dossier du rapport annuel, tel que présenté à la référence (i).

Le cas échéant, veuillez mettre à jour le tableau de la référence (i) en présentant l'échéance et informations relatives aux contrats de transport au 30 septembre 2018.

**Réponse :**

À compter du Rapport annuel 2018, la colonne « Échéance » n'est plus présentée dans la pièce Énergir-9, Document 9 (référence (i)), mais plutôt dans la pièce Énergir-12, Document 14. À cet effet, la pièce révisée Énergir-9, Document 9 est déposée dans le présent dossier.

La pièce Énergir-12, Document 14 présente l'ensemble des contrats d'approvisionnement existants au 30 septembre 2018 ainsi que les modifications effectuées sur les échéances contractuelles depuis la Cause tarifaire 2017-2018[14]. Fait à noter, la pièce Énergir-9, Document 9 initialement déposée dans le présent dossier contenait des éléments erronés dans la colonne « Échéance ». L'information présentée à la pièce Énergir-12, Document 14 a donc fait l'objet de correctifs par rapport à l'information initialement présentée à la pièce Énergir-9, Document 9.

24.3 Veuillez indiquer si, parmi les contrats d'approvisionnement existants de transport présentés en (i), figurent des contrats de transport échus, contractés ou décontractés au cours de l'année 2017-2018.

Le cas échéant, veuillez fournir le détail et les caractéristiques de ces contrats.

**Réponse :**

Le tableau suivant reprend l'information présentée à la pièce Énergir-12, Document 14.

[14] R-3987-2016, B-0195, Gaz Métro-6, Document 1, Annexe 4, page 1.

| Segment | Transporteur (service) | Échéance | Débit quotidien au 30 septembre 2018 ($10^3m^3$/jour) | Note |
|---|---|---|---|---|
| Empress-Energir EDA | TCPL (FTLH) | 2024-10-31 | 1 927 | Date d'échéance au 2024-10-31, suite à l'exercice du "term-up", Cause Tarifaire 2018-2019, R-4018-2017, B-0148 |
| Dawn-Energir EDA | TCPL (FTSH) | 2024-10-31 | 1 320 | |
| Dawn-Energir EDA | TCPL (FTSH) | 2024-10-31 | 872 | |
| Parkway-Energir EDA | TCPL (STS) | 2024-10-31 | 3 313 | |
| Parkway-Energir EDA | TCPL (STS) | 2024-10-31 | 676 | |
| Parkway-Energir EDA | TCPL (STS) | 2024-10-31 | 1 188 | |
| Parkway-Energir EDA | TCPL (STS) | 2024-10-31 | 528 | |
| Parkway-Energir EDA | TCPL (FTSH) | 2024-10-31 | 1 715 | |
| Dawn-Parkway | Enbridge Gas (M12) | 2021-03-31 | 1 381 | Durant l'année 2017-2018, prolongement de l'entente jusqu'au 2021-03-31 |
| Dawn-Parkway | Enbridge Gas (M12) | 2021-03-31 | 605 | |
| Dawn-Parkway | Enbridge Gas (M12) | 2021-03-31 | 2 342 | |
| Dawn-Energir EDA | Tierce partie | 2024-10-31 | 2 164 | Durant l'année 2017-2018, prolongement de l'entente jusqu'au 2024-10-31 |
| Empress-Energir NDA | TCPL (FTLH) | 2020-10-31 | 53 | Durant l'année 2017-2018, renouvellement jusqu'au 2020-10-31 |
| Empress-Energir NDA | TCPL (FTLH) | 2020-10-31 | 264 | |

**25. Références :** (i) Pièce B-0057, p. 1 et 2;
(ii) R-3897-2016, pièce B-0201, p. 35, réponse 19.1.

**Préambule :**

(i) Énergir dépose un tableau présentant la fonctionnalisation des outils de transport et équilibrage.

(ii) Énergir dépose un tableau présentant la fonctionnalisation appliquée au dossier tarifaire des coûts d'approvisionnement entre les services de Transport et d'Équilibrage (Pointe et Espace).

**Demande :**

25.1 La Régie note aucun changement dans la fonctionnalisation appliquée au rapport annuel entre les services de transport et équilibrage, tel que présenté à la référence (i) et celle appliquée au dossier tarifaire, tel que présenté à la référence (ii).

Veuillez confirmer si la fonctionnalisation des outils entre le service de transport et équilibrage est demeurée la même à l'exercice clos au 30 septembre 2018. Veuillez élaborer et expliquer la fonctionnalisation appliquée en considération de l'ordonnancement et de

l'utilisation des outils au cours de l'année 2017-2018 ainsi que des paramètres A (Annuelle), H (Hiver) et P (Pointe).

Le cas échéant, veuillez mettre à jour les tableaux de la référence (i) présentant la fonctionnalisation appliquée au rapport annuel 2018 (en pourcentage et en valeurs $).

**Réponse :**

Effectivement, il n'y a pas de changement dans la fonctionnalisation entre la référence (ii) et la page 2 de la référence (i). Pour cette raison, une version révisée de la pièce B-0057, Énergir-9, Document 9 est déposée en supprimant la page 2.

Comme l'indiquait la Régie dans sa décision D-2014-064 :

> « *[156] Dans le cadre du dossier tarifaire 2012, Gaz Métro a proposé des modifications à la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport en considérant, au service de transport, les coûts reliés aux capacités de transport requises pour répondre à la moyenne annuelle de la demande projetée après interruptions. […]*
>
> *[166] La Régie est d'avis que les outils d'approvisionnement sont contractés pour satisfaire la demande prévue, tout en dotant le Distributeur d'une marge pour être en mesure de faire face à des événements de plus faible probabilité. En conséquence, elle juge que ce sont les données prévisionnelles qui doivent être maintenues, même si les données réelles sont différentes. […]*
>
> *[168] Pour ces motifs, la Régie rejette la proposition de Gaz Métro.* »

Ainsi, bien que les données réelles soient différentes des données budgétaires en raison notamment, de l'évolution de la demande ainsi que des paramètres A, H et P, la fonctionnalisation appliquée au rapport annuel entre les services de transport et équilibrage n'est pas mise à jour. En effet, Énergir applique la décision D-2014-064 de la Régie (paragraphes 166 et 168), soit de maintenir l'application de la fonctionnalisation prévue lors de la cause tarifaire au rapport annuel. Pour cette raison, Énergir juge qu'il n'est pas requis de mettre à jour les tableaux de la référence (i).

Par ailleurs, Énergir rappelle qu'elle a proposé dans le dossier portant sur la refonte des structures tarifaires (R-3867-2013) une modification à la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnements entre les services de fourniture, transport et équilibrage. La méthode proposée distingue les coûts reliés à un approvisionnement théorique uniforme des coûts de l'excédent saisonnier. Énergir propose plus particulièrement de revoir les coûts fonctionnalisés aux services de transport et d'équilibrage en fonction de la consommation réelle, tel que décrit à la pièce B-0133 du dossier R-3867-2013, Phase 2[15].

[15] B-0133, Gaz Métro-5, Document 1, page 93, lignes 20 à 26.

**26. Références :**
(i) Pièce B-0068, p. 1 à 3;
(ii) Pièce B-0069, p. 2;
(iii) R-3987-2016, pièce B-0195, p. 72;
(iv) R-3987-2016, pièce B-0195, p. 81;
(v) R-3987-2016, pièce B-0195, p. 82 et 83;
(vi) R-3951-2015, pièce B-0187, annexe 7 (fichier Excel);
(vii) R-3879-2014 phase 2, décision D-2015-012, p. 6 et 7, par. 11 et 12.

**Préambule :**

(i) Énergir dépose la demande et les sources d'approvisionnement gazier pour l'exercice clos le 30 septembre 2018

(ii) « *Au début du mois de janvier 2018, Énergir a constaté que le temps très froid de la fin décembre 2017 et du début du mois de janvier 2018 avait grandement effrité la quantité de GNL disponible à l'usine LSR. Si le reste de l'hiver se matérialisait sous le scénario de l'hiver extrême, le solde de GNL à l'usine LSR n'aurait pas suffi à répondre à la demande. Selon ses estimations, le volume manquant de GNL se situait à 10 557 10³m³/jour (400 000 GJ).* » [nous soulignons]

(iii) « *Il* [Site d'entreposage de Pointe-du-Lac] *est le dernier outil utilisé avant l'interruption, en partie ou en totalité, de la clientèle au service interruptible.*

[…]

*Gaz Métro a établi son plan d'approvisionnement 2018-2021 en supposant le maintien de l'ensemble de ses capacités d'entreposage* ».

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

(v) « *Pour déterminer si un outil de maintien de fiabilité est requis, une comparaison des outils d'approvisionnement sous des scénarios avec et sans réservation de capacité d'entreposage par le client GM GNL est effectuée. Sous le scénario sans réservation, l'usine LSR est entièrement utilisée dans son rôle traditionnel d'outil de pointe pour répondre à la demande de la daQ.*

[…]

*3. lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être cédée. Pour le solde de la capacité réservée par*

*le client GM GNL, il doit contracter un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les coûts* ».

(vi) Au dossier R-3951-2015, Énergir dépose un fichier Excel présentant les données quotidiennes et les sources d'approvisionnement pour la période du 1er novembre 2014 au 31 mars 2015.

(vii) À la décision D-2015-012 :

« [11] […] *Lorsque la clientèle de l'activité réglementée du Distributeur requiert toute la capacité disponible à l'usine LSR, ce dernier ne peut se permettre de céder une partie de sa capacité à cette usine sans obtenir d'outil équivalent. Dans ce contexte, afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements, si le client GNL veut utiliser une partie de la capacité d'entreposage à l'usine LSR, il doit fournir un outil de transport afin de remplacer cette capacité. Alternativement, dans le contexte où les besoins de Gaz Métro sont comblés et qu'une partie de l'espace d'entreposage est disponible à l'usine LSR, il devient avantageux de céder la capacité non requise au client GNL, sans la remplacer par un outil de maintien de la fiabilité.*

[12] *Le Distributeur précise que le besoin de l'outil de maintien de la fiabilité est déterminé en fonction de la capacité disponible de l'usine et les coûts sont alloués en respectant les principes établis par la Régie* ».

**Demandes :**

26.1 Veuillez déposer les analyses ainsi que les hypothèses considérées permettant de justifier et d'établir le volume manquant de GNL de 10 557 $10^3m^3$ (400 000 GJ) en fonction du scénario de l'hiver extrême et du solde de GNL insuffisant constaté, tel que mentionné à la référence (ii).

Le cas échéant, veuillez indiquer le débit maximal quotidien et le nombre de journées d'utilisation relatifs aux volumes estimés de GNL.

**Réponse :**

La période du temps des Fêtes 2017-2018 (25 décembre 2017 au 7 janvier 2018) a été l'une des plus froides des récentes années. Énergir a d'ailleurs distribué au-delà de 31,67 $10^6m^3$ (1 200 000 GJ) le 5 janvier 2018, ce qui n'a pas été observé depuis au moins les 15 dernières années. Tout au long de ce temps des Fêtes, Énergir a suivi avec beaucoup d'attention le niveau de GNL à l'usine LSR.

Au retour, soit le 8 janvier 2018, force a été de constater que le solde d'inventaire de GNL à l'usine LSR était bas pour cette période de l'année, soit de 29,78 $10^6m^3$ (1 128 269 GJ). Énergir s'est alors questionnée sur la suffisance de ce solde pour répondre à la demande en cas de réalisation des conditions météorologiques prévues à l'hiver extrême pour la période

du 9 janvier au 31 mars, c'est-à-dire le restant de l'hiver comme mentionné à la référence (ii)

Énergir a fait son analyse en s'intéressant aux conditions qui prévalent au mois de février dans l'hiver extrême tout en prenant comme hypothèse conservatrice que pour le reste du mois de janvier et pour le mois de mars, Énergir n'aurait aucun besoin de vaporisation de GNL et n'aurait pas à interrompre les clients du volet B. Elle a cependant tenu compte de l'évaporation prévue du 8 au 31 janvier.

L'utilisation prévue de la vaporisation à l'usine LSR pour la clientèle continue en cas d'hiver extrême était de 23,5 $10^6$m³ (893 631 GJ) et ce, pour le seul mois de février. À cette utilisation, il faut ajouter l'évaporation naturelle du GNL à un rythme estimé de 26,3 $10^3$m³/j (1 000 GJ/j), soit 739 $10^3$m³ (28 000 GJ) pour le mois de février.

Énergir a aussi tenu compte du fait qu'au moment de faire son analyse, le nombre de jours d'interruption réels des clients interruptibles du volet B étaient déjà très élevés. En effet, le nombre de jours déjà interrompus au 8 janvier pour les clients du volet B aux paliers 5 et 6 s'élevait à 14 sur un maximum de 20. Énergir ne peut aller au-delà de ce maximum et ainsi, après 20 jours d'interruptions, ces clients doivent être considérés comme étant en service continu. Dans cette situation Énergir utilisera tous ses outils disponibles pour répondre à leur demande, incluant l'usine LSR. Or, selon le scénario de l'hiver extrême, ces clients sont interrompus 13 jours en février. Ainsi, si l'hiver extrême se réalisait, ces clients auraient consommé plutôt qu'être interrompu pour environ 7 jours (13 jours prévus moins les 6 jours restant au 8 janvier) et c'est par la vaporisation que cette demande aurait été approvisionnée. Cette clientèle consommant en moyenne 466,6 $10^3$m³/j (17 681 GJ/j), c'est donc un total de 3,27 $10^6$m³ (123 767 GJ) de GNL de plus qui doit être disponible à l'usine LSR pour les clients des paliers 5 et 6 du volet B.

Tout cela s'applique aussi pour les clients des paliers 7, 8 et 9 du volet B, mais dans une moindre mesure puisque leur maximum de jours d'interruption est de 30 et que leur consommation moyenne est beaucoup plus basse. En appliquant la même logique que celle appliquée ci-dessus, ces clients auraient consommé comme des clients continus plutôt qu'être interrompus pour l'équivalent de 3 jours et cela aurait eu un impact de 45 $10^3$m³ (1 704 GJ) sur l'inventaire de GNL[16].

Au final, en tenant compte des besoins de vaporisation, de l'évaporation et du passage au continu de la clientèle au volet B, le solde de GNL à la fin février si le scénario de l'hiver extrême prévu pour février se réalisait aurait été de 1 535 $10^3$m³ (58 167 GJ), et ce sans même tenir compte d'un potentiel besoin de vaporisation et d'interruption pour le restant du mois de janvier.

[16] Détails du calcul : 30 jours d'interruption maximum moins les 14 jours déjà utilisés au 8 janvier 2018, ce qui laisse 16 jours d'interruption encore disponibles. Énergir prévoyait alors que 19 jours d'interruption pour ces paliers en hiver extrême seraient encore nécessaires, ce qui laisse un déficit de 3 jours d'interruption.

| | | $10^3m^3$ | GJ |
|---|---|---|---|
| | **Solde de GNL au 8 janvier** | **29 777** | **1 128 269** |
| (-) | Évaporation prévue du 8 au 31 janvier | 607 | 23 000 |
| (=) | **Solde de GNL prévu au 1er février** | **29 170** | **1 105 269** |
| (-) | Besoin de vaporisation en février pour l'hiver extrême | 23 585 | 893 631 |
| (-) | Évaporation de février | 739 | 28 000 |
| (-) | Passage au continu des clients du volet B (paliers 5 et 6) | 3 266 | 123 767 |
| (-) | Passage au continu des clients du volet B (paliers 7, 8 et 9) | 45 | 1 704 |
| **(=)** | **Solde de GNL au 18 février en cas d'hiver extrême** | **1 535** | **58 167** |

Ce solde est bien en deçà du niveau minimal sécuritaire évalué selon la méthode énoncée par la Régie dans sa décision D-2012-171 du dossier R-3800-2012 (paragr. 81 à 83)[17], auquel s'ajoute un volume de réserve pour pouvoir effectuer un échange avec GM GNL si celui-ci est interrompu[18]. En effet, ce niveau minimal sécuritaire se situe à 12,1 $10^6m^3$ (460 158 GJ). L'écart entre ce solde minimal et la projection de volume restant à LSR en cas d'un hiver extrême étant d'environ 10,5 $10^6m^3$ (400 000 GJ), c'est ce volume qu'Énergir devait sécuriser pour se prémunir d'un déficit d'approvisionnement.

Le tableau suivant présente le débit quotidien et le nombre de journées d'utilisation relatifs aux volumes estimés de GNL pour la clientèle au service continu. Le débit maximal aurait été atteint le 15 février (surligné en gris).

[17] Dans cette décision, la Régie établit comme balise de sécurité un volume à la fin de février comme étant le maximum historique des 20 dernières années de vaporisation au mois de mars (ajusté selon la planification annuelle) additionné d'une journée supplémentaire de vaporisation maximale à l'usine LSR, ce qui au total donne 10,2 $Mm^3$ (385 605 GJ).

[18] Les besoins en approvisionnement pour la journée de pointe requièrent l'interruption des consommations au continu de GM GNL. En contrepartie, Énergir doit remettre à GM GNL le GNL qu'elle aurait pu autrement liquéfier et Énergir doit donc réserver en tout temps le GNL nécessaire à cet échange avec GM GNL. Pour l'année 2017-2018, ce volume de réserve s'élevait à 2 $Mm^3$ (74 553 GJ).

**Débits quotidiens prévus en cas d'hiver extrême ($10^3m^3$)**

| Date | DJ | Demande prévue avant interruption | Interruption | Demande prévue après interruption | Vaporisation | Évaporation | Solde GNL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 09-janv-18 | 24 | 25 956 | - | 25 956 | - | 26 | 29 144 |
| 10-janv-18 | 24 | 25 702 | - | 25 702 | - | 26 | 29 118 |
| 11-janv-18 | 19 | 23 191 | - | 23 191 | - | 26 | 29 091 |
| 12-janv-18 | 25 | 25 355 | - | 25 355 | - | 26 | 29 065 |
| 13-janv-18 | 33 | 29 109 | (899) | 28 210 | - | 26 | 29 039 |
| 14-janv-18 | 31 | 28 832 | (849) | 27 983 | - | 26 | 29 012 |
| 15-janv-18 | 21 | 25 118 | (423) | 24 695 | - | 26 | 28 986 |
| 16-janv-18 | 31 | 28 251 | - | 28 251 | 55 | 26 | 28 905 |
| 17-janv-18 | 27 | 27 622 | - | 27 622 | - | 26 | 28 878 |
| 18-janv-18 | 13 | 21 489 | - | 21 489 | - | 26 | 28 852 |
| 19-janv-18 | 23 | 24 235 | - | 24 235 | - | 26 | 28 825 |
| 20-janv-18 | 30 | 27 709 | - | 27 709 | - | 26 | 28 799 |
| 21-janv-18 | 28 | 27 550 | - | 27 550 | - | 26 | 28 773 |
| 22-janv-18 | 24 | 25 797 | - | 25 797 | - | 26 | 28 746 |
| 23-janv-18 | 16 | 22 270 | - | 22 270 | - | 26 | 28 720 |
| 24-janv-18 | 18 | 22 202 | - | 22 202 | - | 26 | 28 693 |
| 25-janv-18 | 30 | 27 051 | - | 27 051 | - | 26 | 28 667 |
| 26-janv-18 | 29 | 28 464 | (381) | 28 082 | - | 26 | 28 641 |
| 27-janv-18 | 26 | 26 836 | (357) | 26 479 | - | 26 | 28 614 |
| 28-janv-18 | 26 | 26 290 | - | 26 290 | - | 26 | 28 588 |
| 29-janv-18 | 17 | 23 028 | - | 23 028 | - | 26 | 28 561 |
| 30-janv-18 | 28 | 26 402 | - | 26 402 | - | 26 | 28 535 |
| 31-janv-18 | 30 | 28 575 | (1 372) | 27 203 | - | 26 | 28 509 |
| 01-févr-18 | 33 | 30 935 | (1 665) | 29 270 | 1 941 | 26 | 26 541 |
| 02-févr-18 | 34 | 31 697 | (1 702) | 29 995 | 2 656 | 26 | 23 859 |
| 03-févr-18 | 25 | 27 758 | (1 370) | 26 389 | - | 26 | 23 832 |
| 04-févr-18 | 22 | 25 508 | (361) | 25 147 | - | 26 | 23 806 |
| 05-févr-18 | 32 | 29 104 | (1 620) | 27 485 | 269 | 26 | 23 511 |
| 06-févr-18 | 27 | 28 203 | (1 451) | 26 752 | - | 26 | 23 484 |
| 07-févr-18 | 29 | 28 822 | (1 521) | 27 301 | 112 | 26 | 23 345 |
| 08-févr-18 | 29 | 29 874 | (1 510) | 28 364 | 1 178 | 26 | 22 141 |
| 09-févr-18 | 25 | 27 695 | (1 395) | 26 300 | - | 26 | 22 114 |
| 10-févr-18 | 26 | 27 408 | (401) | 27 007 | - | 26 | 22 088 |
| 11-févr-18 | 26 | 27 295 | (396) | 26 899 | - | 26 | 22 061 |
| 12-févr-18 | 29 | 28 678 | (1 507) | 27 170 | 86 | 26 | 21 949 |
| 13-févr-18 | 34 | 31 175 | (1 710) | 29 464 | 2 526 | 26 | 19 396 |
| 14-févr-18 | 29 | 30 334 | (1 531) | 28 803 | 2 064 | 26 | 17 306 |
| 15-févr-18 | 34 | 31 547 | (1 690) | 29 857 | 3 073 | 26 | 14 206 |
| 16-févr-18 | 33 | 31 260 | (1 664) | 29 596 | 2 981 | 26 | 11 199 |
| 17-févr-18 | 29 | 28 932 | (1 516) | 27 415 | 405 | 26 | 10 767 |
| 18-févr-18 | 23 | 26 725 | (1 325) | 25 400 | - | 26 | 10 741 |
| 19-févr-18 | 29 | 29 132 | (1 515) | 27 618 | 608 | 26 | 10 106 |
| 20-févr-18 | 29 | 29 484 | (1 537) | 27 947 | 931 | 26 | 9 149 |
| 21-févr-18 | 23 | 26 102 | (822) | 25 280 | - | 26 | 9 122 |
| 22-févr-18 | 23 | 26 191 | (703) | 25 488 | - | 26 | 9 096 |
| 23-févr-18 | 35 | 30 969 | (1 094) | 29 874 | 2 608 | 26 | 6 461 |
| 24-févr-18 | 24 | 27 905 | (855) | 27 051 | 198 | 26 | 6 237 |
| 25-févr-18 | 27 | 27 569 | (913) | 26 655 | - | 26 | 6 210 |
| 26-févr-18 | 30 | 29 055 | (990) | 28 064 | 1 148 | 26 | 5 035 |
| 27-févr-18 | 27 | 28 592 | (914) | 27 678 | 798 | 26 | 4 211 |
| 28-févr-18 | 24 | 26 779 | (858) | 25 922 | - | 26 | 4 185 |

26.2 Pour chaque jour de l'année tarifaire 2017-2018, veuillez présenter et concilier l'utilisation des sources d'approvisionnements à la disposition d'Énergir afin de répondre à sa demande

quotidienne totale, tel que présenté à la référence (i), dans un fichier Excel avec les formules, sous pli confidentiel, en présentant les données suivantes :

- Conditions climatiques :
  Degrés-jour;
  Vent.

- La demande quotidienne totale, ventilée par :
  Clients au tarif D1 et D3;
  Clients au tarif D4;
  Clients interruptibles (tarif D5);
  Volumes associés aux retraits interdits;
  Volumes en GAI;
  Volumes associés aux primes de dépannage;
  Autres demandes.

- Pour chacun des outils d'approvisionnement disponibles, le débit journalier contractuel et utilisé respectivement, en fonction de l'ordonnancement des outils :

  Transport par échange Empress/Dawn-Energir;
  Transport fourni par les clients;
  Achats dans le territoire;
  FTLH Empress-Energir EDA/NDA;
  FTSH Parkway-Energir EDA/NDA;
  FTSH Dawn-Energir EDA;
  STS Parkway-Energir EDA/NDA;
  Saint-Flavien;
  Pointe-du-Lac;
  Volumes interrompus;
  Outil de maintien de la fiabilité;
  Usine LSR (Vaporisation);
  Interruption de liquéfaction GM GNL.

Veuillez structurer votre réponse en présentant le jour de l'année, en ligne, et les données conditions climatiques, la demande quotidienne totale et les outils d'approvisionnement disponibles, en colonnes. Veuillez-vous référer à l'exemple présenté à la référence (vi), en intégrant des informations additionnelles requises.

**Réponse :**

L'annexe Q-26.2 présente la demande observée en franchise ainsi que les sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à cette demande pour la période du 1er octobre 2017 au 30 septembre 2018.

Les informations sont extraites du système de gestion des approvisionnements gaziers. La demande totale observée en franchise quotidiennement inclut les consommations de la clientèle, mais également les besoins d'injection, l'autoconsommation ainsi que les éléments d'écarts positifs de mesurage, tels que le « linepack » et le « Load Balancing Agreement-LBA ».

Pour la demande de la clientèle, seules les données des clients $D_3$ (quotidien), $D_4$ et $D_5$ sont disponibles quotidiennement. Ainsi, les données globales pour la clientèle $D_1$-$D_3$ (mensuel) et l'autoconsommation sont obtenues par différence. Pour scinder ces deux éléments, les volumes d'autoconsommation de chaque mois ont été répartis quotidiennement au prorata des volumes mensuels globaux, le solde étant attribué à la clientèle $D_1$-$D_3$ (mensuel). Il s'agit donc d'une estimation quant au volume quotidien de cette clientèle.

Les sources d'approvisionnement sont présentées en reflétant la priorité d'utilisation : les réceptions en franchise, les autres capacités de transport et les retraits des sites d'entreposage.

Les éléments suivants sont à noter :

- Les livraisons à l'usine LSR incluent la liquéfaction effectuée par GM GNL.

- La demande totale ainsi que les écarts de mesurage considérés en source d'approvisionnement sont différents de ceux présentés à la pièce B-0068. En effet, la demande de la clientèle à la pièce B-0068 découle de la base des données mensuelles du système de facturation qui intègre des hypothèses comme les volumes non facturés en début et fin de mois. L'écart entre ces deux bases d'évaluation de la demande se retrouve alors sous l'item « Linepack et écart nominations ».

- Pour certaines journées, des volumes d'interruption sont estimés alors que la journée n'est pas identifiée comme une journée d'interruption. Il s'agit de volumes pour les clients qui ont des heures de contrat différentes de celles de la journée gazière. Par exemple, un client peut avoir convenu d'une journée contractuelle débutant à minuit.

- L'annexe Q-26.2 présente les sources d'approvisionnement pour répondre à la demande en franchise. Les approvisionnements de FTLH correspondent aux capacités qui ont été dirigées vers la franchise (EDA et NDA). Le solde par rapport aux capacités totales contractées a alors été dirigé vers Parkway (FTI). Cette action découle principalement de deux situations, sans y être limitée :

    1. Il s'agit d'une journée chaude et les capacités ne sont pas requises pour répondre à la demande en franchise, la capacité est alors dirigée vers Dawn pour fins d'injection. Le fait de nominer dès le début de journée du FTI peut permettre une modulation en cours de journée si la demande devait s'avérer supérieure et requérir une augmentation des approvisionnements.

2. En cours de journée, il y a une baisse de la demande qui requiert alors une baisse des sources d'approvisionnement. Selon les capacités planifiées pour la journée et le moment de la journée où la modulation est requise, Énergir peut se retrouver en situation où seul le FTLH peut être réduit et en conséquence le FTI enclenché ou, le cas échéant, augmenté. Des règles contractuelles précises de TCPL, appelées « no-negative flow-rate », régissent alors les actions qui peuvent être réalisées par Énergir aux diverses fenêtres de nomination et ce pour les différents types de contrat (FTLH, STS et FTSH).

26.3 En référence à la citation en (iv), la Régie note que le débit quotidien des outils d'approvisionnement du plan d'approvisionnement est établi afin de répondre à l'ordre de la valeur maximale entre demande continue en journée de pointe et à la demande selon l'hiver extrême.

Veuillez élaborer et expliquer les raisons pour lesquelles le débit contracté au plan d'approvisionnement pour l'année 2017-2018, selon la demande à la journée de pointe ne suffisait pas à sécuriser ni à répondre à la demande selon le contexte de l'hiver extrême et notamment, eu égard au solde de GNL insuffisant constaté à l'usine LSR, tel que mentionné à la référence (ii).

**Réponse :**

Lorsqu'Énergir établit les besoins en outils d'approvisionnement, elle le fait conformément à la décision D-2009-156, c'est-à-dire qu'elle identifie la valeur maximale entre les besoins de la clientèle continue en journée de pointe et celle requise pour sécuriser l'approvisionnement en cas d'hiver extrême. Le détail des calculs permettant d'établir ces valeurs est expliqué à l'annexe 6 de la pièce B-0195, Gaz Métro-6, Document 1 de la Cause tarifaire 2018 (R-3987-2016).

Énergir y explique notamment qu'autant les besoins pour l'hiver extrême que ceux de la journée de pointe sont estimés en utilisant les données historiques des 30 dernières années. Énergir ne peut donc pas totalement exclure la probabilité qu'une journée ou qu'un hiver encore plus froid ne survienne. De plus, les estimés des besoins en outils d'approvisionnement sont basés sur des consommations prévues alors qu'au réel, les besoins peuvent se révéler différents de ceux qui ont été estimés *a priori*, par exemple par une augmentation non prévue de la demande. D'ailleurs, la page 4 de la pièce B-0068, Énergir-12, Document 1 démontre bien que les volumes réels pour les mois de novembre, décembre et janvier étaient déjà en avance sur les volumes prévus à la Cause tarifaire 2018, ceci laissant croire que les besoins réels en outils d'approvisionnement calculés à la cause tarifaire auraient pu s'avérer insuffisants.

Au début janvier, en constatant l'utilisation accrue de la vaporisation, Énergir a voulu agir de manière prudente pour s'assurer qu'elle détenait assez d'outils d'approvisionnement si le reste de l'hiver se réalisait sous les conditions prévues en hiver extrême pour la même

période. Constatant ne pas détenir assez d'outils, il n'aurait pas été prudent de ne pas se prémunir dans l'éventualité d'un restant d'hiver qui serait extrême. Énergir aurait pu soit contracter du transport ou démarrer la liquéfaction à l'usine LSR, mais elle a pu identifier une autre option qui permettait de conserver un coût très bas si le scénario prévu en hiver extrême pour la période restante à l'hiver ne se réalisait pas au final.

26.4 Compte tenu du contexte de l'hiver 2017-2018 et notamment, du temps très froid à la fin décembre 2017 et au début du mois de janvier 2018 dont il est question à la référence (ii), veuillez expliquer le faible niveau de volumes interrompus par les clients au service interruptible, tel que présenté aux lignes 46 à 48 de la référence (i). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les volumes identifiés à la page 1 de la pièce en référence (i) présentent des volumes totaux d'interruption sur l'ensemble de l'hiver. Or, il se trouve que la majorité des volumes interrompus l'ont été pendant la période de la fin décembre et du début janvier. Le tableau suivant illustre cette situation et permet également de comparer les volumes réels d'interruption aux volumes prévus pour un hiver normal ainsi qu'aux volumes prévus en hiver extrême à la Cause tarifaire 2018.

| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) |
|---|---|---|---|---|---|
| *En $10^6$ $m^3$* | **CT 2017-2018 (1)** | **Hiver extrême CT 2017-2018 (2)** | **Réel 2017-2018 (3)** | **VARIATION (3) - (1)** | **VARIATION (3) - (2)** |
| Novembre | - | - | - | - | - |
| Décembre | 0,9 | - | 7,6 | 6,7 | 7,6 |
| Janvier | 7,9 | 15,8 | 9,9 | 2,1 | (5,8) |
| Février | 6,8 | 30,9 | 1,7 | (5,1) | (29,2) |
| Mars | 0,4 | 4,7 | - | (0,4) | (4,7) |
| **TOTAL** | **16,1** | **51,4** | **19,2** | **3,2** | **(32,2)** |

*** Les interruptions sont en valeur absolue ***

Le tableau suivant montre la situation en termes de volume et de jours d'interruptions au 8 janvier 2018 :

| Nombre de jours et volume d'interruption cumulatifs au **8 janvier** selon différents scénarios* | | | |
|---|---|---|---|
| | Hiver Normal | Hiver Extrême | Réel 2017-2018 |
| Nombre de jours | 2 | 2 | 15 |
| Volume ($10^3m^3$) | 1 129 | 2 784 | 14 442 |

** Incluant les clients au volet A*

26.5 Veuillez expliquer l'utilisation réelle pour l'année 2017-2018 pour l'ensemble des capacités en entreposage détenues par Énergir, tel que présenté aux lignes 15 à 18 et 39 à 42 de la référence (i). Veuillez également élaborer votre réponse en comparaison aux volumes projetés au dossier tarifaire.

Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les capacités à Union Gas, tel que présenté aux lignes 15 et 39 de la référence (i) ont été utilisées de façon moindre que prévues au cours de l'année 2017-2018. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les sites en franchise de l'usine LSR et de Pointe-du-Lac ont été d'avantage utilisés dû au temps très froid de la fin décembre 2017 et du début de janvier 2018, les retraits ont donc été plus importants que prévu pour ces mois.

Pour ce qui est des capacités de Enbridge Gas, veuillez-vous référer à la pièce B-0077, Énergir-12, Document 8 à la page 3, qui explique le profil d'utilisation.

26.6 Veuillez indiquer si lors de l'évaluation des besoins en janvier 2018, dont il est question à la référence (ii), Énergir a procédé à une évaluation afin de déterminer si un outil de maintien de la fiabilité était requis, tel qu'indiqué à la référence (v). Si oui, veuillez déposer l'évaluation effectuée.

Si non, veuillez élaborer quant à la pertinence de procéder à une telle évaluation de concert aux évaluations des besoins du plan d'approvisionnement et identifier les capacités en inventaire en surplus à l'usine LSR pouvant être cédés au client GM GNL et assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, selon les circonstances d'application et principes énoncés à la référence (vii).

**Réponse :**

Énergir n'a pas révisé le besoin d'un outil de maintien pour le client GM GNL en janvier 2018.

Le calcul du besoin d'un outil de maintien se fait à la cause tarifaire et à la révision budgétaire 0/12 (avant le 1er octobre). De plus, au cours de l'hiver, si GM GNL demande une hausse de sa capacité d'entreposage réservée, Énergir procèdera à une évaluation afin de déterminer si un outil de maintien de la fiabilité est requis ou non. Dans le cas présent, ce sont les besoins d'Énergir qui ont fluctué. Il ne serait pas équitable que ce soit le client GM GNL qui assume les coûts d'un outil de maintien dans les cas même peu probables où les besoins en outils d'approvisionnement puissent s'avérer plus élevés qu'initialement anticipés dû à une fluctuation dans la demande de la clientèle de la daQ.

**27. Références :** (i) Pièce B-0052;
(ii) R-3837-2013 phase 2, décision D-2014-032, p. 19 et 20.

**Préambule :**

(i) Au Tableau 3, Énergir présente la répartition des coûts de l'usine LSR par élément.

(ii) À la décision D-2014-032 :

« [51] *La Régie retient la proposition de Gaz Métro de répartir les coûts d'assurance et les taxes municipales selon le principe d'allocation directe. Son application sera examiné au moment où les coûts réels à allouer seront connus.*

[…]

[55] ***Par conséquent, la Régie approuve les ajustements proposés par le Distributeur à la méthode de répartition des coûts entre l'activité réglementée et l'ANR découlant de l'exploitation du liquéfacteur 2. Elle lui demande toutefois de faire une allocation directe des coûts associés au terrain (rendement et impôts).***

[56] ***Pour ce qui est de l'utilisation du liquéfacteur 1 par l'ANR, la Régie prend acte de la position de Gaz Métro de maintenir les méthodes actuelles qui permettent d'établir les coûts à soustraire de son revenu requis, sous réserve des ajustements approuvés dans le présent dossier.***

[57] *Dans sa décision D-2012-171 portant, entre autres, sur la répartition des coûts du liquéfacteur 1, la Régie demandait à Gaz Métro de considérer une fonction liquéfaction d'hiver et de lui répartir les coûts d'électricité associés à la liquéfaction en période hivernale.* ***La Régie demande à Gaz Métro de maintenir, dans le cas des coûts d'électricité, les modalités de répartition établies dans la décision D-2012-171.*** » [nous soulignons] [note de bas omise]

**Demandes :**

27.1 En vous référant à la référence (i), veuillez élaborer et justifier l'allocation appliquée au rapport annuel 2018 quant aux coûts réels associés au terrain (rendement et impôts), les coûts d'électricité, les coûts d'assurance et les taxes municipales pour le liquéfacteur 1 et le liquéfacteur 2, eu égard de la décision D-2014-032.

**Réponse :**

Terrain :

La répartition directe a été appliquée pour répartir les coûts associés au terrain (rendement et impôt) conformément à la décision D-2014-032.

Selon l'évaluation estimative présentée lors de l'audience du 6 février 2014, Énergir prévoyait que les nouvelles installations requises par GM GNL occuperaient environ une superficie équivalente à 10 % du terrain (R-3837-2013, phase 2, A-0115, Notes sténographiques, page 51). Depuis, à l'automne 2016, Énergir a eu recours aux services d'un arpenteur qui a confirmé que la proportion réelle occupée par les installations du client GM GNL est de 7 % du terrain global. En conséquence, 7 % des coûts associés au terrain sont alloués directement à l'activité de liquéfaction 2.

Électricité :

Les coûts d'électricité compris dans la pièce B-0052 de la référence (i) ne comprennent pas les coûts d'électricité relatifs à l'utilisation du liquéfacteur 2 puisque GM GNL paye directement les factures d'électricité relatives à son train de liquéfaction. Les coûts d'électricité compris dans la pièce de la référence (i) sont répartis conformément à la décision D-2012-171. Puisque le liquéfacteur 1 n'a pas liquéfié au cours de l'exercice 2018, aucun coût électrique n'a été assumé par Énergir, et conséquemment il n'en résulte aucune allocation à l'activité de liquéfaction 1.

Assurances :

La répartition des assurances relative au train de liquéfaction 2 est effectuée sur la base de la valeur assurable et du risque relié à cette activité. Comme expliqué à la section 2.2 de la pièce B-0073, Gaz Métro-8, Document 18 du dossier R-3970-2016, puisque le liquéfacteur 2 se situe sur le terrain d'Énergir, les assurances associées à tous les biens doivent être assumées par cette dernière. L'ensemble des polices d'assurance de l'usine LSR étant géré par Énergir, les coûts assurables reliés aux activités et biens appartenant au client GM GNL (primes d'assurance biens et responsabilité civile) sont alloués directement à la colonne 8, ligne 6 du tableau 3 de la pièce en référence (i).

La portion résiduelle de la facture d'assurance de l'usine LSR, excluant celle relative à GM GNL, est répartie entre les activités entreposage, liquéfaction 1 et regazéification en fonction de la valeur nette des actifs en ce qui concerne la prime d'assurance biens et en fonction de l'utilisation réelle des activités relative à la prime d'assurance responsabilité civile.

Les dépenses d'assurances font donc l'objet d'une répartition directe conformément à la décision D-2014-032 de la Régie.

Taxes municipales :

Énergir ne disposant pas des informations permettant une allocation directe, la répartition des taxes municipales a été effectuée en fonction des ratios d'utilisation.

27.2 Veuillez déposer, le cas échéant, une mise à jour du tableau de la référence (i) afin de refléter la décision D-2014-032, tel que présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

La décision D-2014-032 ayant été appliquée pour l'ensemble des éléments, exception faite des taxes municipales pour lesquelles Énergir ne dispose pas d'informations permettant une allocation directe, la mise à jour de la référence (ii) n'est pas requise.

**28. Référence :** Pièce B-0048, p. 3;

**Préambule :**

À la ligne 14, Énergir présente les volumes ainsi que les revenus d'équilibrage projetés et réalisés pour la catégorie « Grand débits – tarif 4 ».

**Demande :**

28.1 Veuillez expliquer et fournir les détails permettant d'établir l'écart de -5,83 M$ en revenus d'équilibrage réalisés comparativement aux revenus projetés, tel que présenté à la référence.

Veuillez élaborer également votre réponse en tenant compte de la hausse des volumes constatés au réel comparativement aux volumes projetés.

**Réponse :**

La mise à jour des paramètres « AHP » et « Volume annuel » au réel, qui servent à calculer les taux d'équilibrage personnalisés par client, explique l'écart entre les revenus réalisés et les revenus projetés. Ainsi, en simulant les revenus d'équilibrage en appliquant les taux d'équilibrage projetés au budget par client sur les volumes réels par client, on obtient des revenus d'équilibrage de 5,8 M$ supérieurs par rapport aux revenus réalisés. De ce 5,8 M$, un montant de 4,0 M$ s'explique par la mise à jour de ces paramètres au réel pour un client du secteur de la métallurgie et pour deux clients du secteur de la chimie/pétrochimie. Cet écart de 4,0 M$ est principalement dû à l'évolution des paramètres « A » et « Volume annuel » utilisés dans le calcul du taux d'équilibrage. Effectivement, étant donné que les volumes annuels réels de l'année financière 2017 de ces trois clients, utilisés pour le calcul du taux d'équilibrage de 2018, se sont avérés significativement plus élevés que ceux qui avaient été estimés au moment de produire la cause tarifaire en décembre 2016, les taux d'équilibrage réels se sont avérés inférieurs aux taux prévus. L'écart résiduel de 1,8 M$ s'explique par l'évolution des facteurs d'équilibrage des autres clients du tarif $D_4$.

Ainsi, à taux égal par client (AHP projetés sur les volumes projetés et réalisés), l'écart entre les revenus réalisés et les revenus projetés serait donc presque nul et ce, même si les

volumes réalisés sont plus élevés que les volumes projetés. Ce phénomène est expliqué par la composition des volumes de la clientèle (« mixte clients ») qui n'est pas la même au réel qu'en projection. En effet, au réel, la proportion de la consommation des clients au tarif $D_4$ dont le taux d'équilibrage est inférieur au taux moyen est plus élevée qu'au budget. Le contraire est également valide pour les clients dont le taux d'équilibrage est plus élevé que le taux moyen, c'est-à-dire que la proportion de leur consommation réelle est inférieure au budget.

**29. Référence :** Pièce B-0049, p. 2;

**Préambule :**

À la ligne 18, Énergir présente les montants projetés et réels en transfert de la perte (gain) sur les ventes de transport excédentaire.

**Demande :**

29.1 Veuillez présenter le détail des calculs permettant d'établir les montants projetés et réels présentés à la référence, en transfert de la perte (gain) sur les ventes de transport excédentaire. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Le transfert de la perte sur les ventes de transport excédentaire vise à transférer l'excédent de la perte des ventes de FTLH non utilisé sur les revenus d'OMA de transport au service d'équilibrage. Le tableau suivant permet de retracer les éléments considérés pour établir les montants projetés et réels.

Il est à noter que cette méthodologie reflète l'application de la décision D-2015-125 de la Régie (paragraphe 106).

| | DT 2018 | Réel | Écart | B-0049 |
|---|---|---|---|---|
| **TRANSPORT** | | | | |
| Revenus | 0 | (1 474) | (1 474) | p. 1, l. 30 |
| Coûts | 0 | 4 589 | 4 589 | p. 1, l. 31 |
| Perte = Revenus - Coûts | 0 | 3 115 | 3 115 | |
| **Transfert à l'équilibrage** | **399** | **(2 502)** | **(2 901)** | p. 1, l. 32 |
| Total = Revenus OMA de T[1] | 399 | 612 | 213 | p. 1, l. 33 |
| | | | | |
| **ÉQUILIBRAGE** | | | | |
| **Transfert du transport** | **(399)** | **2 502** | **2 901** | p. 2, l. 18 |

[1] B-0048, Énergir-9, Document 1, p. 2, l. 14.

**30. Références :**
(i) Pièce B-0052;
(ii) Pièce B-0080, p. 4 (sous pli confidentiel);
(iii) Pièce B-0080, p. 5 (sous pli confidentiel);
(iv) Pièce B-0080, p. 7 (sous pli confidentiel);
(v) R-3987-2016, pièce B-0130, annexe 1;
(vi) R-3837-2013, pièce B-0310, p. 11;
(vii) R-3800-2012, décision D-2012-171, p. 13, par. 50 et 51;
(viii) R-3837-2013 phase 2, décision D-2014-032, p. 19 et 20, par. 55 à 57.

**Préambule :**

(i) Énergir présente la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et GM GNL.

(ii) [redacted] [nous soulignons]

(iii) [redacted]

[redacted]

(iv) [redacted]

| | | | |
|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | | | |

[redacted]

[redacted] [note de bas de page omise]

(v) Énergir présente la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et GM GNL au dossier tarifaire.

(vi) « *Gaz Métro propose donc <u>de se baser sur le personnel requis pour assurer les opérations de chaque fonction</u>, en supposant que ces fonctions ont lieu indépendamment les unes des autres. En établissant le nombre d'employés nécessaire à chaque fonction et le nombre de jours d'exercice de cette fonction dans une année, la part d'utilisation des différentes fonctions à l'usine LSR, en supposant l'utilisation maximale du nouveau liquéfacteur par l'activité non réglementée, peut ainsi être établie :*

[Tableau omis]

*Ces pourcentages sont donc utilisés par la suite pour attribuer de façon juste et équitable les coûts non directement attribuables à une fonction. Dans le cadre de cette demande, ce calcul a été effectué en utilisant des projections d'utilisation des fonctions à l'usine LSR. Cependant, <u>la part d'utilisation de chaque fonction sera évaluée, autant au dossier tarifaire qu'au rapport annuel, afin de partager les coûts non directement attribuables à une fonction</u>* ».

(vii) « [50] *Dans l'ordonnance G-339-1983, la Régie de l'électricité et du gaz avait établi certains principes touchant la vente de GNL* :

« *La Régie précise également que tous les biens et services fournis par l'entreprise de gaz à cette activité indépendante devront être facturés et en particulier que le prix de transfert du gaz naturel liquéfié devra être établi sur la base du coût moyen plutôt que du coût marginal; ce coût moyen comprenant tous les coûts de liquéfaction y compris l'amortissement de l'usine de liquéfaction et des réservoirs de GNL* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[51] *Dans ses décisions D-2010-144 et D-2011-030, la Régie a décidé que le coût moyen ne serait pas établi globalement, mais scindé entre les fonctions de l'usine. La Régie a ainsi reconnu que le Client GNL ne doit payer que le coût moyen des fonctions de l'usine qu'il utilise, selon l'utilisation qu'il fait de chacune de ces fonctions. Ainsi, par exemple, les coûts de la fonction regazéification sont entièrement à la charge de la clientèle réglementée qui est seule à utiliser cette fonction et donc à causer ces coûts. Dans le cas de l'entreposage, le Client GNL paie, conformément aux termes de la formule actuelle, selon l'utilisation réelle qu'il fait de cette fonction. Selon la Régie, cette approche respecte les principes de causalité des coûts et d'équité* ». [note de bas de page omise]

(viii) « [55] *Par conséquent, la Régie approuve les ajustements proposés par le Distributeur à la méthode de répartition des coûts entre l'activité réglementée et l'ANR découlant de l'exploitation du liquéfacteur 2. Elle lui demande toutefois de faire une allocation directe des coûts associés au terrain (rendement et impôts).*

[56] *Pour ce qui est de l'utilisation du liquéfacteur 1 par l'ANR, la Régie prend acte de la position de Gaz Métro de maintenir les méthodes actuelles qui permettent d'établir les coûts à soustraire de son revenu requis, sous réserve des ajustements approuvés dans le présent dossier.*

[57] *Dans sa décision D-2012-171 portant, entre autres, sur la répartition des coûts du liquéfacteur 1, la Régie demandait à Gaz Métro de considérer une fonction liquéfaction d'hiver et de lui répartir les coûts d'électricité associés à la liquéfaction en période hivernale. La Régie demande à Gaz Métro de maintenir, dans le cas des coûts d'électricité, les modalités de répartition établies dans la décision D-2012-171* ». [note de bas de page omise]

**Demandes :**

30.1 Veuillez indiquer [redacted] dont il est question à la référence (ii).

Le cas échéant, veuillez [redacted].

**Réponse :**

L'amortissement, le rendement et les impôts relatifs au liquéfacteur 1 sont principalement alloués directement à l'activité de liquéfaction 1 (tableau 3, colonne 5, lignes 26, 29 et 32 de la référence (i)). Puisque GM GNL n'a pas utilisé le train de liquéfaction 1 au cours de l'exercice 2018, 100 % des coûts de cette activité ont été assumés par l'activité réglementée. [redacted]

30.2 Veuillez déposer une [redacted] pour l'année 2017-2018.

Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (i) en fonction de l'évaluation effectuée. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

[redacted]

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

[redacted]

30.3 La Régie note [redacted], tel qu'indiqué à la référence (iv).

Veuillez présenter les coûts associés [redacted] au cours de l'année 2017-2018, et autres que les [redacted], tel que présenté en (i).

Le cas échéant, veuillez élaborer et préciser ces coûts (par ex. dépenses en capital, maintenance, amortissement).

**Réponse :**

[redacted]

30.4 Considérant la [redacted] dont il est question à la référence (iii), veuillez expliquer les bases [redacted].

Veuillez également élaborer votre réponse en considération du coefficient d'utilisation établie au dossier tarifaire, tel que présenté à la référence (v), soit au nombre de 18.

**Réponse :**

Le coefficient d'utilisation n'est pas établi en fonction des activités réelles de l'usine, mais représente le personnel minimal requis pour faire fonctionner l'activité de façon indépendante des autres activités. Ainsi, pour faire fonctionner l'activité de liquéfaction 1, un nombre de 19 employés est requis, comme présenté à la ligne 1, colonne 5 du tableau 3 de la référence (i). En conséquence, peu importe le nombre de jours d'utilisation de la fonction de liquéfaction 1, le coefficient d'utilisation sera de 19 personnes. La même logique s'applique aux autres fonctions.

Au dossier tarifaire, les coefficients d'utilisation des activités de liquéfaction 1 et de regazéification ont été inversés. En conséquence, le coefficient d'utilisation de l'activité de liquéfaction 1 aurait dû être de 19 et celui de l'activité de regazéification aurait dû être de 18. Ainsi, la répartition des coûts finale au réel est établie sur la base des paramètres corrigés.

30.5 En vous référant à la référence (vii) et en considération du traitement approuvé par la décision D-2014-032, tel que présenté à la référence (viii), veuillez déposer une évaluation ainsi que les hypothèses considérées sur la base du « coût moyen » plutôt que sur la base du « coût marginal », [redacted]. Veuillez élaborer.

Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (i) en fonction de l'évaluation effectuée. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Il importe de rappeler que les coûts présentés au tableau 3 de la référence (i) ne représentent que les coûts assumés par l'activité réglementée pour opérer l'usine LSR. Les coûts de l'activité de liquéfaction 2, présentés à la colonne 8 du tableau 3 de la référence (i), ne représentent pas la totalité des coûts de liquéfaction permettant d'établir le coût moyen du liquéfacteur 2 puisqu'ils excluent les coûts directement assumés par GM GNL (qui ne font pas partie des coûts communs devant être alloués entre la daQ et GM GNL). Par exemple, GM GNL paye directement ses factures d'électricité, les préposés au chargement et assume la totalité de la charge d'amortissement de son liquéfacteur. Ainsi, ramener les coûts de l'activité de liquéfaction 2, présentés à la colonne 8 du tableau 3 de la référence (i), sur une base unitaire ne représenterait pas le coût complet de liquéfaction pour GM GNL. GM GNL n'est pas une entité réglementée par la Régie de l'énergie. Selon les décisions passées de la Régie, la vente de GNL est une activité non réglementée. Dans les circonstances, et considérant que GM GNL œuvre dans un marché concurrentiel, Énergir ne fournira pas les coûts propres à GM GNL.

[redacted]

En conséquence, Énergir est d'avis qu'aucune mise à jour du tableau de la référence (i) n'est requise.

**31. Références :** (i) Pièce B-0052;
(ii) Pièce B-0080, p. 4 (sous pli confidentiel);
(iii) Pièce R-3987-2016, pièce B-0130, annexe 1.

**Préambule :**

(i) Énergir présente la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et GM GNL.

(ii) [redacted]

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | | | | | | | | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | | | | | | | |
| [redacted] | [redacted] | | | | | | | |

(iii) Énergir présente la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et GM GNL au dossier tarifaire.

**Demandes :**

31.1 Veuillez présenter les détails ainsi que les hypothèses considérées permettant [redacted], tel que présenté à la référence (ii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

[redacted]

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

31.2 Veuillez expliquer les écarts constatés en « Coûts fixes associés à la Liquéfaction 1 » de 1,874 M$ (au coût unitaire de 4,021 ¢/m³), tel que présenté au Tableau 3, lignes 30 et 31, colonne 5 de la référence (i), et en « Coûts fixes associés à la Liquéfaction 2 » de 3,059 M$, tel que présenté au Tableau 3, ligne 30 et colonne 8 de la référence (i) relativement aux coûts prévus au dossier tarifaire, tel que présenté à la référence (iii), soit 1,217 M$ (au coût unitaire de 2,201 ¢/m³) et 3,734 M$, respectivement.

Veuillez élaborer et justifier ces coûts fixes en activités de liquéfaction constatés au cours de l'année 2017-2018.

**Réponse :**

L'écart entre les coûts fixes de l'activité de liquéfaction 2 au rapport de annuel de 3,059 M$ et de 3,734 M$ au dossier tarifaire et entre les coûts fixes de liquéfaction 1 au rapport annuel de 1,874 M$ et de 1,217 M$ au dossier tarifaire est causée par l'évolution des ratios d'utilisation entre le réel et le dossier tarifaire. L'évolution de ces coûts s'explique essentiellement par :

(i) La baisse du nombre de jours de liquéfaction de l'activité de liquéfaction 2 de 288 jours au dossier tarifaire par rapport à 222 jours au rapport annuel. La baisse du nombre de jours a pour impact de réduire le ratio d'utilisation de cette activité de 51,73 % à 40,99 %. En conséquence, les coûts alloués à cette activité par l'entremise des ratios d'utilisation sont affectés à la baisse.

(ii) La hausse du nombre de jours de liquéfaction de l'activité de liquéfaction 1 de 35 jours au dossier tarifaire par rapport à 72 jours au rapport annuel. La hausse du nombre de jours est causée par la croissance des besoins de liquéfaction d'Énergir résultant de l'hiver plus froid que prévu. La hausse du nombre de jours a pour impact la hausse du ratio d'utilisation de cette activité de 5,96 % à 13,29 %. De plus, des dépenses directes, non prévues au budget, ont été encourues au cours de l'exercice 2018 (B-0052, tableau 3, lignes 7, 9 et 11), ce qui occasionne aussi une augmentation des dépenses par rapport au budget. Ces deux éléments expliquent la croissance des dépenses du liquéfacteur 1 de 1,217 M$ à 1,874 M$. Finalement, cette variation des dépenses, jumelée à la baisse de 8 700 $10^3m^3$ de la quantité potentielle de liquéfaction (de 55 300 $10^3m^3$ au budget à 46 600 $10^3m^3$ au réel), causée par la hausse de la capacité réservée de GM GNL, ont un impact à la hausse sur le taux moyen du liquéfacteur 1, qui passe de 2,201 ¢/$m^3$ à 4,021 ¢$m^3$.

31.3 Veuillez confirmer si Énergir a conclu un contrat-maître pour les services de liquéfaction offerts par GM GNL.

Si oui, veuillez déposer le contrat. Si non, veuillez préciser quand Énergir prévoit déposer le contrat maître à cet égard.

**Réponse :**

Voir annexe Q-31.3/Q-32.6 (déposée sous pli confidentiel).

31.4 Veuillez indiquer les dispositions législatives ou réglementaires sur lesquelles Énergir s'appuie afin de répartir les coûts d'utilisation de l'usine LSR relativement au service de liquéfaction offert par GM GNL. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Au meilleur de sa connaissance, Énergir ne croit pas qu'il existe des dispositions législatives ou réglementaires spécifiques quant à la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR relativement au service de liquéfaction offert par GM GNL.

Toutefois, la méthodologie générale de répartition des coûts entre Énergir et GM GNL quant à l'utilisation de l'usine LSR est issue des décisions rendues au fil des années par la Régie (voir par exemple les décisions D-2010-057, D-2010-144, D-2011-030, D-2012-171 et D-2014-032); ces dernières se basant sur les articles 31, 32 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de lui conférer la compétence nécessaire en la matière.

[redacted]

[redacted]

**32. Références :** (i) Pièce B-0052;
(ii) Pièce B-0080, p. 9 (sous pli confidentiel);
(iii) Pièce B-0080, p. 10 (sous pli confidentiel);
(iv) Pièce B-0080, p. 10 (sous pli confidentiel);
(v) Pièce B-0143 (fichier Excel) p. 10 (sous pli confidentiel);
(vi) Dossier R-3837-2013, pièce B-0310, p. 14.

**Préambule :**

(i) Énergir présente la répartition des coûts d'utilisation de l'usine LSR entre la daQ et GM GNL

(ii) [redacted] [nous soulignons]

(iii) [redacted].

(iv) [redacted]. [nous soulignons]

(v) [redacted].

(vi) « *Toutefois, à l'heure actuelle, aucune modification n'est demandée quant à la capacité maximale d'entreposage de 10 $10^6 m^3$ disponible pour l'activité non réglementée puisque Gaz Métro anticipe que la production et la vente de GNL seront relativement en continu, ce qui ne devrait pas nécessiter davantage de capacité d'entreposage.*

*Il est important de souligner que l'activité non réglementée doit pouvoir disposer de cette capacité maximale d'entreposage.*

[…]

*Pour Gaz Métro, cela ne menace d'aucune façon la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle puisque la capacité d'entreposage réservée devra toujours être remplacée par un outil de maintien de la fiabilité à la charge de l'activité non réglementée tel que plus amplement exposé dans la sous-section qui suit. Sans cet outil de maintien de la fiabilité, l'activité non réglementée ne pourra réserver d'espace d'entreposage* ».

**Demandes :**

32.1 En vous référant aux références (i) et (v), veuillez expliquer et illustrer [redacted].

[redacted]

**Réponse :**

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

[redacted]

[redacted]

32.2 En vous référant aux citations (ii), (iii) et (vi), veuillez indiquer les dispositions législatives ou réglementaires sur lesquelles Énergir s'appuie afin de répartir les coûts d'utilisation de l'usine LSR et particulièrement, [redacted] Veuillez élaborer.

[redacted] à la référence (v).

Le cas échéant, veuillez déposer une mise à jour de la référence (i) en tenant compte du [redacted].

**Réponse :**

[redacted]

Quant à la portion de la question relative aux dispositions législatives ou réglementaires, veuillez vous référer à la réponse à la question 31.4 [redacted]

Pour cette raison, Énergir est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de déposer une mise à jour de la référence (i).

32.3 Veuillez expliquer et présenter les détails permettant d'établir les ajustements considérés en [redacted], dont il est mention à la référence (iv).

**Réponse :**

[redacted]

[redacted]

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

[redacted]

32.4 Veuillez expliquer et présenter les détails permettant d'établir [redacted], tel que mentionné à la référence (iv).

Veuillez élaborer quant au traitement appliqué afin [redacted].

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 32.3.

32.5 En vous référant à la citation (iv), veuillez indiquer les dispositions législatives ou réglementaires sur lesquelles Énergir s'appuie afin de répartir les coûts d'utilisation de

l'usine LSR et particulièrement, [redacted]. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 31.4.

32.6 Veuillez confirmer si Énergir [redacted].

Si oui, veuillez déposer le contrat. Si non, veuillez préciser quand Énergir prévoit déposer le contrat à cet égard.

**Réponse :**

Voir annexe Q-31.3/Q-32.6 (déposée sous pli confidentiel).

**33. Références :** (i) B-0080, annexe 4 (sous pli confidentiel);
(ii) R-4024-2017, D-2018-096, p. 35.

**Préambule :**

(i) À la note 2, il est indiqué : [redacted]
[nous soulignons]

(ii) À la décision D-2018-096 :

« [92] ***Pour les transactions **** **** *** ***** ******** **** **** la Régie demande au Distributeur de déposer, une fois le contrat maître conclu, la démonstration que les transactions effectuées sont avantageuses aux fins de leur approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi. Cette démonstration devra être produite dans le cadre du prochain rapport annuel*** ».

**Demandes :**

33.1 Veuillez déposer [redacted].

**Réponse :**

Voir annexe Q-33.1 (déposée sous pli confidentiel).

33.2 En vous référant à la référence (ii) et considérant que le contrat maître est conclu, veuillez déposer la démonstration que les transactions effectuées au rapport annuel 2017 (dossier R-4024-2017) sont avantageuses aux fins de leur approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi.

**Réponse :**

[redacted]

**CE TABLEAU EST DÉPOSÉ SOUS PLI CONFIDENTIEL**

**34. Références :** (i) Pièce B-0002, p. 7;
(ii) Pièce B-0080, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
(iii) Pièce B-0080, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
(iv) Décision D-2017-041, page 23, par. 90 et 91
(v) Dossier R-4008-2017, pièce B-0033, p. 3.

**Préambule :**

(i) Dans la demande déposée au présent dossier, Énergir demande à la Régie :

« *APPROUVER les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues par Énergir avec des sociétés apparentées, telles que présentées aux sections 1 et 2 de la pièce Énergir-12, Document 10* ».

(ii) [redacted]

(iii) À la note 2 : [redacted]

(iv) À la décision D-2017-041 :

« [90] *Ainsi, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer pour approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi, dans le cadre du rapport annuel, pour chacune des transactions conclues avec une société apparentée, les éléments suivants :*

- *la liste des fournisseurs contactés et les offres reçues;*
- *le nom du fournisseur, la date de transaction et la période effective;*
- *les analyses démontrant que la transaction retenue est la plus avantageuse pour la clientèle;*
- *une attestation de l'application du Code de conduite quant à la conformité des transactions du Distributeur avec ses entités apparentées.*

[91] *Plus spécifiquement, pour les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an, le suivi au rapport annuel devra présenter également le prix, les volumes contractés, le pourcentage du volume contracté en fonction des volumes totaux de l'année ainsi que le prix de l'indice de référence à la date de la transaction.* »

(v) Dans la 4e demande réamendée au dossier R-4008-2017 :

« […] *Énergir demande à la Régie d'approuver, en vertu de l'article 81 de la Loi, l'entente relative à l'achat de GNR conclue avec Tidal Energy Marketing inc.* ».

**Demandes :**

34.1 Veuillez déposer les analyses permettant de démontrer que les transactions [redacted] par Énergir avec la société apparentée, tel que présenté à la référence (ii), ont été avantageuses pour la clientèle.

Veuillez également présenter les informations requises par la décision D-2017-041, tel que présenté à la référence (iv), tels que la liste des fournisseurs contactés et les offres reçues ainsi qu'une attestation de l'application du Code de conduite quant à la conformité des transactions du Distributeur avec ses entités apparentées. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Pour l'analyse démontrant que les transactions [redacted] auprès de la société apparentée sont à l'avantage de la clientèle ainsi que les informations requises en vertu de la décision D-2017-041, veuillez vous référer à la référence (ii) et au dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 3.

Pour l'attestation de l'application du Code de conduite, veuillez vous référer à la pièce B-0141 et au dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 5.

34.2 Veuillez indiquer si Énergir dispose [redacted], dont il est question à la référence (iii). Veuillez élaborer.

Le cas échéant, veuillez déposer ce contrat. Si non, veuillez expliquer.

**Réponse :**

Pour l'entente de principe, veuillez vous référer au dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 4.

34.3 Veuillez indiquer les dispositions législatives ou réglementaires sur lesquelles Énergir s'appuie afin de demander l'approbation par la Régie pour chacune des transactions conclues avec une société apparentée dont il est question à la référence (ii). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Énergir base sa demande sur l'article 81 de la *Loi sur le Régie de l'énergie* tel qu'interprété par la Régie au paragraphe 90 de sa décision D-2017-041 : « […] *la Régie ordonne à* [Énergir] *de déposer pour approbation spécifique en vertu de l'article 81 de la Loi, dans le cadre du rapport annuel, pour chacune des transactions conclues avec une société apparentée* […] ».

34.4 Veuillez indiquer le lien entre la demande au présent dossier, tel que présentée à la référence (i) portant notamment sur les transactions présentées à la référence (ii), et la demande déposée au dossier R-4008-2017, tel que présentée à la référence (v).

Veuillez élaborer et indiquer s'il s'agit de la même demande, le cas échéant.

**Réponse :**

Lors du dépôt de la demande dans le dossier R-4008-2017 en novembre 2017, les transactions prises individuellement n'avaient pas encore été effectuées et seule l'entente de principe entre Énergir et la société apparentée avait été conclue (voir B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, annexe 3, p. 1 et 2).

Considérant que dans le dossier R-4008-2017 la Régie devait se pencher sur la question du prix convenu, Énergir avait alors cru bon de lui demander d'approuver ladite entente sous l'article 81 de la *Loi sur le Régie de l'énergie* à même ce dossier et avait donc déposé l'information nécessaire au soutien d'une telle demande (voir réponse à la question 34.1). En date des présentes, la Régie n'a toujours pas rendu de décision à cet effet dans le dossier R-4008-2017.

La demande présentée dans le cadre du présent dossier relatif au Rapport annuel 2018 porte sur les transactions intervenues au cours de la période 2017-2018 afin de les faire approuver sous l'article 81 de la *Loi sur le Régie de l'énergie* en conformité avec la décision D-2017-041 (voir réponse à la question 34.3). Il s'agit donc d'une demande pouvant être qualifiée de similaire, voire d'identique, à celle déposée au dossier R-4008-2017 dans la mesure où elle vise les transactions découlant de l'entente de principe; ces dernières étant les manifestations concrètes de ce qui a été convenu dans l'entente.

Sous réserve des autres transactions qui pourraient possiblement être conclues dans l'avenir sous cette entente et qui nécessiteront elles aussi une approbation spécifique de la Régie au rapport annuel, Énergir est d'avis que la décision à intervenir dans le présent dossier réglera la question de l'approbation qu'il lui est nécessaire d'obtenir en vertu de l'article 81 de la *Loi sur le Régie de l'énergie*. Par conséquent, Énergir juge que la demande déposée dans le dossier R-4008-2017 n'a plus de raison d'être.

34.5 Veuillez indiquer [redacted].

Si oui, veuillez indiquer [redacted].

Si non, veuillez indiquer si ces achats en gaz naturel renouvelable sont destinés aux clients de gaz de réseau. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Oui, [redacted]

[redacted]

énergir the new Gaz Metro

**RIDER NO. 1 TO THE SERVICES CONTRACT – D4 STABLE SERVICE**

**Rider Date :** October 15, 2018
**Contract Date :** June 6, 2017

**ENTRE** **ÉNERGIR, L.P.,**
acting through its General Partner Énergir Inc.
with its principal place of business located at 1717 du Havre Street, Montréal (Québec), H2K 2X3.
(« **Énergir** »)

**ET** **NORTH AMERICAN LITHIUM INC.**
Having a place of business located at 130 Adelaide Street West, Suite 3420, Toronto (Ontario) M5H 3P5
(« **Customer** »)

Énergir and Customer are individually referred to as "**Party**" and jointly referred to as "**Parties**".

**WHEREAS** the Parties have executed a Services Contract – D4 Stable service (the "**Contract**") dated June 6, 2017 in order to deliver natural gas to the equipment in the building located at the following service address: 500, route du Lithium, La Corne (Québec) J0Y 1R0;

**WHEREAS** the Parties wish to postpone the Service Start-up Date stipulated in Section 4 "Distribution Service" of the Contract;

**IN WITNESS HEREOF** the Parties thus agree to change the Contract as follows:

1. The Service start-up date stipulated in the table of Section 4 « Distribution Service » of the Contract is postponed to November 1st, 2019.

2. All other sections of the Contract remain unchanged.

3. This Rider is an integral part of the Contract.

4. This Rider is binding for Énergir when it has been accepted in writing, in the prescribed spaces below, by signature of its authorized representatives and becomes effective on the date that all Parties have signed it.

5. This Rider is subject to revision or cancellation by Énergir if it has not been signed by the Customer and received by Énergir within thirty (30) days of the Rider Date mentioned above.

---

Signed at : Montréal
This 15 Day of October 2018

**ÉNERGIR, L.P..**
**By its General Partner Énergir Inc.**

By:
Name: Robert Castonguay
Title: Advisor, Sales Major Industries
By:
Name: Josée Duhaime
Title: Director, Sales Major Industries

Signed at: la Corne
This 31 Day of October 2018

**NORTH AMERICAN LITHIUM INC.**

By:
Name: MARTIN BLANCHETTE
Title: ACTING GENERAL MANAGER
By:
Name: DONALD BLANCHET
Title: VICE. PRESIDENT DEVELOPPEMENT DURABLE

énergir
Initiales
415-01362
no. Dossier

Registraire des entreprises Québec

# Rechercher une entreprise au registre

## État de renseignements d'une personne morale au registre des entreprises

Renseignements en date du 2019-04-01 09:44:19

### État des informations

#### Identification de l'entreprise

| | |
|---|---|
| Numéro d'entreprise du Québec (NEQ) | 1173250532 |
| Nom | LITHIUM AMÉRIQUE DU NORD INC. |
| Version du nom dans une autre langue | NORTH AMERICAN LITHIUM INC. |

#### Adresse du domicile

| | |
|---|---|
| Adresse | 2400-1010 rue Sherbrooke O<br>Montréal (Québec) H3A2R7<br>Canada |

#### Adresse du domicile élu

| | |
|---|---|
| Adresse | Aucune adresse |

#### Immatriculation

| | |
|---|---|
| Date d'immatriculation | 2017-11-24 |
| Statut | Immatriculée |
| Date de mise à jour du statut | 2017-11-24 |
| Date de fin de l'existence | Aucune date de fin d'existence n'est déclarée au registre. |

#### Forme juridique

| | |
|---|---|
| Forme juridique | Société par actions ou compagnie |
| Date de la constitution | 2017-11-02 Constitution |

| | |
|---|---|
| Régime constitutif | CANADA: Loi canadienne sur les sociétés par actions, L.R.C. (1985), c. C-44 |
| Régime courant | QUÉBEC : Loi sur les sociétés par actions (RLRQ, C. S-31.1) |

**Dates des mises à jour**

| | |
|---|---|
| Date de mise à jour de l'état de renseignements | 2019-03-20 |
| Date de la dernière déclaration de mise à jour annuelle | 2019-03-20 2018 |
| Date de fin de la période de production de la déclaration de mise à jour annuelle de 2019 | 2020-05-02 |
| Date de fin de la période de production de la déclaration de mise à jour annuelle de 2018 | 2018-11-15 |

**Faillite**

L'entreprise n'est pas en faillite.

**Fusion et scission**

La personne morale a fait l'objet de fusion(s).

| Type | Loi applicable | Date | Nom et domicile de la personne morale | Composante | Résultante |
|---|---|---|---|---|---|
| Fusion ordinaire | CANADA: Loi canadienne sur les sociétés par actions, L.R.C. (1985), c. C-44 | 2017-11-02 | Lithium Amérique du Nord Inc.<br>2400-1010, rue Sherbrooke Ouest, Montréal, Québec H3A2R7 Canada | 1171837686 | 1173250532 |
| | | | 9554548 Canada Inc.<br>3420-130 ST Adelaide W Toronto Ontario M5H3P5 Canada | 1172245889 | |

**Continuation et autre transformation**

La personne morale a fait l'objet d'une continuation.

| | |
|---|---|
| Loi applicable | QUÉBEC : Loi sur les sociétés par actions (RLRQ, C. S-31.1) |
| Date de la continuation ou autre transformation | 2018-01-10 |

**Liquidation ou dissolution**

Aucune intention de liquidation ou de dissolution n'a été déclarée.

**Activités économiques et nombre de salariés**

**1er secteur d'activité**

7754

| | |
|---|---|
| Code d'activité économique (CAE) | |
| Activité | Services de prospection et de relevés géophysiques et géodésiques |
| Précisions (facultatives) | Prospection et exploration minière |

**2e secteur d'activité**

Aucun renseignement n'a été déclaré.

**Nombre de salariés**

Nombre de salariés au Québec

De 50 à 99

## Convention unanime, actionnaires, administrateurs, dirigeants et fondé de pouvoir

**Actionnaires**

**Premier actionnaire**

Le premier actionnaire est majoritaire.

| | |
|---|---|
| Nom | JIEN INTERNATIONAL INVESTMENT LTD. |
| Adresse | 3420-130 , Adelaide West Street Toronto Ontario M5H3P5 Canada |

**Deuxième actionnaire**

| | |
|---|---|
| Nom | CONTEMPORARY AMPEREX TECHNOLOGY CANADA LIMITED |
| Adresse | 2900-550 , Burrard Street Vancouver British-Columbia V6C0A3 Canada |

**Troisième actionnaire**

| | |
|---|---|
| Nom | RESSOURCES QUÉBEC INC. |
| Adresse | 1500-600 RUE de la Gauchetière Montréal Québec H3B4L8 Canada |

**Convention unanime des actionnaires**

Il n'existe pas de convention unanime des actionnaires.

**Liste des administrateurs**

| | |
|---|---|
| Nom de famille | Guo |
| Prénom | DR. Bin |
| Date du début de la charge | 2018-01-10 |
| Date de fin de la charge | |
| Fonctions actuelles | Administrateur |

| | |
|---|---|
| Adresse | 2 RD Xingang Zhangwan Town - Jiaocheng District, Ningde Fujian 352100 China |

| | |
|---|---|
| Nom de famille | Shu |
| Prénom | Joseph Zhen |
| Date du début de la charge | 2018-01-10 |
| Date de fin de la charge | |
| Fonctions actuelles | Administrateur |
| Adresse | 2 RD Xingang Zhangwan Town - Jiaocheng District, Ningde Fujian 352100 China |

**Dirigeants non membres du conseil d'administration**

| | |
|---|---|
| Nom de famille | Xiang |
| Prénom | James |
| Fonctions actuelles | Président |
| Adresse | 3420-130 , Adelaide West Street Toronto Ontario M5H3P5 Canada |

| | |
|---|---|
| Nom de famille | LAPORTE AUST |
| Prénom | THOMAS |
| Fonctions actuelles | Secrétaire, Principal dirigeant: Vice-président |
| Adresse | 2400-1010 rue Sherbrooke O Montréal (Québec) H3A2R7 Canada |

**Fondé de pouvoir**

Aucun fondé de pouvoir n'a été déclaré.

**Administrateurs du bien d'autrui**

Aucun administrateur du bien d'autrui n'a été déclaré.

## Établissements

| Numéro et nom de l'établissement | Adresse | Activités économiques (CAE) |
|---|---|---|
| **0001 - LITHIUM AMÉRIQUE DU NORD INC. (Établissement principal)** | 500 rte du Lithium La Corne (Québec) J0Y1R0 Canada | Services de prospection et de relevés géophysiques et géodésiques (7754) |

**Documents en traitement**

Aucun document n'est actuellement traité par le Registraire des entreprises.

## Index des documents

### Documents conservés

| Type de document | Date de dépôt au registre |
|---|---|
| DÉCLARATION DE MISE À JOUR ANNUELLE 2018 | 2019-03-20 |
| Déclaration de mise à jour courante | 2019-02-26 |
| Déclaration de mise à jour courante | 2018-06-19 |
| Déclaration de mise à jour courante | 2018-04-05 |
| Certificat de continuation | 2018-01-18 |
| Déclaration de mise à jour courante | 2018-01-10 |
| Déclaration d'immatriculation | 2017-11-24 |

## Index des noms

Date de mise à jour de l'index des noms 2017-11-24

### Nom

| Nom | Versions du nom dans une autre langue | Date de déclaration du nom | Date de déclaration du retrait du nom | Situation |
|---|---|---|---|---|
| LITHIUM AMÉRIQUE DU NORD INC. | NORTH AMERICAN LITHIUM INC. | 2017-11-24 | | En vigueur |

### Autres noms utilisés au Québec

Aucun autre nom utilisé au Québec n'a été déclaré.

Québec

© Gouvernement du Québec

**Le fait d'accéder à ce site Web constitue une acceptation explicite des modalités d'utilisation et énoncé de confidentialité.**
**Tout usage non autorisé du présent Site Web est strictement interdit.**

**Programme facultatif de dépôt en XBRL**
Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet du XBRL et du programme facultatif, veuillez consulter le site Web des ACVM sur le XBRL.
Veuillez cliquer ici pour obtenir de plus amples renseignements au sujet du logiciel XBRL et de la consultation des états financiers en XBRL.

## Jien International Investment Ltd.

Profil

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Adresse postale:** | 3420-130 Adelaide Street West<br>Toronto, Ontario<br>M5H 3P5 | **Adresse du siège social:** | 3420-130 Adelaide Street West<br>Toronto, Ontario<br>M5H 3P5 |
| **Nom du responsable:** | Charles Sung | **Autorité principale:** | Émetteur non assujetti |
| **Adresse courriel de travail:** | csung@na-lithium.com | **Émetteur admissible au régime du prospectus simplifié:** | Non |
| **Numéro de téléphone:** | 647 494-3812 | **Territoires dans lesquels l'émetteur est assujetti:** | Émetteur non assujetti |
| **Numéro de télécopieur:** | | **Bourses (ou marchés):** | S/O |
| **Date de constitution:** | 4 déce 2007 | **Symbole:** | |
| **Territoire de constitution:** | Federal | **Vérificateur:** | - |
| **Branche d'activité:** | métaux et minerais - mines métalliques | **Commandité:** | |
| **Numéro CUSIP:** | | **Agent des transferts:** | |
| **Date de clôture d'exercice:** | 31 déce | **Taille de l'émetteur:** | 1 milliard de dollars ou plus |

Visualiser les documents de cette société



**Le fait d'accéder à ce site Web constitue une acceptation explicite des modalités d'utilisation et énoncé de confidentialité.**
**Tout usage non autorisé du présent Site Web est strictement interdit.**

**Programme facultatif de dépôt en XBRL**
Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet du XBRL et du programme facultatif, veuillez consulter le site Web des ACVM sur le XBRL.

Gouvernement du Canada | Government of Canada



## Information concernant les sociétés de régime fédéral - 688443-1

Achat de copies de documents corporatifs

**Note**

Ces renseignements sont à la disposition du public conformément à la législation (voir Divulgation publique de renseignements corporatifs).

**Numéro de société**
688443-1

**Numéro d'entreprise (NE)**
830271755RC0001

**Dénomination sociale**
Jien International Investment Ltd.

**Statut**
Actif

**Régime législatif**
*Loi canadienne sur les sociétés par actions* - 2007-12-04

## Adresse du siège social

130 Adelaide St, West
SUITE 3420
TORONTO ON M5H 3P5
Canada

**Note**

Les sociétés par actions de régime fédéral actives doivent mettre à jour ces renseignements dans les 15 jours suivant tout changement. Une clé de société est requise. Si vous n'êtes pas autorisé à mettre ces renseignements à jour, vous pouvez soit communiquer avec la société soit vous adresser à Corporations Canada. Nous aviserons la société de ses obligations de déclaration.

## Administrateurs

**Nombre minimal d'administrateurs** 4
**Nombre maximal d'administrateurs** 10

Yuxing(James) Xiang
4950 Yonge Suite 2208
Toronto ON M2N 6K1
Canada

Ruobing Wang
No.1, Hong Qi Street,
Hong Qi Ling Town, Pan Shi City, Ji Lin Province 132311
Chine

Shu Zhang
4950 Yonge Street Suite 2208
Toronto ON M2N 6K1
Canada

**Note**

Les sociétés par actions de régime fédéral actives doivent mettre à jour les renseignements concernant les administrateurs (noms, adresses, etc.) dans les 15 jours suivant tout changement. Une clé de société est requise. Si vous n'êtes pas autorisé à mettre ces renseignements à jour, vous pouvez soit communiquer avec la société soit vous adresser à Corporations Canada. Nous aviserons la société de ses obligations de déclaration.

## Dépôts annuels

**Date d'anniversaire (MM-JJ)**
12-04

**Date de la dernière assemblée annuelle**
2014-12-08

**Période de dépôt annuel (MM-JJ)**
12-04 au 02-02

**Type de société**
Société n'ayant pas fait appel au public et comptant 50 actionnaires ou moins

**Statut des dépôts annuels**
2019 - N’est pas dû
2018 - Déposé
2017 - Déposé

## Historique de la société

| Historique de la dénomination sociale | |
|---|---|
| 2007-12-04 jusqu'à maintenant | Jien International Investment Ltd. |

### Certificats et documents déposés

**Certificat de constitution en société**
2007-12-04

Achat de copies de documents corporatifs

Débuter une nouvelle recherche | Retour aux résultats de la recherche

**Date de modification:**

2019-03-04

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018**

| | | Résultats réels | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | oct-17 ($10^6m^3$) (1) | nov-17 ($10^6m^3$) (2) | déc-17 ($10^6m^3$) (3) | janv-18 ($10^6m^3$) (4) | févr-18 ($10^6m^3$) (5) | mars-18 ($10^6m^3$) (6) | avr-18 ($10^6m^3$) (7) | mai-18 ($10^6m^3$) (8) | juin-18 ($10^6m^3$) (9) | juil-18 ($10^6m^3$) (10) | août-18 ($10^6m^3$) (11) | sept-18 ($10^6m^3$) (12) | Total ($10^6m^3$) (13) |
| | **DEMANDE** | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Tarif D1 | 123 | 306 | 447 | 475 | 359 | 327 | 253 | 110 | 80 | 73 | 72 | 83 | 2 706 |
| 2 | Tarif D3 | 20 | 22 | 24 | 25 | 22 | 24 | 23 | 21 | 20 | 18 | 18 | 20 | 257 |
| 3 | Tarif D4 | 222 | 244 | 261 | 271 | 249 | 266 | 236 | 220 | 218 | 203 | 205 | 201 | 2 796 |
| 4 | Total continue * | 365 | 572 | 732 | 770 | 630 | 617 | 512 | 351 | 318 | 294 | 295 | 304 | 5 759 |
| 5 | Interruptible | 19 | 28 | 33 | 36 | 36 | 30 | 28 | 21 | 17 | 10 | 11 | 19 | 287 |
| 6 | Client biogaz en réseau dédié | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 3 | 29 |
| 7 | Gaz d'appoint concurrence | 8 | 2 | 6 | 0 | 1 | 6 | 7 | 9 | 7 | 7 | 7 | 6 | 67 |
| 8 | *Sous-Total Demande* | *393* | *604* | *774* | *809* | *669* | *656* | *550* | *384* | *343* | *314* | *315* | *331* | *6 142* |
| 9 | Gaz de la compagnie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 10 | Autres compression | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| 11 | Gaz perdu | 2 | -1 | 7 | 13 | 5 | 3 | -1 | -2 | -3 | -4 | 2 | 2 | 24 |
| 12 | Compression - transport | 5 | 14 | 16 | 17 | 16 | 13 | 11 | 8 | 6 | 7 | 10 | 7 | 129 |
| 13 | Compression - entreposage - Union Gas | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 14 | Compression - entreposage - Pointe du Lac | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 15 | Compression - entreposage - St-Flavien | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | Écart de mesurage | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | 3 | 50 |
| 17 | Sous-total avant injections | 406 | 623 | 804 | 847 | 696 | 676 | 564 | 395 | 350 | 321 | 331 | 345 | 6 358 |
| | **INVENTAIRES injections** | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Enbridge Gas | 0 | 16 | 2 | 3 | 1 | 11 | 27 | 13 | 32 | 60 | 55 | 20 | 239 |
| 19 | LSR ** | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 7 | 7 | 27 |
| 20 | Pointe-du-Lac ** | 2 | 2 | 4 | 16 | 12 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 41 |
| 21 | St-Flavien ** | 14 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 24 | 21 | 18 | 19 | 16 | 122 |
| 22 | Échanges de gaz | 0 | 0 | 1 | 0 | 4 | 4 | 10 | 5 | 0 | 5 | 12 | 4 | 44 |
| 23 | Sous-total injections et échanges | 16 | 26 | 7 | 19 | 17 | 17 | 45 | 42 | 53 | 91 | 92 | 48 | 474 |
| 24 | **TOTAL DEMANDE** | **422** | **649** | **810** | **866** | **713** | **694** | **609** | **437** | **403** | **412** | **423** | **393** | **6 832** |
| | **APPROVISIONNEMENT** | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | FTLH Emp - Energir - avant vente | 92 | 67 | 70 | 70 | 63 | 70 | 67 | 70 | 67 | 70 | 70 | 67 | 841 |
| 26 | Cessions d'optimisation | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Transport par échange Emp - Energir | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Transport fourni par les clients | 6 | 5 | 5 | 6 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 3 | 53 |
| 29 | Gaz d'appoint | 8 | 5 | 14 | 10 | 3 | 5 | 5 | 6 | 8 | 10 | 10 | 10 | 93 |
| 30 | *Sous-Total Transports* | 106 | 77 | 89 | 85 | 70 | 80 | 76 | 79 | 79 | 83 | 83 | 81 | 987 |
| 31 | Cession de transport/vente a priori | -50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -5 | -55 |
| 32 | FT non utilisé | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | Réceptions en franchise | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 34 | Achats à Empress (GR) | 1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 3 | 4 | 3 | 36 |
| 35 | Achats à Dawn (GR) | 20 | 234 | 251 | 290 | 258 | 215 | 143 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 411 |
| 36 | Livraison à Dawn (AD+PF) | 324 | 310 | 320 | 322 | 292 | 330 | 318 | 325 | 314 | 314 | 316 | 298 | 3 781 |
| 37 | Ventes de gaz à Dawn | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 |
| 38 | Achats à Parkway (GR) | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 |
| 39 | Biogaz | 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 3 | 29 |
| 40 | Écart de mesurage | 6 | 3 | 6 | 5 | 4 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 | 5 | 2 | 49 |
| 41 | Sous-total appro. avant retraits | 408 | 635 | 670 | 708 | 630 | 634 | 591 | 414 | 401 | 406 | 410 | 382 | 6 289 |
| | **INVENTAIRES retraits** | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | Enbridge Gas | 13 | 12 | 86 | 86 | 43 | 32 | 3 | 14 | 1 | 0 | 0 | 6 | 296 |
| 43 | LSR ** | 1 | 1 | 10 | 12 | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 38 |
| 44 | Pointe-du-Lac ** | 0 | 1 | 15 | 13 | 7 | 3 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 |
| 45 | St-Flavien ** | 0 | 0 | 29 | 41 | 30 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 121 |
| 46 | Échanges de gaz | 0 | 1 | 1 | 4 | 3 | 3 | 9 | 7 | 0 | 5 | 12 | 4 | 47 |
| 47 | Sous-total retraits et échanges | 14 | 14 | 141 | 156 | 84 | 59 | 18 | 22 | 3 | 6 | 14 | 11 | 541 |
| 48 | **TOTAL APPROVISIONNEMENT** | **422** | **649** | **811** | **864** | **714** | **694** | **609** | **437** | **403** | **412** | **423** | **393** | **6 831** |
| | **INTERRUPTIONS** | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Interruptions brutes estimées | 0 | 0 | -8 | -10 | -2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -19 |
| 50 | Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une | 0 | 0 | 9 | 8 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 |
| 51 | **INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES** | **0** | **0** | **1** | **-2** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **0** | **-1** |

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport
** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2018 est 38,17 MJ/m³

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018**

**Projection Cause tarifaire - D-2017-094**

| | | oct-17 ($10^6m^3$) (1) | nov-17 ($10^6m^3$) (2) | déc-17 ($10^6m^3$) (3) | janv-18 ($10^6m^3$) (4) | févr-18 ($10^6m^3$) (5) | mars-18 ($10^6m^3$) (6) | avr-18 ($10^6m^3$) (7) | mai-18 ($10^6m^3$) (8) | juin-18 ($10^6m^3$) (9) | juil-18 ($10^6m^3$) (10) | août-18 ($10^6m^3$) (11) | sept-18 ($10^6m^3$) (12) | Total ($10^6m^3$) (13) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **DEMANDE** | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Tarif D1 | 163 | 251 | 348 | 433 | 374 | 333 | 196 | 109 | 78 | 68 | 69 | 75 | 2 498 |
| 2 | Tarif D3 | 17 | 19 | 21 | 20 | 22 | 22 | 20 | 20 | 18 | 16 | 16 | 18 | 229 |
| 3 | Tarif D4 | 223 | 228 | 234 | 244 | 231 | 242 | 230 | 213 | 201 | 206 | 204 | 202 | 2 658 |
| 4 | Total continue * | 404 | 498 | 603 | 697 | 626 | 596 | 446 | 343 | 297 | 290 | 290 | 295 | 5 385 |
| 5 | Interruptible | 23 | 25 | 32 | 36 | 35 | 28 | 21 | 17 | 13 | 14 | 15 | 16 | 276 |
| 6 | Client biogaz en réseau dédié | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 2 | 31 |
| 7 | Gaz d'appoint concurrence | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 3 | 4 | 4 | 3 | 20 |
| 8 | *Sous-Total Demande* | *432* | *527* | *637* | *736* | *665* | *627* | *472* | *365* | *316* | *309* | *312* | *316* | *5 712* |
| 9 | Gaz de la compagnie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| 10 | Autres compression | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 |
| 11 | Gaz perdu | 3 | 3 | 4 | 5 | 4 | 4 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 35 |
| 12 | Compression - transport | 11 | 10 | 15 | 17 | 18 | 13 | 9 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 130 |
| 13 | Compression - entreposage - Union Gas | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 4 |
| 14 | Compression - entreposage - Pointe du Lac | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 15 | Compression - entreposage - St-Flavien | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 |
| 16 | Écart de mesurage | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | Sous-total avant injections | 446 | 541 | 658 | 760 | 689 | 645 | 485 | 375 | 325 | 319 | 322 | 326 | 5 891 |
| | **INVENTAIRES injections** | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Enbridge Gas | 0 | 0 | 13 | 6 | 3 | 1 | 14 | 9 | 41 | 76 | 88 | 72 | 322 |
| 19 | LSR ** | 0 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 12 |
| 20 | Pointe-du-Lac ** | 2 | 0 | 0 | 5 | 8 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 |
| 21 | St-Flavien ** | 13 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 24 | 22 | 20 | 19 | 16 | 121 |
| 22 | Échanges de gaz | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | Sous-total injections et échanges | 16 | 13 | 14 | 10 | 10 | 2 | 19 | 33 | 63 | 96 | 106 | 89 | 471 |
| 24 | **TOTAL DEMANDE** | **462** | **554** | **671** | **770** | **699** | **647** | **504** | **408** | **388** | **415** | **428** | **415** | **6 362** |
| | **APPROVISIONNEMENT** | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | FTLH Emp - Energir - avant vente | 92 | 67 | 70 | 70 | 63 | 70 | 67 | 70 | 67 | 70 | 70 | 67 | 841 |
| 26 | Cessions d'optimisation | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Transport par échange Emp - Energir | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Transport fourni par les clients | 6 | 6 | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 78 |
| 29 | Gaz d'appoint | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 3 | 4 | 4 | 3 | 20 |
| 30 | *Sous-Total Transports* | 100 | 74 | 77 | 77 | 70 | 77 | 76 | 78 | 77 | 79 | 80 | 76 | 940 |
| 31 | Cession de transport/vente a priori | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | FT non utilisé | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | Réceptions en franchise | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| 34 | Achats à Empress (GR) | 4 | 3 | 4 | 4 | 4 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 40 |
| 35 | Achats à Dawn (GR) | 5 | 143 | 188 | 221 | 219 | 220 | 126 | 12 | 0 | 15 | 27 | 30 | 1 205 |
| 36 | Livraison à Dawn (AD+PF) | 312 | 293 | 302 | 308 | 281 | 314 | 296 | 312 | 305 | 314 | 314 | 302 | 3 652 |
| 37 | Ventes de gaz à Dawn | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 38 | Achats à Parkway (GR) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 39 | Biogaz | 3 | 3 | 2 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 2 | 31 |
| 40 | Écart de mesurage | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 41 | Sous-total appro. avant retraits | 425 | 516 | 573 | 613 | 577 | 618 | 503 | 407 | 387 | 414 | 428 | 414 | 5 875 |
| | **INVENTAIRES retraits** | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | Enbridge Gas | 37 | 36 | 68 | 95 | 77 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 322 |
| 43 | LSR ** | 1 | 2 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 12 |
| 44 | Pointe-du-Lac ** | 0 | 0 | 1 | 7 | 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 |
| 45 | St-Flavien ** | 0 | 0 | 27 | 46 | 31 | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 121 |
| 46 | Échanges de gaz | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 47 | Sous-total retraits et échanges | 37 | 38 | 97 | 149 | 115 | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 471 |
| 48 | **TOTAL APPROVISIONNEMENT** | **462** | **554** | **670** | **763** | **692** | **647** | **504** | **408** | **388** | **415** | **428** | **415** | **6 346** |
| | **INTERRUPTIONS** | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Interruptions brutes estimées | 0 | 0 | -1 | -8 | -7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -16 |
| 50 | Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 51 | **INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES** | 0 | 0 | -1 | -8 | -7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -16 |

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport
** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2018 est 37,99 MJ/m³

**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2018**

**Écarts - Réels vs Cause tarifaire**

| | | oct-17 ($10^6m^3$) (1) | nov-17 ($10^6m^3$) (2) | déc-17 ($10^6m^3$) (3) | janv-18 ($10^6m^3$) (4) | févr-18 ($10^6m^3$) (5) | mars-18 ($10^6m^3$) (6) | avr-18 ($10^6m^3$) (7) | mai-18 ($10^6m^3$) (8) | juin-18 ($10^6m^3$) (9) | juil-18 ($10^6m^3$) (10) | août-18 ($10^6m^3$) (11) | sept-18 ($10^6m^3$) (12) | Total ($10^6m^3$) (13) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **DEMANDE** | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Tarif D1 | -40 | 55 | 99 | 41 | -15 | -6 | 57 | 0 | 2 | 5 | 2 | 8 | 208 |
| 2 | Tarif D3 | 3 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 28 |
| 3 | Tarif D4 | -1 | 16 | 28 | 27 | 18 | 24 | 5 | 7 | 17 | -2 | 0 | 0 | 138 |
| 4 | Total continue * | -39 | 74 | 129 | 73 | 3 | 21 | 65 | 8 | 21 | 5 | 4 | 9 | 374 |
| 5 | Interruptible | -5 | 2 | 0 | 0 | 1 | 2 | 7 | 3 | 3 | -3 | -4 | 3 | 10 |
| 6 | Client biogaz en réseau dédié | -1 | 0 | 1 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 |
| 7 | Gaz d'appoint concurrence | 6 | 1 | 6 | 0 | 1 | 6 | 5 | 7 | 3 | 4 | 4 | 3 | 47 |
| 8 | *Sous-Total Demande* | *-39* | *77* | *137* | *73* | *4* | *29* | *78* | *19* | *27* | *5* | *3* | *16* | *429* |
| 9 | Gaz de la compagnie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | Autres compression | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Gaz perdu | -1 | -4 | 3 | 9 | 1 | -1 | -4 | -4 | -5 | -6 | 0 | 0 | -11 |
| 12 | Compression - transport | -7 | 4 | 1 | 0 | -2 | -1 | 1 | 1 | -1 | 0 | 3 | 0 | -1 |
| 13 | Compression - entreposage - Union Gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 |
| 14 | Compression - entreposage - Pointe du Lac | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 15 | Compression - entreposage - St-Flavien | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | Écart de mesurage | 6 | 5 | 5 | 5 | 5 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | 3 | 50 |
| 17 | Sous-total avant injections | -40 | 83 | 146 | 87 | 8 | 31 | 79 | 19 | 24 | 3 | 9 | 19 | 467 |
| | **INVENTAIRES injections** | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | Enbridge Gas | 0 | 16 | -12 | -3 | -2 | 11 | 13 | 3 | -9 | -16 | -33 | -52 | -82 |
| 19 | LSR ** | 0 | -6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 7 | 5 | 14 |
| 20 | Pointe-du-Lac ** | 0 | 2 | 4 | 12 | 4 | 1 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 25 |
| 21 | St-Flavien ** | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | -2 | 0 | 0 | 2 |
| 22 | Échanges de gaz | 0 | 0 | 1 | 0 | 4 | 4 | 10 | 5 | 0 | 5 | 12 | 4 | 44 |
| 23 | Sous-total injections et échanges | 1 | 13 | -7 | 9 | 7 | 15 | 26 | 9 | -9 | -5 | -14 | -41 | 3 |
| 24 | **TOTAL DEMANDE** | **-40** | **96** | **139** | **96** | **14** | **47** | **105** | **28** | **15** | **-2** | **-5** | **-22** | **470** |
| | **APPROVISIONNEMENT** | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | FTLH Emp - Energir - avant vente | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | Cessions d'optimisation | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 27 | Transport par échange Emp - Energir | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | Transport fourni par les clients | -1 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -3 | -2 | -2 | -3 | -3 | -2 | -26 |
| 29 | Gaz d'appoint | 6 | 4 | 14 | 10 | 3 | 5 | 3 | 4 | 5 | 6 | 6 | 7 | 73 |
| 30 | *Sous-Total Transports* | 5 | 3 | 12 | 8 | 1 | 3 | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 | 5 | 47 |
| 31 | Cession de transport/vente a priori | -50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -5 | -55 |
| 32 | FT non utilisé | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | Réceptions en franchise | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | -1 | -5 |
| 34 | Achats à Empress (GR) | -3 | 1 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | -4 |
| 35 | Achats à Dawn (GR) | 15 | 91 | 63 | 69 | 39 | -5 | 17 | -11 | 0 | -15 | -27 | -30 | 206 |
| 36 | Livraison à Dawn (AD+PF) | 12 | 17 | 18 | 14 | 10 | 16 | 22 | 13 | 9 | 0 | 1 | -4 | 128 |
| 37 | Ventes de gaz à Dawn | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 |
| 38 | Achats à Parkway (GR) | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 51 |
| 39 | Biogaz | -1 | 0 | 1 | -1 | -1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1 |
| 40 | Écart de mesurage | 6 | 3 | 6 | 5 | 4 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 | 5 | 2 | 49 |
| 41 | Sous-total appro. avant retraits | -16 | 119 | 97 | 94 | 53 | 17 | 88 | 7 | 13 | -8 | -18 | -32 | 414 |
| | **INVENTAIRES retraits** | | | | | | | | | | | | | |
| 42 | Enbridge Gas | -24 | -25 | 17 | -9 | -34 | 24 | 3 | 14 | 1 | 0 | 0 | 6 | -26 |
| 43 | LSR ** | 0 | -1 | 10 | 10 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 25 |
| 44 | Pointe-du-Lac ** | 0 | 1 | 13 | 6 | 1 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 24 |
| 45 | St-Flavien ** | 0 | 0 | 3 | -5 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 46 | Échanges de gaz | 0 | 1 | 1 | 4 | 3 | 3 | 9 | 7 | 0 | 5 | 12 | 4 | 47 |
| 47 | Sous-total retraits et échanges | -23 | -23 | 43 | 7 | -32 | 30 | 17 | 22 | 2 | 5 | 13 | 10 | 71 |
| 48 | **TOTAL APPROVISIONNEMENT** | **-40** | **96** | **141** | **101** | **21** | **47** | **105** | **28** | **15** | **-2** | **-5** | **-22** | **485** |
| | **INTERRUPTIONS** | | | | | | | | | | | | | |
| 49 | Interruptions brutes estimées | 0 | 0 | -7 | -2 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -3 |
| 50 | Dépannage, gaz d'appoint pour éviter une | 0 | 0 | 9 | 8 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 18 |
| 51 | **INTERRUPTIONS NETTES ESTIMÉES** | 0 | 0 | 2 | 6 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 |

**L'annexe Q-26.2 est déposée sous pli confidentiel.**

**L'annexe Q-31.3/Q-32.6 est déposée sous pli confidentiel.**

**L'annexe Q-33.1 est déposée sous pli confidentiel.**