DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 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

ADDITIONS À LA BASE – FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS

1. Références :
(i) Pièce B-0164, p. 5, réponse 3.1;
(ii) Dossier, R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080, p. 43, par. 146;
(iii) Pièce B-0164, p. 10, réponse 4.4;
(iv) Pièce B-0164, p. 10 et 11, réponse 4.4.

Préambule :

(i) Énergir présente, dans le tableau « *Répartition des FGC pour 2018 entre les projets < et > 1,5 M$* », les FGC pour les projets hors base > 1,5 M$ selon la CT 2018 et les données réelles 2018. On observe un écart global à la baisse de 1,992 M$.

(ii) « *[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*[70] » [note de bas de page 70] « *Pièce A-0179, p. 80, 83 et 84* ». [nous soulignons]

(iii) Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M$ hors base. En particulier, aux lignes 3 et 4, il est question des projets « *Transmission Ab/rec St-Maurice/Mékinac* » et « *Transmission Ab/rec STH Dummondville* » pour lesquels les FGC prévus (total de 957 k$) n'ont pas été dépensés au réel.

(iv) « *Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M$ hors base. En particulier, aux lignes 1 et 2, il est question de deux projets pour lesquels une baisse de 1,3 M$ est observé entre la CT 2018 et le réel. Énergir justifie cette baisse par le changement de méthodologie de calcul des FGC :*

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$, hors base en 2018, avait été établie selon la méthodologie présentée lors de la Cause tarifaire 2016, qui consistait à appliquer une réduction de 2 % du taux de frais généraux corporatifs par fourchette de 5 M$ d'investissement. [nous soulignons]

Par ailleurs, comme précisé en demande de renseignements au dossier R-3867-2013, phase 3B, 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$ ». [notes de bas de pages omises]
[…]
« *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$* ».

Demandes :

1.1 Considérant la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la part imputable des FGC aux projets majeurs hors base, réduit ou augmente, selon le cas, d'autant les FGC réels attribués aux projets < 1,5 M$, en plus de la part attribuable des FGC aux projets >1,5 M$ tel que l'indique la référence (ii).

1.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle les projets hors base que la Régie n'a pas encore autorisés, font en général, par la suite, l'objet d'une demande d'autorisation devant elle. Dans la négative, veuillez justifier.

1.3 Veuillez justifier qu'aucun investissement n'ait été réalisé en 2018 pour les deux projets hors base identifiés à la référence (iii). Veuillez indiquer si ces projets sont toujours envisagés par Énergir.

1.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle toute prévision pour les FGC attribuables aux projets hors base dans le cadre des causes tarifaires, pour une année donnée, a un impact direct sur le montant des FGC à attribuer aux projets < 1,5 M$, donc par conséquent, sur l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement de ces projets.

2. Référence : Pièce B-0164, p. 9, réponse 4.2.

Préambule :

« *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 ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez préciser à quels services réfèrent les « *trois services* » de l'alinéa (3) cité en référence.

2.2 Veuillez élaborer sur la nature des nouvelles règles et normes en santé et sécurité auxquelles réfère l'alinéa (4) cité en référence.

2.3 Veuillez justifier que la mise en application de nouvelles règles et normes en santé et sécurité auxquelles réfère l'alinéa (4) et les éléments mentionnés au dernier paragraphe cité en référence n'aient pas été prévues dans le dossier tarifaire 2018.

2.4 Veuillez préciser si la mise en application de nouvelles règles et normes en santé et sécurité sont circonstancielles à la nature des projets visés réalisés en 2018 ou si elles devront être appliquées dorénavant.

3. Références :
(i) Pièce B-0164, p. 10 et 11, réponse 4.4;
(ii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, pièce B-0298, p. 26 et 27, R7.1;
(iii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080, p. 45, par. 157;

Préambule :

(i) « *Énergir présente, sous la forme d'un tableau, les FGC pour les projets >1,5 M$ hors base. En particulier, aux lignes 1 et 2, il est question de deux projets pour lesquels une baisse de*

1,3 M$ est observé entre la CT 2018 et le réel. Énergir justifie cette baisse par le changement de méthodologie de calcul des FGC :

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$, hors base en 2018, avait été établie selon la méthodologie présentée lors de la Cause tarifaire 2016, qui consistait à appliquer une réduction de 2 % du taux de frais généraux corporatifs par fourchette de 5 M$ d'investissement.

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

(ii) *7.1 Veuillez indiquer si la méthodologie actuelle de détermination des frais généraux de projets d'extension de réseau (ayant des coûts de plus de 1,5 M$) continue à être celle présentée à la référence (i). Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer la méthodologie suivie.*

Réponse :
Depuis janvier 2017, une nouvelle méthodologie de détermination du montant des frais généraux corporatifs (« FG corporatifs ») est en vigueur pour les nouveaux projets de plus de 1,5 M$. Ainsi, un taux de 14,53 % est appliqué aux premiers 1,5 M$ du projet et un taux uniforme de 2 % s'applique sur le montant excédentaire à 1,5 M$. [nous soulignons]

(iii) *[157] Pour ce qui est des FGC imputables aux projets supérieurs au seuil, la Régie approuve, à compter de la présente décision, la méthode de détermination des FGC proposée par Énergir, utilisée depuis janvier 2017, qui applique un taux de 14,53 % aux premiers 1,5 M$ du coût du projet et un taux de 2 % au montant du coût du projet excédentaire à 1,5 M$.*

Demandes :

3.1 Veuillez concilier les extraits soulignés des références (i) et (ii) en lien avec la date du début de l'application de la nouvelle méthodologie de calcul des FGC pour les projets >1,5 M$.

3.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle Énergir, pour les projets cités aux lignes 1 et 2 du tableau mentionné en référence (i), a utilisé des méthodologies différentes de calcul des FGC dans le cadre de la Cause tarifaire et au réel.

3.3 Veuillez fournir le montant de l'écart entre les FGC évalués dans le cadre de la cause tarifaire la Cause tarifaire et au réel, en appliquant la même méthodologie de calcul, soit celle appliquée depuis janvier 2017 par Énergir et approuvée par la Régie (référence (iii)).

PLAN DE DÉVELOPPEMENT

4. Références : (i) Pièce B-0164, p. 21 à 23, réponses 8.6, 8.7 et 8.8;
(ii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, décision D-2018-080;
(iii) Dossier R-3867-2013, phase 3B, pièce B-0298 p. 33et 34.

Préambule :

(i) « *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. […]

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 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. […] [nous soulignons]

(ii) Le tableau suivant résume les points de décision (D-2018-080) relatifs à certains paramètres de la nouvelle méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension (Nouvelle méthodologie) ainsi que ceux de la méthode SMA (Ancienne méthodologie) appliquée depuis 2015 par Énergir.

Paramètres	Ancienne méthodologie	Nouvelle méthodologie
Revenus	Seulement les revenus engagés contractuellement sont considérés pour le calcul de la rentabilité	Seulement les revenus engagés contractuellement sont considérés pour le calcul de la rentabilité Ajustement de -15% aux prévisions de ventes.
Coût des compteurs	Pas de réinvestissement	Réinvestissement à considérer selon la durée de vie utile du compteur
Frais généraux corporatifs	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité globale du plan de développement
Frais généraux entrepreneur	Ces coûts sont considérés dans l'évaluation de la rentabilité projet par projet.	Ces coûts sont considérés dans la rentabilité de la rentabilité projet par projet
IP	TRI > SMA	IP ≥ 1 (projet inférieur ou supérieur au seuil de 1,5 M$) IP ≥ 1,3 (portefeuille, tous marchés confondus)
Point mort tarifaire	Pas de point mort tarifaire	Seuil minimal : 18 ans Le portefeuille de projets devra satisfaire le plus contraignant des critères entre le point mort tarifaire de 18 ans et l'IP de 1,3
Contribution	Pour les projets sans expectative de rentabilité à terme, une contribution peut être demandée si le TRI < CCP. Pour les projets avec expectative de rentabilité à terme, une contribution peut être demandée si le TRI < SMA.	*Lorsque les revenus générés par le raccordement de l'adresse de service au réseau de distribution ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur doit, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client, sauf dans des cas exceptionnels qui devront être justifiés a posteriori à la Régie.* (art. 4.3.4 des Conditions de service d'Énergir)

(iii) […]
Analyse des résultats du marché résidentiel

La variation moyenne entre le TRI a posteriori (incluant la densification, en tarifs d'origine) et le TRI a priori pour les cinq plans de développement est de +0,12 % et la population se compose de 278 projets d'extension résidentiels.

Pour les plans de développement 2009 à 2011, le TRI a posteriori est supérieur au TRI a priori et la variation moyenne pour ces trois années est de +1,90 %[6]*. Ainsi, Gaz Métro constate que pour les projets d'extension résidentiels, l'expectative de rentabilité se matérialise après plus de 5 ans*. [note de bas de page omise]

Pour les plans de développement 2012 et 2013, le TRI a posteriori est inférieur au TRI a priori. Avec seulement trois et quatre ans de données réelles, certains des projets d'extension résidentiels n'ont pas encore atteint leur pleine maturité par rapport à leur prévision a priori et il reste des clients à raccorder aux années à venir. Dans la présente analyse a posteriori, aucune projection de volumes n'a été faite et les données sont 100 % réelles.

Analyse des résultats du marché affaires

La variation moyenne entre le TRI a posteriori et le TRI a priori pour les cinq plans de développement est de +2,94 % et la population se compose de 527 projets d'extension affaires. Prendre note que pour les plans de développement 2012 (+2,08 %) et 2013 (-1,33 %), la variation de TRI est moindre que pour les plans 2009 (+5,57 %), 2010 (+6,70 %) et 2011 (+1,68 %), car l'expectative de rentabilité n'a pas été pleinement réalisée puisque nous sommes seulement quatre ans et trois ans plus tard. Ainsi, si nous calculons la moyenne pour les plans 2009, 2010, 2011, l'augmentation du TRI est de 4,65 %. […] [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle, en dépit des différences entre les paramètres de l'ancienne et de la Nouvelle méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements <1,5 M$ (références (ii)), Énergir est d'avis que les constats qu'elle fait dans le suivi *a posteriori* du Plan de développement 2012, appliquant l'ancienne méthodologie, peuvent être extrapolés aux suivis *a posteriori* des Plans de développement 2020 et suivants appliquant la Nouvelle méthodologie.

4.2 Considérant la différence observée entre les paramètres de l'ancienne et de la nouvelle méthodologie (référence (ii)), veuillez justifier, à ce stade, que les constats relatifs aux suivis *a posteriori* après trois et six ans puissent être extrapolés de l'application d'une méthodologie à l'autre.

4.3 Tenant compte de la réponse à une demande de renseignements citée en référence (ii), veuillez justifier la demande d'Énergir de mettre fin au 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 (suivi de la décision D-2018-080).

PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU – PLESSIVILLE

5. Référence : Pièce B-0129, p. 2.

Préambule :

[redacted]

Demandes :

[redacted]

[redacted]

PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PAEÉ)

6. Références :
(i) Dossier R-3809-2012, D-2013-106, p. 100;
(ii) Dossier R-4024-2017, D-2018-096, p. 49;
(iii) Pièce B-0085, annexe F, p. 6;
(iv) Pièce B-0164, p. 42 et 43;
(v) Dossier R-3871-2013, B-0129, p. 9;
(vi) Dossier R-3871-2013, B-0126, p. 14;
(vii) Dossier R-4024-2017, B-0195, p. 37.

Préambule :

(i) « [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.* [nous soulignons]

(ii) « [169] *<u>La Régie rejette la demande d'Énergir de mettre fin au suivi de la décision D-2013-106</u>. 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* ». [nous soulignons]

(iii) En suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le présent dossier de fermeture (2017-2018), Énergir présente le Tableau F3 ci-dessous.

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 indique à sa réponse 13.2 qu'en suivi à la décision D-2013-106, par. 445, au cours des Rapports annuels 2012-2013 à 2016-2017, elle a présenté un tableau similaire à celui présenté à la référence (iv) en suivi à la même décision. Elle indique que :

« *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* ».

(v) En suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le dossier de fermeture (2012-2013), Énergir présente un tableau sans inclure les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures.

(vi) À la demande de la Régie, Énergir fournit un tableau qui inclut les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures pour chacun des programmes du PGEÉ.

	A	B	C	D	E	F
Programme	Engagés avant et payé en 2012-2013	Engagés avant et payés après 2012-2013	Montants totaux engagés avant 2012-2013	Engagés et payés en 2012-2013	Engagés en 2012-2013 et payés après	Montants totaux engagés en 2012-2013
PE103	58 200 $	43 515 $	101 715 $	29 910 $	45 600 $	75 510 $
PE111	162 300 $	53 000 $	215 300 $	246 400 $	235 200 $	481 600 $
PE113	92 650 $	68 200 $	160 850 $	13 950 $	52 100 $	66 050 $
PE123	36 300 $	39 600 $	75 900 $	22 550 $	40 700 $	63 250 $

(vii) La Régie demande le suivi à la décision D-2013-106, par. 445, dans le dossier de fermeture (2016-2017), mais le tableau présenté exclut les montants engagés dans l'année qui seront payés dans des années futures.

Demande :

6.1 Veuillez présenter le suivi complet de la décision D-2013-106, par. 445, à la référence (i), tel qu'ordonné. Pour compléter la preuve à la pièce (iii), veuillez donc inclure une colonne pour les montants engagés dans l'année 2017-2018 qui seront payés dans des années futures.

PLAN APPROVISIONNEMENT

7. Références :
(i) Pièce B-0080, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
(ii) Pièce B-0162, p. 100, réponse 34.1 (sous pli confidentiel);
(iii) Pièce B-0164, p. 101, réponse 34.4;
(iv) Pièce B-0162, p. 101, réponse 34.5 (sous pli confidentiel);
(v) R-4008-2017, pièce B-0021, annexe 3 (sous pli confidentiel);
(vi) R-4008-2017, pièce B-0022, annexe 5;
(vii) Décision D-2017-041, par. 85 et 88.

Préambule :

(i) Énergir présente les ***** ** ***** ******** **** *** *** **** *** ***** **** ** * pour la période du 1er octobre 2017 au 30 septembre 2018.

(ii) « *Pour l'analyse démontrant que les transactions ** *** 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 ».

(iii) « *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 ». [nous soulignons]

(iv) « *Oui,* [redacted] ». [nous soulignons]

(v) À l'annexe 3, Énergir présente les détails entourant la signature du contrat avec l'usine de biométhanisation de la ville d'Hamilton.

(vi) À l'article 3 de l'annexe 5, « Attestation de conformité avec le Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe Corporatif », déposée par Énergir :

« *3. Tidal ne correspond pas à une « entité apparentée du groupe corporatif » de Gaz Métro au sens de la définition prévue l'article 1 du Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentée du groupe corporatif (« Code de conduite » puisqu'elle ne se retrouve pas à l'organigramme corporatif de Gaz Métro* »;

(vii) À la décision D-2017-041 :

« [85] *Considérant l'encadrement mis en place, notamment le Code de conduite, les règles de régie interne, l'application du principe de la diversité des fournisseurs et les mesures internes et contractuelles permettant de mitiger les risques, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'éliminer les limites maximales quotidiennes pour les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an.*

[88] *Pour ces motifs, la Régie approuve les modifications proposées par Gaz Métro quant aux règles applicables aux transactions avec des sociétés apparentées en matière d'approvisionnement, telles que présentées à la pièce B-0012*[36]*, sous réserve des ajustements décrits ci-après* ». [note de bas de page omise] [nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer en vertu de quelles Conditions de service et Tarif d'Énergir et dispositions contractuels, [redacted], telles que présentées à la référence (i), ont été effectuées dans le but [redacted], tel que mentionné à la référence (iv). Veuillez expliquer.

7.2 Veuillez indiquer si [redacted] dont il est question à la référence (iv) sont des clients en gaz de réseau d'Énergir? Veuillez élaborer.

Si oui, veuillez indiquer si ces clients spécifiques auraient pu s'approvisionner en GNR directement auprès de Tidal Energy, en vertu de l'article 11.2 « Service fourni par le client » des Conditions de service et Tarif.

7.3 Veuillez élaborer sur la demande d'approuver [redacted], telles que présentées à la référence (i), en vertu de l'article 81 de la Loi sur la Régie de l'énergie, considérant la référence (vi) indiquant que Tidal ne correspond pas à une « *entité apparentée du groupe corporatif* » au sens de la définition prévue l'article 1 du Code de conduite du distributeur.

7.4 À la référence (v), la Régie note que [redacted].

Veuillez élaborer sur la demande d'approuver [redacted]et pouvant être qualifié de similaire, telles que présentées aux références (i) et (iii), en conformité avec la décision D-2017-041 qui limite la portée des transactions d'achats de gaz naturel à moins d'un an, tel que présenté à la référence (vii).

Veuillez également élaborer votre réponse en tenant compte des considérations telles l'application du principe de la diversité des fournisseurs et du marché déréglementé du gaz naturel relativement au contexte de marché propre au GNR.

7.5 Veuillez élaborer quant à l'affirmation présentée à la référence (iii), selon laquelle « *Énergir juge que la demande déposée dans le dossier R-4008-2017 n'a plus de raison d'être* ».

7.6 Dans la mesure où [redacted] se doit d'être examinée et être approuvée au dossier R-4008-2017, veuillez indiquer l'opportunité pour Énergir d'appliquer un traitement particulier pour l'année 2017-2018 afin de facturer l'ensemble des coûts associés [redacted] directement [redacted] pour lesquels [redacted] étaient destinées.

Veuillez élaborer votre réponse en considérant le coût d'acquisition prévu ainsi que le coût d'acquisition réel. Veuillez notamment indiquer si ce traitement a un impact sur le trop-perçu ou le manque à gagner à présenter au rapport annuel.

Veuillez présenter les détails de vos calculs et les impacts sur la facturation des clients spécifiques. Veuillez élaborer.

7.7 Dans la mesure où la Régie refuserait dans le cadre du rapport annuel l'approbation des [redacted]

****** *** **** ***** ** ** *** *** *** ******** **, veuillez présenter et expliquer en détail les impacts sur les revenus, les coûts, la base de tarification, les comptes hors base et la fonctionnalisation des achats de gaz naturel, le cas échéant, au présent dossier et notamment, sur les services de fourniture, transport, équilibrage et les ajustements d'inventaire du Distributeur, les trop-perçus et les manques à gagner.