

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENT NO 1 DE LA FCEI
DOSSIER R-4018-2017 – Phase 2**

Amortissement des immobilisations

Question 1

Références :

- (i) R-3879-2014, B-0198, Gaz Métro - 21, Document 21
- (ii) R-3879-2014, B-0493, Gaz Métro - 109, Document 14
- (iii) R-3970-2016, B-0068, Gaz Métro - 8, Document 13
- (iv) R-3987-2016, B-0123, Gaz Métro - 12, Document 12
- (v) B-0105, GM-N, Document 12
- (vi) R-3987-2016, Gaz Métro - 10, Document 3

Préambule :

Valeur historique des branchements d'immeuble - pastique direct (000\$)

2015 : 645 675

2016 : 684 535 (+39 versus 2015)

2017 : 721 477 (+37)

2018 : 758 496 (+37)

2019 : 815 472 (+57)

La FCEI constate une croissance de 57 M\$ de la valeur historique des branchements d'immeuble - pastique direct entre octobre 2017 et octobre 2018. Cette valeur est environ 20 M\$ plus élevée que la croissance observées sur des périodes comparables lors des années précédentes.

Questions :

- 1.1 Veuillez expliquer la croissance de 57 M\$ de la valeur historique des branchements d'immeuble - pastique direct entre le 1^{er} octobre 2017 et le 1^{er} octobre 2018.

Réponse :

La croissance de 57 M\$ de la valeur historique des branchements d'immeuble s'explique par une augmentation de 10,5 M\$ entre la valeur historique réelle au 30 septembre 2017 (768,9 M\$)¹ et le solde prévisionnel au 1^{er} octobre 2017 de la valeur historique à la Cause tarifaire 2018, ainsi que par des additions prévues pour l'année tarifaire 2018, sur la base du 4/8 2018, qui s'élèvent à 46,5 M\$. La hausse de 10,5 M\$ s'explique principalement par des investissements supérieurs en développement du réseau et dans une moindre mesure, par des investissements supérieurs en amélioration du réseau.

- 1.2 Veuillez expliquer les écarts entre cette croissance et les prévisions d'additions à la base de tarification pour l'année 2018 à cause tarifaire 2018 (référence (iv)).

Réponse :

Tel qu'indiqué à la réponse de la question 1.1, les additions prévues pour l'année tarifaire 2018, sur la base du 4/8 2018, se chiffrent à 46,5 M\$, alors que les additions prévues à la Cause 2018 s'élèvent à 40,9 M\$ (écart de +5,6 M\$).

Cet écart s'explique principalement par des investissements supérieurs en développement du réseau, notamment par un nombre de branchements supérieurs dans les marchés résidentiels et affaires.

- 1.3 Veuillez présenter sur une base mensuelle la valeur historique, l'amortissement, les retraits, les additions et la valeur nette des branchements d'immeuble - pastique direct d'octobre 2017 à septembre 2019.

Réponse :

L'information est présentée à l'annexe Q-1,3 jointe au présent document.

¹ R-4024-2017, B-0037, Énergir - 6, Document 4, col. 3, l. 29 à 1.34

Croissance générale des dépenses d'exploitation et masse salariale**Question 2****Références :**

- (i) B-0104, GM-N, Document 11, p. 1.
- (ii) R-3951-2015, B-0088, Gaz Métro-4, Document 5
- (iii) R-4024-2017, B-0024, Énergir 4, Document 5.
- (iv) B-0104, GM-N, Document 11, pp. 2 et 3.
- (v) B-0051, GM-N, Document 23, Annexe 1a, p. 18 de 83
- (vi) B-0104, GM-N, Document 20, pp. 1 et 2

Préambule :

(i)
« Énergir, s.e.c. (« Énergir ») a toujours comme objectif le maintien d'un réseau fiable et sécuritaire, la qualité de son service à la clientèle et la sécurité de son personnel. Afin de mener à terme ses activités, les dépenses d'exploitation d'Énergir ont progressé au rythme de l'inflation depuis l'exercice financier 2015, soit une moyenne de 1,45 % par année, conformément à la formule d'allégement réglementaire autorisée par la Régie de l'énergie (la « Régie ») (D-2015-029, D-2015-181, D-2016-156 et D-2017-014). Énergir a dû faire des choix et faire preuve d'agilité afin de bien prioriser ses activités pour répondre à ses engagements et atteindre ses objectifs, tout en respectant l'enveloppe des dépenses d'exploitation autorisée dans le cadre de l'allégement réglementaire des dernières années. Énergir continuera à prioriser consciencieusement ses activités. » (Nous soulignons)

(ii)
Les données réelles de 2015 révèle un PMO de 1370 employé et des dépenses d'exploitation de 190 M\$.

(iii)
Les données réelles de 2017 révèle un PMO de 1399 employé et des dépenses d'exploitation de 196 M\$.

(iv)
« L'augmentation de la masse salariale de 5,3 M\$ (b) s'explique par une inflation moyenne des salaires de 2,7 %, par l'augmentation de personnel justifiée par le chevauchement de postes en vue de départs à la retraite de l'ordre de 1,1 M\$ et, tel que démontré dans

l'exercice de balisage du secteur des technologies de l'information (GM-N, Document 19, Annexe 2A), par une croissance des ressources de ce service de 1,4 M\$ afin de faire face aux enjeux de cyber-sécurité, aux innovations infonuagiques et au remplacement de systèmes vieillissants, le tout partiellement compensé par la réduction du temps supplémentaire de 1,1 M\$ (sans inflation). »

(v)

Tableau 1
Écart⁴ de la rémunération directe de Gaz Métro par rapport à la médiane de son marché de référence (en pourcentage)

Groupe d'employés	Salaire de base	Rémunération directe ⁵
Cadres gestionnaires	4,3 %	5,4 %
Cadres spécialisés	7,9 %	11,4 %
Employés syndiqués de bureau	13,6 %	12,2 %
Employés syndiqués à l'heure	-4,0 %	-4,0 %
Total⁶	3,5 %	3,8 %

Questions :

Croissance générale des dépenses d'exploitation

2.1 À la référence (i), Énergir indique être parvenu grâce à la priorisation et à l'efficacité à maintenir une croissance moyenne des dépenses d'exploitation de 1,45% en 2015, 2016 et 2017. En comparaison, Énergir prévoit une hausse moyenne des dépenses d'exploitation de 2,4% entre 2017 et 2018 et de 5,1% entre 2018 et 2019. Pourquoi Énergir ne parvient-elle pas pour 2018-2019 à prioriser ses dépenses d'exploitation de manière à contenir leur croissance au niveau de l'inflation alors qu'elle y parvenait depuis 2015?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 13 de la demande de renseignements n° 2 de l'UMQ, à la pièce GM-T, Document 14.

2.2 À la référence (vi), Énergir prévoit des dépenses d'opérations de 270 M\$ pour 2018. Énergir présente de plus sous le titre réallocation une réduction budgétaire pour effort corporatif de 1,7 M\$. La FCEI comprend que ce montant ne constitue pas réellement une réallocation, mais simplement une réduction des dépenses d'opération. Veuillez confirmer.

2.2.1 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI. Sinon veuillez expliquer la nature de la réallocation et indiquer où cet item est réalloué.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 2.2.2 Veuillez justifier de ne pas présenter des dépenses d'opérations totales reflétant les dépenses réellement prévues de 270 M\$ moins 1,7 M\$.

Réponse :

Énergir souhaitait distinguer, dans la présentation de la pièce, le montant de l'effort corporatif afin de démontrer sur des lignes distinctes le total des dépenses d'opération et l'effort budgétaire requis.

Il aurait également été adéquat de présenter la réduction budgétaire avant le total des dépenses d'opération. Le montant total des dépenses d'exploitation aurait été le même.

- 2.2.3 Veuillez ventiler l'effort de 1,7 M\$ entre les rubriques de la page 2 de la référence (vi).

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure d'identifier dans quels groupes de natures comptables (groupe de coûts) se matérialisera la réduction budgétaire présentée. Toutefois, Énergir est confiante de la réaliser et d'atteindre le niveau de dépenses d'exploitation annoncée pour la projection 4/8 2018. Veuillez également vous référer aux réponses des questions 2.3 et 2.4 ci-après.

- 2.3 Veuillez indiquer à quel moment Énergir a décidé qu'elle devait faire un effort corporatif?

Réponse :

Le terme « effort corporatif » a évolué au cours des dernières années. La notion d'effort corporatif est apparue pour la première fois dans le cadre de la cause tarifaire 2013 (R-3809-2012). Dans la pièce B-0434, Gaz Métro – 12, Document 13, page 1, ligne 21 du dossier R-3809-2012, mise à jour à la suite de la décision D-2013-106 de la Régie, une « réduction des dépenses » générale y a été reflétée. Par la suite, à la cause tarifaire 2014, l'effort corporatif a été identifié par les rubriques « réduction corporative liée au mouvement de personnel » et « coupure décision CT2014 ». Ces données liées à l'effort corporatif apparaissent dans la pièce B-0465, Gaz Métro – 11, Document 15, page 1, lignes 8-9 et 39 du dossier R-3837-2013. Les données liées à la « Réduction corporative liée au mouvement de personnel » afin de réduire les salaires et avantages sociaux, et celles liées à la « Coupure Décision CT2014 » n'étaient associées à aucun secteur en particulier.

Par la suite, au cours des années financières 2015 à 2018, Énergir a continué à utiliser, à l'interne, la notion de « réduction corporative », devenue « effort corporatif », afin de guider la priorisation des activités de chacun des secteurs en fonction de leurs besoins et ainsi

respecter l'enveloppe budgétaire allouée par la Régie dans le cadre de l'allègement réglementaire en place. À cet effet, la réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI donne de plus amples informations. Ainsi, en ne réallouant pas la réduction budgétaire ou l'effort corporatif à des secteurs particuliers, Énergir rend tous les secteurs responsables de l'atteinte de l'objectif et se garde la souplesse de prioriser les activités selon les besoins réels en cours d'année.

Lors de l'élaboration de la projection 4/8 2018, en fonction des événements survenus dans les premiers mois de l'année, ceux attendus au cours des mois à venir et des besoins de chacun des secteurs, Énergir a pu déterminer qu'un effort corporatif général serait nécessaire afin de respecter l'enveloppe des dépenses d'exploitation fixée pour la cause tarifaire 2018 dans le cadre de l'allègement réglementaire, outre les dépenses d'exploitation de 0,9 M\$ associées à l'accroissement des droits d'utilisation des projets TI infonuagiques SAAS (Software as a Service) et celles reliées aux grands froids de la fin décembre 2017 qui ont créé des situations d'urgence sur le réseau nécessitant des heures supplémentaires en intervention, en surveillance et en garde de 0,5 M\$, comme mentionné à la pièce B-0104, GM-N, Document 11, page 2, lignes 12 à 18.

2.4 Veuillez expliquer ce qui distingue l'effort corporatif de la priorisation des activités?

Réponse :

Dans le contexte d'un processus de projections budgétaires, la priorisation des activités permet de soutenir l'effort corporatif. Lors de l'établissement des projections budgétaires, la Haute Direction d'Énergir annonce et/ou rappelle les priorités corporatives et les secteurs en découlent les budgets de leurs activités, conformément à ces priorisations. À la suite de la consolidation de ces projections sectorielles, la haute direction décide si un effort corporatif est requis pour contenir les dépenses d'exploitation. Tous les secteurs sont ainsi parties prenantes à la priorisation de leurs activités et à l'effort corporatif, lorsque ce dernier est requis.

2.5 Veuillez expliquer pourquoi Énergir ne reconduit-elle pas l'effort corporatif?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 13 de la demande de renseignements n° 2 de l'UMQ, à la pièce GM-T, Document 14.

2.6 Relativement aux références (iii) et (vi) Veuillez justifier la hausse de 88 PMO entre 2017 et 2019.

Réponse :

La hausse de 88 équivalents temps plein (ETP) entre 2017 et 2019 s'explique, tout d'abord, par une hausse de 57 ETP entre le réel 2017 et la projection 2018. Cette variation est expliquée à la réponse à la question 38.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce GM-T, Document 9.

La variation de 31 ETP entre la projection 2018 et le budget 2019 est justifiée dans la pièce B-0112, GM-N, Document 20.

Inflation des salaires

2.7 Veuillez indiquer à quel moment Énergir a pris connaissance pour la première fois des résultats du balisage sur la rémunération globale.

Réponse :

Il s'agissait d'un balisage sur la rémunération directe (rémunération de base et rémunération incitative) dont Énergir a obtenu les résultats en février 2017.

2.8 Veuillez indiquer à quel moment ont été signées les conventions collectives présentement en vigueur.

Réponse :

La convention des employés syndiqués à l'heure (CSN) a été signée le 31 mars 2016, à la suite d'un processus de négociation qui s'est amorcé en septembre 2014. Cette convention était échue depuis le 1er octobre 2014.

La convention des employés syndiqués de bureau (SEPB) a été signée le 11 décembre 2017, à la suite d'un processus de négociation qui s'est amorcé en janvier 2016. Cette convention était échue depuis le 1er septembre 2015.

2.9 Veuillez indiquer comment Énergir a pris en compte le balisage sur la rémunération globale dans la fixation de la croissance des salaires de ses employés depuis l'obtention de ce balisage?

Réponse :

Notons que ce balisage a été disponible après que les négociations aient été amorcées avec les deux (2) groupes visés. Ce balisage sur la rémunération directe (salaire de base et rémunération incitative) a toutefois confirmé que globalement Énergir était dans un positionnement adéquat, étant en milieu de peloton des entreprises balisées. Énergir a négocié des augmentations de salaire qui lui permettent de maintenir ce positionnement.

2.10 Veuillez présenter la hausse salariale moyenne réelle ou prévue des employés non syndiqués pour les années 2017-2018 et 2018-2019.

Réponse :

Les hausses prévues sont de l'ordre de 2,5 % pour 2017-2018 et 3 % pour 2018-2019.

2.11 Veuillez présenter la hausse salariale moyenne réelle ou prévue des employés syndiqués pour les années 2017-2018 et 2018-2019.

Réponse :

Pour les employés syndiqués à l'heure CSN, les augmentations prévues pour ces 2 années sont de 2,5 %.

Pour les employés syndiqués de bureau (SEPB), les augmentations prévues sont de 2 % pour l'année 2017-2018 et 2,5 % pour l'année 2018-2019.

Réduction du temps supplémentaire

2.12 À la référence (iv), Énergir prévoit une réduction de 1,1 M\$ de la masse salariale en lien avec le temps supplémentaire. Veuillez expliquer les facteurs qui amènent Énergir à prévoir moins de temps supplémentaire.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce B-0104, GM-N, Document 11, page 2, lignes 16 à 18, les grands froids de la fin décembre 2017 ont créé des situations d'urgence sur le réseau nécessitant des heures supplémentaires en intervention, en surveillance et en garde de 0,5 M\$. Énergir estime qu'il est peu probable que cette situation se reproduise au cours de l'exercice financier 2019.

Énergir tente également d'optimiser ses processus afin de limiter ses dépenses, dont le temps supplémentaires. Par exemple:

- La relocalisation des poseurs de compteurs du siège social aux bureaux d'affaire de la zone Ouest et l'augmentation de la polyvalence de ces derniers à la suite des négociations syndicales permettront de réaliser le programme de sceaux durant la période hivernale et ainsi rendre disponibles ces ressources pour effectuer les localisations et les programmes préventifs durant la saison estivale;
- L'embauche durant l'été d'étudiants plombiers attirés aux avis de peinture libéra les employés réguliers et leur permettra de se consacrer aux programmes de prévention qui autrement, auraient été effectués en temps supplémentaire;
- L'inspection interne des conduites s'effectuera l'hiver ce qui libèrera de la main-d'œuvre l'été pour la réalisation des programmes d'entretien; et
- L'implantation d'un nouvel outil informatique pour le contrôle de la végétation permettra d'être plus précis dans la réalisation de l'activité, de faire un meilleur suivi et d'optimiser les routes des employés.

Chevauchement de postes – départs à la retraite

2.13 Veuillez indiquer le nombre de personnes éligibles à la retraite, le nombre de départs à la retraite et le nombre de postes avec chevauchement pour les années réelles 2015, 2016 et 2017, l'année de base et l'année témoin.

Réponse :**Nombre de personnes éligibles à la retraite**

	2015 (1)	2016 (1)	2017	Année de base	Année témoin (2)
Nouveaux	n/d	n/d	n/d	38	36
Report années précédentes	n/d	n/d	n/d	60	34
Total	n/d	n/d	118	98	70

Notes :

(1) Non disponible pour les années 2015 et 2016 en raison des modifications apportées au régime de retraite le 1er janvier 2016 (le facteur d'éligibilité à la retraite [nombre d'années de service + âge] est passé de 85 à 90, avec un minimum d'âge de 58 ans).

(2) En lien avec la note (1) du tableau suivant (Nombre de départs à la retraite), le nombre de départs à la retraite considéré dans le calcul de la ligne « Report années précédentes » de l'année témoin correspond aux données du 1er octobre 2017 au 30 juin 2018. Les données sont donc partielles pour l'année témoin.

Nombre de départs à la retraite

2015	2016	2017	Année de base (1)	Année témoin
54	44	58	64	n/d

Notes :

(1) Pour "l'année de base" : données du 1^{er} octobre 2017 au 30 juin 2018.

Nombre de postes avec chevauchement

2015	2016	2017	Année de base (1)	Année témoin
n/d	n/d	n/d	n/d	30

La réalité opérationnelle d'Énergir en tant que distributeur de gaz naturel la place dans une situation particulière pour le recrutement du personnel technique spécialisé. Les techniciens et techniciennes du gaz doivent tous être formés à l'École des technologies gazières (ETG)

avant de débiter leur carrière chez Énergir. Il faut entre 18 et 24 mois pour former un technicien sur le gaz naturel. D'où la nécessité d'avoir ce qu'on appelle des chevauchements de postes pour assurer la formation adéquate du personnel, le remplacement des employés qui quittent à la retraite et le maintien adéquat et sécuritaire du service sur le réseau gazier. Ainsi, des cohortes de formation sont prévues deux fois par année afin de former de nouveaux employés qui pourront combler, à terme, les besoins en main-d'œuvre d'Énergir occasionnés notamment par les départs à la retraite. Lors des exercices budgétaires, Énergir tente de prévoir, pour le secteur de l'Exploitation, le nombre de personnes éligibles qui resteront en fonction et ainsi de calculer un nombre d'équivalent temps plein (ETP) en lien avec cette double présence. Pour la cause tarifaire 2018-2019, le nombre de postes en chevauchement estimé est de 30 pour une période de 6 mois, soit 15 ETP. Les données ne sont pas comptabilisées au réel puisqu'il est difficile d'établir l'adéquation entre le nombre d'employés éligibles à la retraite présents en cours d'année et les nouveaux employés qui créent effectivement ce chevauchement de postes.

Dépenses – TI

Question 3**Référence :**

- (i) B-0112, GM-N, Document 20, p. 1
- (ii) B-0104, GM-N, Document 11, pp. 3 et 4
- (iii) B-0079, GM-L, Document 9, pp. 3 et 4
- (iv) R-3837-2013, B-0327, Gaz Métro-19, Document 4, question 13.4.
- (v) R-3837-2013, B-0138, Gaz Métro-11, Document 14, p. 4
- (vi) R-3837-2013, B-0138, Gaz Métro-11, Document 14, Annexe A, p. 1

Préambule :

(i)

« L'augmentation de la masse salariale de 5,3 M\$ (b) s'explique par une inflation moyenne des salaires de 2,7 %, par l'augmentation de personnel justifiée par le chevauchement de postes en vue de départs à la retraite de l'ordre de 1,1 M\$ et, tel que démontré dans l'exercice de balisage du secteur des technologies de l'information (GM-N, Document 19, Annexe 2A), par une croissance des ressources de ce service de 1,4 M\$ afin de faire face aux enjeux de cyber-sécurité, aux innovations infonuagiques et au remplacement de systèmes vieillissants, le tout partiellement compensé par la réduction du temps supplémentaire de 1,1 M\$ (sans inflation). »(Nous soulignons)

« L'augmentation des autres dépenses de 5,1 M\$ est principalement composée de :

i) une croissance des services professionnels de 2,3 M\$ (d) expliquée par :

- a. les frais de consultants pour la réalisation des projets TI (1,6 M\$),
- b. l'entretien du réseau (0,4 M\$), principalement pour l'inspection de la conduite Champlain Bécancour,
- c. la gestion de la notoriété et de l'image de marque de l'entreprise et l'implantation de la nouvelle identité (0,6 M\$),
- d. divers projets réglementaires (0,3 M\$),

atténuée par :

- e. la diminution des honoraires liés à un dossier traité par l'Office national de l'énergie et à la fin de certains mandats avec des consultants en remplacement de ressources internes (-0,6 M\$);

ii) une augmentation des droits d'utilisation de 1,5 M\$ (e) expliquée par les projets prévus au cours de l'exercice et le rehaussement et l'ajout de licences Microsoft; »

(iii)

« Le logiciel en tant que service, aussi nommé Software as a Service (« SaaS ») est un nouveau modèle d'exploitation commerciale informatique qui gagne en popularité ces dernières années. Selon ce modèle, les logiciels sont hébergés sur des serveurs détenus par un tiers et accessibles à distance plutôt qu'installés sur l'appareil de l'utilisateur, d'où leur appellation de solutions « infonuagiques ». À l'instar des entreprises dans les secteurs des télécommunications, de la santé, des services financiers, des assurances et gouvernementaux, les utilités publiques réglementées délaissent les solutions basées sur des logiciels détenus pour se tourner vers celles de type infonuagique. Les avantages des solutions de type infonuagique sont nombreux autant pour l'utilité publique que pour ses clients :

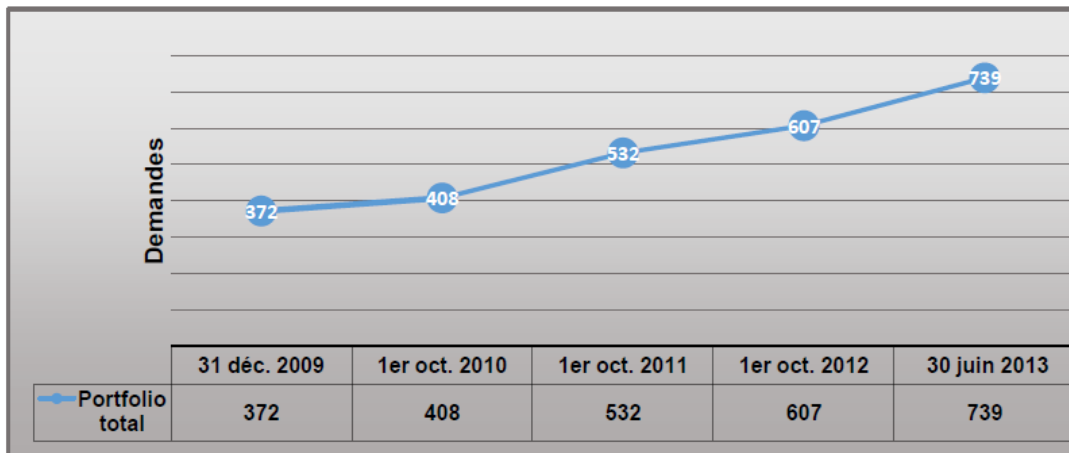
- réduction des coûts;
- fiabilité, flexibilité et sécurité accrues;
- suivi de l'innovation technologique facilité; et
- mises à jour qui minimisent les interruptions commerciales. »

(v)

« Ajout net de 9,5 nouveaux postes cadres à la gestion de l'information dont 1 responsable de la gestion de stockage qui a déjà été comblé en 2013. Les 8,5 autres postes sont composés de 5 programmeurs, requis afin de maintenir un niveau de service adéquat, 1 poste d'analyste fonctionnel et 1 poste d'analyste d'affaires tous deux liés au surplus de demandes et 1 architecte de solution afin de soutenir l'architecture d'entreprise. De plus, 1 poste bureau (représentant centre d'appels) a été aboli alors qu'un poste cadre temporaire de 6 mois est requis pour le projet Windows 7. Il importe à ce titre de souligner que bien que Gaz Métro ait à faire face à des défis de taille afin de rattraper le retard accumulé au niveau des projets tel que démontré précédemment, les embauches prévues auront comme ultime résultat de positionner les équipes TI de Gaz Métro exactement au même niveau de ressources que ses pairs de l'industrie. Veuillez trouver à l'annexe B du présent document une étude d'un consultant externe qui démontre clairement que Gaz Métro ne bénéficie actuellement pas du même nombre de ressources TI que ses pairs pour faire face aux mêmes défis. »

(vi)

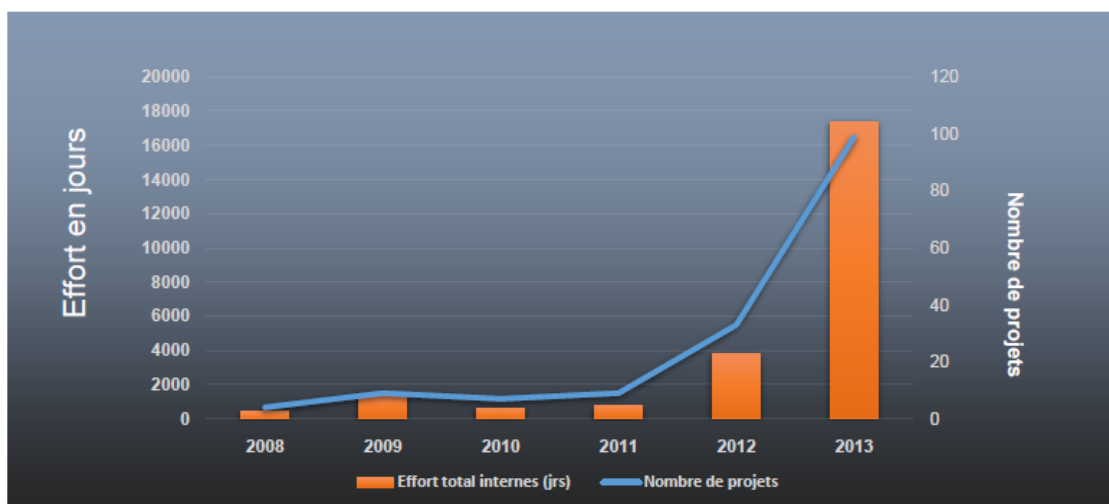
VARIATION DU PORTFOLIO DES DEMANDES DE PETITS PROJETS



Sur une période de 42 mois, le portfolio des demandes de petits projets a augmenté de plus de 98 %. (Équivalant à une moyenne de 28 % par année)

L'objectif serait à tout le moins de maintenir le niveau absolu au fil des années.

DEMANDES DE PROJETS D'ENVERGURE EN ATTENTE DE RÉALISATION



Depuis 2008, il y a une accumulation de plus de 161 projets totalisant plus de 24 000 jours d'efforts par des ressources internes en attente de réalisation. (Une moyenne de 4000 jours d'efforts par année).

À ce rythme, ce retard devient extrêmement difficile à récupérer. En 2011 et 2012 il y avait un moratoire sur les demandes afin de prioriser le projet Héritage.

La FCEI constate une croissance budgétaire de 4,5 M\$ en lien avec les technologies de l'information, soit 1,4 M\$ en ressources internes, 1,6 M\$ en services professionnels et 1,5 M\$ en projets et frais de licences. Selon Énergir, l'ajout de postes permettrait d'établir un niveau de ressources internes comparable à celui de ses pairs.

En 2013, Gaz Métro demandait également des ressources additionnelles afin de rattraper le retard accumulé en développement lors de la période du mécanisme incitatif 2007-2012. Les ajouts de ressources internes devaient permettre à Gaz Métro de se situer à un niveau de ressources internes comparables à ses pairs.

Questions :

- 3.1 Veuillez ventiler le montant de 1,4 M\$ en besoin de ressources additionnelles entre cyber-sécurité, innovations infonuagiques et remplacement de systèmes vieillissants.

Réponse :

Le secteur des technologies de l'information (TI) est confronté à différents enjeux et défis. Parmi ceux-ci, la cybersécurité, les innovations infonuagiques et le remplacement de systèmes vieillissants représentent des domaines qui nécessiteront des efforts et des initiatives au cours des prochaines années, comme présenté dans les résultats de l'exercice de balisage (voir GM-N Document 19, Annexe 2A).

Comme présenté aux lignes 13 à 22 de la pièce B-0112, GM-N, Document 20, p.13, des besoins spécifiques à la cybersécurité sont prévus. Ceux-ci représentent environ 0,7 M\$ des besoins en ressources additionnelles demandées. Le reste de la main-d'œuvre supplémentaire, soit environ 0,7 M\$, œuvrera au soutien aux applications, à l'intelligence d'affaires, au bureau de projets, aux services aux utilisateurs, à la sécurité opérationnelle et à la coordination des infrastructures. Bien qu'il soit difficile de ventiler distinctement et précisément l'apport de ces ressources à chacun des deux autres enjeux des TI, ces additions permettront certainement d'adresser les défis amenés par les innovations infonuagiques et le remplacement de systèmes vieillissants.

- 3.2 Veuillez indiquer si ces besoins sont ponctuels ou récurrents.

Réponse :

Le déploiement de la stratégie globale de cybersécurité se poursuivra au cours des prochaines années. Les coûts qui y sont associés seront récurrents et seront ajustés en fonction des besoins et de la complexité grandissante des enjeux de cybersécurité.

Les autres besoins mentionnés reliés aux enjeux des innovations infonuagiques et du remplacement de systèmes vieillissants permettront à Énergir de réaliser les projets et les initiatives requises pour mener à bien ses activités et seront également récurrents au cours des prochaines années.

- 3.3 Veuillez élaborer sur les enjeux de cyber-sécurité et indiquer en quoi ils diffèrent de ceux existant au cours des deux dernières années.

Réponse :

Il est à noter que lorsqu'Énergir utilise l'expression cybersécurité elle réfère à la fois à se prémunir contre les brèches de sécurité et aux cyberattaques.

À l'instar des autres utilités publiques évoluant dans le secteur de l'énergie, Énergir doit composer avec la croissance soutenue des enjeux de cybersécurité depuis quelques années. Les informations suivantes, tirées de source externes indépendantes, illustrent une telle croissance récente dans le secteur de l'énergie :

- Le 11 février 2016, la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) a mis sur pied un groupe de travail (Cyber Security Working Group – CSWG) afin de définir un cadre visant à assurer la protection des données personnelles et la fiabilité des réseaux de distribution pour les consommateurs d'énergie².
 - Le 6 décembre 2017, le document Ontario Cyber Security Framework³ a été publié, des amendements ont été proposés et la version officielle est en vigueur depuis le 15 mars 2018⁴. L'OEB a de plus formé un forum ainsi qu'un comité afin d'assurer l'évolution continue du cadre.
- Le 24 mars 2017, le 'Houston Chronicle' publiait un reportage mentionnant que selon le département américain du Homeland Security le secteur de l'énergie avait subi en 2016 plus de 59 incidents de cybersécurité, soit une hausse de 33% comparativement à l'année précédente⁵.
- Le 27 juin 2017, le 'Electric Light&Power' rapportait que parmi 150 spécialistes du secteur de l'énergie, plus de 75% d'entre eux rapportent des bris de sécurité. De plus, les pirates avaient auparavant des activités de « reconnaissances » de failles, alors qu'ils réalisent maintenant des activités malveillantes⁶.
- Le 6 septembre 2017, le 'USA Today' déclarait que depuis le début de l'année plusieurs entreprises de l'énergie sont victimes d'attaques informatiques⁷.
- Selon Verizon, globalement en 2017, près de 5% de tous les incidents identifiés sont constitués de brèches de sécurité, c'est-à-dire des tentatives d'intrusion. Le total des incidents provenant des entreprises de l'énergie n'est pas aussi élevé que les autres industries, mais 50% de leurs incidents résultent en brèches de sécurité. Les incidents de cybersécurité, c'est-à-dire les cyberattaques, sont quant à eux définitivement en croissance et les brèches de sécurité sont en plus forte croissance⁸.

Une tendance se dégage des multiples analyses disponibles, c'est-à-dire que les enjeux liés à la cybersécurité sont de plus en plus fréquents et de plus en plus complexes. L'initiative mise de l'avant par l'OEB illustre bien l'intérêt des régulateurs et leur volonté d'assurer la

² EB-2016-0032, Protecting Privacy of Personal Information and the Reliable Operation of the Smart Grid in Ontario

³ EB-2016-0032, Ontario Cyber Security Framework version [1.0], 6 décembre 2017

⁴ EB-2016-0032, Notice of amendments to Codes, 15 mars 2018

⁵ <https://www.houstonchronicle.com/business/article/Hackers-increase-attacks-on-energy-sector-11026522.php>

⁶ <https://www.elp.com/Electric-Light-Power-Newsletter/articles/2017/06/the-energy-and-utilities-sector-remains-vulnerable-to-hackers.html>

⁷ <https://www.usatoday.com/story/tech/news/2017/09/06/dozens-power-companies-breached-hackers-cybersecurity-researcher-says/638503001/>

⁸ Verizon 2017 Data Breach Investigation Report, 10th edition. <http://verisonenterprise.com/verizon-insights-lab/dbir/2017>

protection des consommateurs et la fiabilité des services. Énergir soumet que la Régie a recherché une assurance similaire à l'égard de la sécurité des données personnelles dans le cadre du dossier R-4014-2017⁹. Ainsi, Énergir doit faire face à ces enjeux et compte le faire notamment par le maintien et le déploiement de mesures de sécurité internes et par l'intermédiaire des éditeurs de solutions de type « logiciel en tant que service » (infonuagique). Ces derniers offrent un environnement répondant aux plus hautes normes de cybersécurité. Ceci s'explique par le fait que ces éditeurs possèdent les capacités financières pour recruter les spécialistes et mettre en place les meilleurs outils assurant une meilleure réponse aux enjeux de cybersécurité. De plus, les services infonuagiques offrent des niveaux de service qui répondent en partie aux besoins d'Énergir en cybersécurité.

Outre leur contribution importante à la réponse aux enjeux de cybersécurité, il est à noter que le recours aux solutions infonuagiques n'entraîne pas systématiquement une réduction de coûts spécifiques aux Technologies de l'information du distributeur dans le cadre de projets d'implantation de solution infonuagiques, toutefois Énergir soumet qu'au sein de l'entreprise des économies demeurent présentes. À titre d'exemple, pour le projet de mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (CRM), des économies de main-d'œuvre correspondant à 6 postes de commis et/ou agents ventes se réaliseront par attrition naturelle entre l'an 3 et 5 suivant la réalisation du Projet.

Une solution infonuagique comme Salesforce apporte une plus grande flexibilité qu'une solution sur site considérée comme classique. Pour les solutions infonuagiques une personnalisation de la solution n'aboutit que rarement à du développement. En effet, ces plateformes sont construites d'une telle manière que l'ajout d'objets, de champs, de règles d'affaires, d'écrans de saisie intégrés aux objets déjà existants sont facile à mettre en œuvre et ne nécessitent pas de développement. D'ailleurs, la solution Salesforce comme solution de marché offre nativement des fonctionnalités complètes accessibles sur différentes plateformes notamment les plateformes mobiles. Aucune installation n'est nécessaire pour une solution de type Salesforce.

De plus, les mises à niveau sont incluses dans les frais d'abonnement. Toutefois une telle solution nécessite la réalisation des essais d'acceptation chez le distributeur pour être mise en place. Il est à noter que puisque les mises à niveau sont faites par le fournisseur hors de l'environnement d'Énergir, les interruptions commerciales sont considérablement réduites. Considérant ce qui précède, Énergir soumet qu'il est réaliste d'anticiper d'autres réductions de coûts au sein de l'entreprise en lien avec les prochains déploiements de solutions infonuagiques. Ces économies, non quantifiées actuellement, pourront être confirmées lorsque les analyses plus détaillées seront finalisées.

La mise en place de mesures pour protéger les consommateurs et assurer la fiabilité du réseau par l'implantation de mesures internes de cybersécurité et de solutions infonuagiques requiert une expertise différente que celle requise par les logiciels classiques. Énergir est dans une période de transition qui devrait durer pendant la période nécessaire pour remplacer les systèmes vieillissant. Ainsi, Énergir devra maintenir les deux modes applicatifs (solutions « sur-site/on premise » ou en d'autres mots classiques, et solutions infonuagiques) pour assurer la réponse aux besoins de sa clientèle et de l'entreprise. Durant cette période le distributeur devra conserver et maintenir l'ensemble des plateformes, peu importe le mode.

⁹ R-4014-2017, A-0005, Demande de renseignement no 1 de la Régie, question 1.2

Dans ce contexte Énergir a besoin de main-d'œuvre additionnelle tout en veillant à la transformation, voire la conversion du personnel déjà en place.

3.4 Selon la référence (iii), l'un des avantages de l'infonuagique est la réduction des coûts. Veuillez indiquer quelles sont les réductions de coûts attendues par Énergir avec à la mise en place de solutions de type infonuagique?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3.

3.5 Veuillez indiquer comment l'infonuagique permet d'accroître la fiabilité, la flexibilité et la sécurité;

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3.

3.6 Veuillez indiquer quels sont les avantages pour Énergir que le suivi de l'innovation technologique soit facilité. Cela permet-il de réduire les ressources qu'Énergir doit consacrer à cette tâche?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3.

3.7 Veuillez indiquer si les mises à jour (qui minimisent les interruptions commerciales) remplacent des mises à jour qu'Énergir aurait dû faire si elle n'avait pas eu recours à la solution infonuagique. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3.

3.8 Veuillez expliquer en quoi l'infonuagique entraîne des besoins de main-d'œuvre additionnels. Veuillez indiquer si ces besoins sont permanents.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.3.

3.9 Veuillez présenter les coûts réels ou prévus pour le remplacement de systèmes existant pour les années 2017 à 2019. Veuillez expliquer la croissance prévue en 2019.

Réponse :

Les besoins d'innovation et le vieillissement des systèmes sont des inducteurs importants des projets informatiques. Le remplacement de systèmes existants est un élément central du rôle du secteur des technologies de l'information. Cependant, il ne représente pas un axe de suivi de coûts pour lequel Énergir compile spécifiquement des données historiques ou projetées; les dépenses en technologie de l'information étant suivies par secteurs (combinant tous types de besoin) plutôt que par types de besoin (mise niveau, remplacement, etc.). Conséquemment, considérant les délais qui seraient nécessaires pour répartir les dépenses par type de besoin, Énergir n'est pas en mesure de présenter les coûts réels ou prévus spécifiquement pour le remplacement de systèmes existants pour les années 2017 à 2019.

À titre indicatif, Énergir anticipe globalement une évolution de ses activités. Au cours des dernières années, le distributeur procédait davantage à des mises à niveau de ses systèmes, c'est-à-dire à du rattrapage technologique. Alors que pour 2019, et les années subséquentes, les attentes à l'égard des technologies de l'information excéderont les mises à niveau. En effet, ces dernières n'étant plus suffisantes pour palier au vieillissement d'un certain nombre de systèmes essentiels aux opérations d'Énergir et auquel le distributeur palliera progressivement au cours des prochaines années en mettant en place des solutions de remplacement et en s'assurant que le profil des ressources TI soit adapté à cette évolution¹⁰.

3.10 Veuillez présenter les coûts réels ou prévus en frais de consultants pour la réalisation des projets TI pour les années 2017 à 2019. Veuillez expliquer la croissance prévue en 2019.

Réponse :

En M\$	Réel 2017	Projection 2018	Budget 2019	Variation 2019 vs 2018
Frais de consultants non capitalisables pour réalisation des projets TI	1,2	0,8	2,4	1,6

La croissance prévue en 2019 est expliquée à la réponse de la question 3.11.

3.11 Veuillez indiquer si le besoin additionnel de 1,6 M\$ est associé à un ou des projets TI en particulier et si oui, veuillez les identifier et décrire la nature des services de consultation requis.

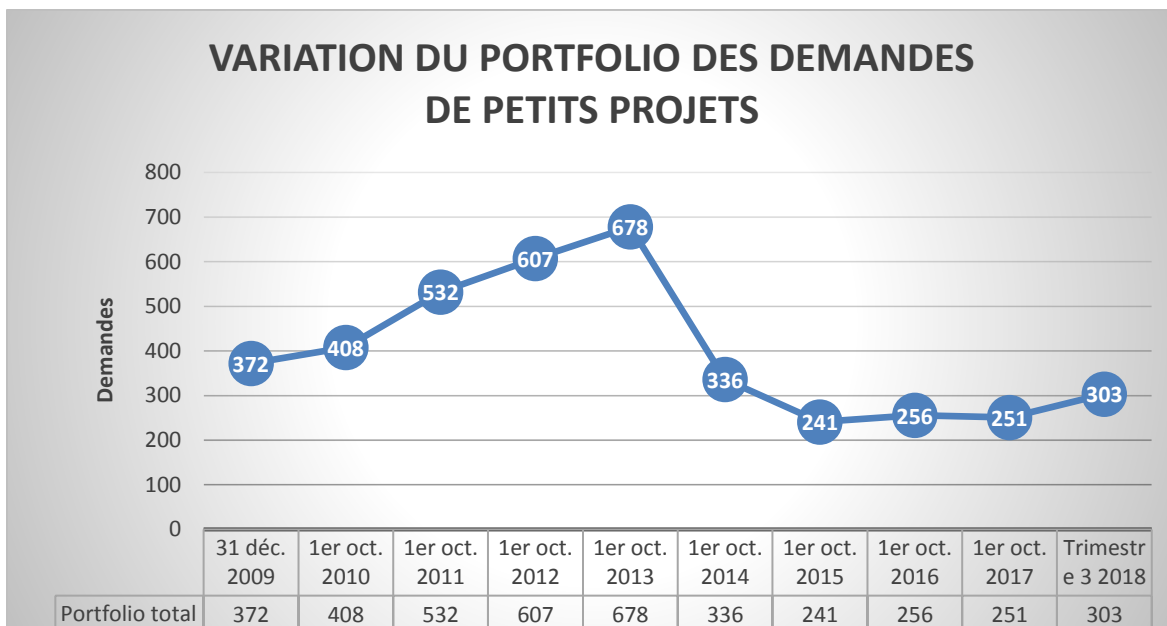
¹⁰ B-0174, GM-N, Document 19, Annexe 2A page 11

Réponse :

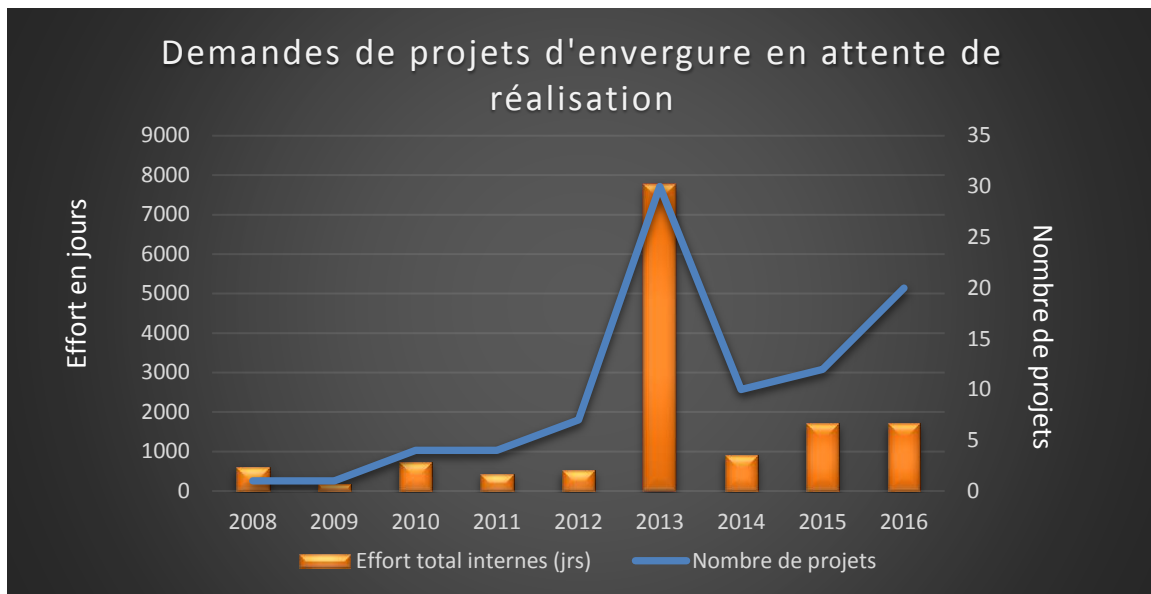
Comme indiqué dans la pièce B-0112, GM-N, Document 20, p.12, l. 30, les besoins additionnels sont principalement dus au projet CRM qui doit se terminer au cours de l'exercice financier 2019 et qui entraînera des frais non capitalisables relatifs à la fin du projet. Les autres projets composant la variation sont le déploiement de la nouvelle solution de mobilité, le projet transmission - contrôle de la végétation, la mise à niveau de l'application DC2009 (Metretek) à la nouvelle version PowerSpring (pour les compteurs en téléométrie), la mise à niveau d'Office 365 et la mise à niveau d'InIn.

Les services de consultation requis seront, par exemple, les coûts liés à la formation, la communication et la gestion du changement.

- 3.12 Veuillez mettre à jour les graphiques de la référence (vi) pour y inclure les années 2014 à 2017 et, si l'information existe, 2018 et 2019.

Réponse :

À partir de l'année 2014, on constate que le niveau du portfolio de demandes de petits projets s'est maintenu, tel que l'objectif visé à la présentation du graphique original en 2013 dans la pièce R-3837-2013, B-0138, Gaz Métro-11, Document 14, Annexe A, p. 1.



Étant donné un changement dans le suivi des données de projets chez Énergir, l'information requise pour mettre à jour le graphique de demande de projets d'envergure en attente de réalisation n'est disponible que jusqu'en 2016. À ce moment, un total de 89 projets, cumulant 14 549 jours d'efforts, étaient en attente de réalisation. Depuis 2014, le nombre de projets à prioriser connaît une hausse constante ainsi que du retard dans le démarrage des projets.

3.13 Veuillez présenter l'évolution du PMO en services TI de 2012 à 2019.

Réponse :

PMO moyen par année ⁽¹⁾

Direction des technologies de l'information	R 2012	R 2013	R 2014	R 2015	R 2016	R 2017	P 2018	B 2019
Total	71	80	83	90	92	99	106	123

(1): Représente le nombre moyen d'employés. Le directeur du service est exclus, les salaire de la direction étant payés dans le secteur Talents et Gouvernance

Dépenses – Notoriété et changement de nom

Question 4

Références :

- (i) R-3837-2013, B-0139, Gaz Métro-11, Document 15, pp. 11 et 12.
- (ii) B-0104, GM-N, Document 11, p. 3
- (iii) B-0112, GM-N, Document 20, p. 11

Préambule :

(i)

En 2014, Gaz Métro demandait une hausse budgétaire marquée pour sa campagne de positionnement.

« a) Services professionnels :

B2014: 4 984

k\$

À la direction Marketing, un montant de 3 503 k\$ est prévu pour les offensives de positionnement telles que: campagne, placements médias, médias sociaux, nouveau site web; pour les stratégies commerciales (envois postaux, dépliants, événements, foires commerciales, droits, etc.) ainsi que pour les droits d'utilisation de banque de photos (banque d'intervenants influenceurs et refonte site web) - entente de deux ans. Les besoins en lien avec les mesures de performance (sondages et analyses) et le développement des affaires nécessiteront 163 k\$, le développement des marchés 173 k\$ et les activités de positionnement 54 k\$. L'application du règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPEDE) requiert 25 k\$ alors que le projet de consultation dans le cadre de la consultation gouvernementale sur les enjeux énergétiques en demande 40 k\$. »

[...]

Variation B 2014 vs B2013 et/ou P2013 38 39

d) Services professionnels :

P2013 vs B2013 : 1 295 k\$

B2014 vs P2013 : (11) k\$

Année importante de redéfinition sur le plan gouvernemental (énergie, industrie, transport, changements climatiques); il est donc important de positionner le gaz naturel et ses avantages pour le développement du Québec et par le fait même protéger les actifs

de Gaz Métro et sa croissance. La haute direction a approuvé la nécessité de la campagne de positionnement, débutée en 2013. »

(ii)

Énergir indique une hausse des services professionnels de 0,6 M\$ pour la gestion de la notoriété et de l'image de marque de l'entreprise et l'implantation de la nouvelle identité.

(iii)

« Les besoins supplémentaires pour l'exercice 2019 sont principalement composés d'un montant d'environ 840 k\$ à la direction Marketing et innovation lié à la campagne de changement de nom ainsi qu'un montant de 285 k\$ pour des frais d'experts à la direction Réglementation et tarification. »

Questions :

Veillez présenter les dépenses historiques ou projetées liées à l'image/notoriété/positionnement/identité de Gaz Métro de 2013 à 2019.

Réponse :

Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses liées à l'image / la notoriété / le positionnement / l'identité d'Énergir de 2013 à 2019:

Dépenses liées à l'image/notoriété/positionnement/identité Énergir (000 \$)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	réel	réel	réel	réel	réel	4-8	budget
Campagne de positionnement	2 093 \$	2 445 \$	2 717 \$	1 944 \$	2 988 \$	3 555 \$	4 357 \$
Gestion de la marque	95 \$	170 \$	71 \$	122 \$	271 \$	209 \$	133 \$
Changement d'identité - opérations (flotte, vêtement, etc.)	n/a	n/a	n/a	n/a	15 \$	658 \$	733 \$
Changement d'identité - support (TI, frais légaux, etc.)	n/a	n/a	n/a	n/a	33 \$	445 \$	25 \$
Total	2 188 \$	2 616 \$	2 788 \$	2 065 \$	3 307 \$	4 866 \$	5 248 \$

Gaz Métro est devenue Énergir, le nouveau Gaz Métro à l'automne 2017. Ce changement d'identité était nécessaire afin de refléter l'évolution de l'entreprise.

Les campagnes de positionnement des dernières années ont permis à nos clients et à la population en général de mieux comprendre la nature des activités de Gaz Métro (maintenant Énergir) :

- Notoriété dans le domaine du gaz naturel;
- Développements et valorisation du gaz naturel renouvelable;
- Valorisation de l'efficacité énergétique;
- Etc.

Ainsi, le changement d'identité du Distributeur reflète désormais le fait que les activités et les produits reliés au gaz naturel ont évolué et sont modernes, et font partie de la transition énergétique amorcée au Québec.

Les budgets en lien avec le changement d'identité sont indissociables des activités de gestion de la marque et de campagne de positionnement. Il est donc difficile de traiter de façon isolée les budgets alloués aux changements d'identité, de ceux alloués à la campagne de positionnement et à la gestion de la marque.

Pour les exercices financiers 2016-2017 et 2017-2018, les coûts engagés et à venir pour les activités de campagne de positionnement et de gestion de la marque ont été assumés à même les enveloppes budgétaires des dépenses d'exploitation autorisées par la Régie, dans le cadre du processus d'allégement réglementaire.

Les dépenses prévues à la Cause tarifaire 2018-2019 semblent toutefois plus élevées que les deux années précédentes puisque le changement de nom du Distributeur a eu lieu à l'automne 2017. Ainsi, au cours de l'année financière 2016-2017, des activités préparatoires au changement d'identité ont eu lieu une partie de l'année, tandis que les données associées à l'année financière 2017-2018, reflètent les dépenses reliées aux activités préparatoires et des dépenses engagées et prévues à la suite du changement de nom, à l'automne 2017. L'année financière 2018-2019, quant à elle, reflète les dépenses prévues à la suite du changement d'identité, pour une année complète.

Énergir est présente et disponible auprès de sa clientèle sur le territoire québécois. Cette présence étendue requiert que la transformation soit déployée sur l'ensemble de la franchise. Ainsi, les coûts de changement d'identité reliés aux opérations ont été étalés, de façon progressive, sur plus d'un exercice financier afin de réduire l'impact sur les activités de l'entreprise. Ces sommes ont été, entre autres, consacrées au changement au niveau du lettrage des véhicules, au remplacement de certains vêtements d'employés, casques et autres. Afin d'éviter des coûts pour la clientèle, Énergir s'est assurée de bien coordonner le remplacement de ces items et prévoit également continuer de le faire dans les prochaines années. Par exemple, seulement le lettrage de certains véhicules a été effectué et Énergir ne prévoit pas remplacer le lettrage de l'ensemble des véhicules. Dans sa décision, la durée de vie des véhicules est prise en compte.

Quant aux coûts support relatifs au changement d'identité, ils sont prévus majoritairement durant l'exercice financier 2017-2018 et représentent principalement des coûts légaux et informatiques.

- 4.1 Pour les années 2017 à 2019 veuillez présenter le détail de ces dépenses, expliquer à quoi les sommes ont été consacrées et justifier la hausse demandée en 2019.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 4.1

4.2 Veuillez identifier les budgets consacrés spécifiquement au changement d'identité pour les années 2017-2018 et 2018-2019 et en justifier l'évolution.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 4.1.

4.3 Veuillez réconcilier les montants présentés aux références (ii) et (iii).

Réponse :

Le montant de 600 k\$ de la référence (ii) représente la variation des dépenses de services professionnels en lien avec la gestion de la notoriété, de la marque de l'entreprise, ainsi que l'implantation de la nouvelle identité pour l'ensemble de la daQ, alors que le 840 k\$ de la référence (iii) est associé à la direction Marketing seulement. En effet, parmi les services professionnels prévus en 2018 dans le cadre du changement d'identité, certains ne seront pas requis pour l'exercice 2019 dans des secteurs autres que le Marketing, par exemple, pour les services de consultants pour les systèmes informatiques (courriels et autres applications) et les frais légaux.

Achats de GNR

Question 5

Références :

- (i) B-0164, GM-T, Document 3, p. 17 réponse 5.2
- (ii) B-0034, GM-H, Document 1, p. 69
- (iii) D-2015-107

Préambule :

(ii)

« À l'hiver 2018, la Ville de Saint-Hyacinthe a commencé à produire du GNR qui est, en partie, acheté par Énergir. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan d'approvisionnement 2019-2022 en fonction des projections de production pour les prochaines années. Énergir planifie que d'autres approvisionnements en GNR deviendront disponibles sur l'horizon du plan. »

(iii)

« [72] Selon la formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable produit par la Ville, Gaz Métro achètera le gaz au prix du marché de la fourniture du gaz naturel, auquel seront ajoutés les coûts évités relatifs au transport, à la compression et à l'acquisition de droits d'émissions prévues au RSPEDE. Elle précise qu'en s'approvisionnant localement, elle évitera de payer ces coûts qu'elle aurait eu à payer à Dawn.

[73] Gaz Métro soutient que la formule proposée se veut simple, équitable et neutre au niveau des coûts pour l'ensemble de la clientèle.

[75] La Régie est d'avis qu'il y a lieu d'approuver la formule d'établissement du prix d'achat du gaz naturel renouvelable produit par la Ville. »

Questions :

5.1 Veuillez indiquer le prix d'achat prévu pour le GNR provenant de Saint-Hyacinthe de même que pour les autres achats en franchise.

Réponse :

L'information demandée est déposée sous pli confidentiel, veuillez-vous référer à la colonne 5 de la pièce B-0128, GM-Q, Document 12.

5.2 Veuillez indiquer dans les deux cas s'il s'agit de contrat à prix fixe ou à index.

Réponse :

Il s'agit de contrat à prix fixe ajusté annuellement pour refléter l'inflation. Tel que précisé à la pièce B-0188, GM-Q, Document 1, section 6, ces prix sont établis conformément à la méthodologie proposée dans le dossier R-4008-2017.

5.3 Veuillez indiquer dans les deux cas s'il le prix est fixé sur la base de la grille de tarif de rachat garanti.

Réponse :

Comme il s'agit de deux producteurs subventionnés, le prix est fixé en appliquant la grille de tarif de rachat garanti (« TRG ») proposée dans le dossier R-4008-2017, au Tableau 3 de la section 2.2.1 de la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1.

5.4 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que les achats hors territoire sont négociés de gré à gré indépendamment du tarif de rachat garanti.

Réponse :

Le prix du GNR pour les achats auprès de producteurs non subventionnés, est fixé selon un contrat de gré à gré entre Énergir et le fournisseur. C'est le cas pour les achats auprès de la Ville d'Hamilton présentés à la pièce B-0127, GM-Q, Document 12.

5.5 Si les achats auprès de la ville de Saint-Hyacinthe sont basés sur un prix supérieur de celui défini à la référence (iii), veuillez justifier de payer un tarif supérieur au coût évité tel que défini par la Régie. Dans un scénario, veuillez indiquer si le prix supérieur au coût évité est assorti d'une obligation pour la ville de livrer le gaz qu'elle ne consomme pas à Énergir?

Réponse :

L'hypothèse prise au moment de faire la Cause tarifaire 2018-2019 est que les modalités entourant l'achat et la vente de GNR, proposées dans le dossier R-4008-2017, à la pièce B-0022, Gaz Métro-1, Document 1, ont été acceptées.

Toutefois, dans le contrat d'achat-vente de biométhane conclu entre Énergir et la Ville de Saint-Hyacinthe, il est spécifié que le prix d'achat est déterminé d'après le coût évité mais qu'il pourra être révisé afin de mettre en application le TRG, le tout étant conditionnel à l'approbation de la Régie.

Dans ce même contrat, Énergir s'engage à acheter l'entièreté des volumes de GNR produits par la Ville de Saint-Hyacinthe à l'exception des quantités consommées par la ville pour une période de 20 ans.

5.6 Veuillez indiquer si les contrats d’approvisionnement autres que celui avec Saint-Hyacinthe garantissent les livraisons à Énergir? Sinon, veuillez élaborer sur les obligations des fournisseurs.

Réponse :

Les obligations des fournisseurs dans le cadre de contrats d’approvisionnement sont telles que définies au contrat. Ces contrats prévoient généralement une quantité fixe avec livraison garantie à Énergir à un lieu, un prix et une date fixe. Par contre, certains contrats, comme ceux en GNR, définissent une quantité maximale quotidienne. Ainsi, la livraison quotidienne réelle peut varier en fonction de certaines contraintes opérationnelles du fournisseur.

Disposition du CFR solution informatique pour la gestion des approvisionnements gaziers**Question 6****Références :**

- (i) R-4024-2017, B-0193, Énergir-26, Document 1, p. 9
- (ii) R-4024-2017, B-0193, Énergir-26, Document 1, p. 4
- (iii) B-0080, GM-L, Document 10, p. 3

Préambule :

Selon la référence (i), l'impact tarifaire projeté sur 10 ans du projet est de 19,6 M\$ alors que ce l'impact tarifaire initialement prévu était de 20,1 M\$.

(ii)

« Énergir a conclu, à la suite de l'analyse des options disponibles sur le marché, que l'alternative résidait dans la version 12c des applications Webforms et Report d'Oracle (« Diamant 2K »). En effet, Énergir a obtenu la confirmation qu'Oracle déploierait et maintiendrait cette version jusqu'en 2023. La solution alternative Diamant 2K s'avère dorénavant être la seule solution en mesure d'assurer la réalisation du projet conformément au cadre financier autorisé, et ce, malgré un report additionnel. »

La FCEI comprend de la référence (iii), que le projet a engendré des coûts inutilisables de l'ordre de 10 à 11 M\$.

Questions :

- 6.1 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que les coûts inutilisables identifiés à la référence (iii) sont pris en compte dans le calcul de l'impact tarifaire sur 10 ans de 19,6 M\$ présenté à la référence (i).

Réponse :

Les coûts inutilisables ont été pris en compte dans le calcul de l'impact tarifaire présenté à la référence (i). Cependant, leur amortissement était prévu sur 10 ans, comme pour les autres coûts du projet, approuvés par la décision D-2015-207 de la Régie.

La disposition des coûts inutilisables sur 1 an a été proposée pour la première fois dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 présentée à la référence (iii).

6.2 Veuillez expliquer que l'impact tarifaire projeté à 19,6 M\$ incluant des coûts inutilisables de l'ordre de 10 à 11 M\$ soit inférieur à l'impact tarifaire « initialement » prévu de 20,1 M\$ lequel ne contient aucun coût inutilisable.

Réponse :

L'impact tarifaire « initial » de 20,1 M\$¹¹ était généré à la fois par des investissements de 17,7 M\$¹² et par des coûts d'exploitation nets récurrents significatifs¹³. Le scénario actuel prévoit une hausse des investissements, passant à 19,3 M\$ (tel que présenté à la référence (i)), mais prévoit également des coûts d'exploitation récurrents inférieurs. La solution Oracle étant conservée, très peu de coûts annuels additionnels seront nécessaires pour la maintenance des applications. Ainsi, la baisse des dépenses d'exploitation récurrentes de la nouvelle solution alternative a un effet à la baisse sur les tarifs des clients et compense la hausse tarifaire à la suite de la hausse des investissements initiaux. Ceci explique l'impact tarifaire revu à la baisse à la référence (i).

6.3 Depuis quelle date la version 12c des applications Webforms et Report d'Oracle existe-t-elle?

Réponse :

Selon les informations publiées par Oracle, la version 12c d'Oracle Forms et Reports est disponible depuis octobre 2015. Il est à noter que le nom de l'application est Forms et non Webforms.

6.4 Veuillez indiquer depuis quelle date Gaz Métro est au fait qu'Oracle déploierait et maintiendrait cette version jusqu'en 2023.

Réponse :

En avril 2017, Énergir a recherché une solution alternative qui lui permettrait d'assurer l'atteinte des objectifs du projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers autorisé par la décision D-2015-207. C'est donc en avril 2017 qu'Énergir a obtenu la confirmation qu'Oracle déploierait la version 12c des applications Forms et Reports et que cette version serait maintenue jusqu'en 2023.

6.5 Veuillez indiquer à quelle date Oracle a rendu publique son intention de supporter cette version jusqu'en 2023. Veuillez produire la référence à cet effet.

Réponse :

Énergir ne sait pas à quelle date Oracle a rendu publique son intention de supporter les deux applications jusqu'en 2023. Comme mentionné précédemment, c'est en avril 2017 qu'Énergir a obtenu la confirmation que ces deux applications seraient maintenues jusqu'en 2023.

¹¹ R-3942-2015, B-0028, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 2, p. 1, l. 26.

¹² R-3942-2015, B-0028, Gaz Métro-1, Document 1, p. 15, Tableau.

¹³ R-3942-2015, B-0028, Gaz Métro-1, Document 1, Annexe 1, p. 1, l. 23.

Équilibrage

Question 7

Références :

- (i) B-0119, GM-Q, Document 4, p. 1
- (ii) R-3987-2016, B-0142, Gaz Métro-15, Document 4, p. 1

Préambule :

La comparaison des références (i) et (ii) montre une évolution importante du facteur P (ligne 8) entre 2017-2018 et 2018-2019.

Questions :

7.1 Veuillez présenter le calcul du facteur P pour chaque tarif et pour les références (i) et (ii).

Réponse :

Le facteur P utilisé lors de l'établissement du taux d'équilibrage d'un client pour une année donnée, au 30 septembre, correspond à sa pointe de l'année précédente.

Au moment de la cause tarifaire, les facteurs P proviennent eux aussi des données réelles des clients qui ont un taux d'équilibrage personnalisé. Donc, les informations présentées à la ligne 8 des documents en référence (Consommation journalière de pointe) sont les sommes réelles des pointes des clients aux tarifs D₃, D₄ et D₅.

Pour le tarif D₁, les facteurs A, H et P sont d'abord déterminés pour les clients qui ont un taux d'équilibrage personnalisé, ainsi que le volume annuel projeté pour ces clients. Ensuite, un ratio du volume total des clients au tarif D₁ sur le volume des clients à taux personnalisé est calculé et appliqué aux facteurs A, H et P des clients à taux personnalisé de façon à obtenir les facteurs A, H et P de l'ensemble des clients au tarif D₁.

La méthode d'évaluation des paramètres A, H et P des clients ayant un taux personnalisé a évolué entre les Causes tarifaires 2017-2018 et 2018-2019.

Pour la Cause tarifaire 2017-2018, un historique de consommation sur 12 mois a été extrait pour les 4 paliers supérieurs à 109 500 m³/jour¹⁴. Les A et H ont été obtenus directement à partir de l'historique réel et une approche théorique a été utilisée pour estimer le P, basée sur une régression linéaire de l'historique mensuelle de consommation en fonction des degrés-jours mensuels observés pour la période. Un ratio du volume total des clients au tarif D₁ sur

¹⁴ Les clients avec un taux personnalisé sont ceux dont le volume est supérieur à 75 000 m³. Lors de la Cause tarifaire 2017-2018, les informations au tarif D₁ étaient disponibles uniquement par palier tarifaire. L'information distincte de 75 000 m³ à 109 500 m³ n'était donc pas séparable pour le palier de 36 500 m³ à 109 500 m³. De ce fait, seulement les consommations mensuelles pour les blocs de paliers à partir de 109 500 m³ ont été utilisées.

le volume des clients à taux personnalisé (la somme des volumes pour les 4 paliers supérieurs) a été calculé et appliqué aux A, H et au P évalués en fonction de l'historique. Voici le calcul du facteur P pour les clients au D₁ pour l'année 2017-2018 :

- a) Clients D₁ avec volume annuel > 109 500 m³ (somme des 4 paliers).
- (1) Σ volume annuel projeté des clients = 1 248 898 182 m³/an
 - (2) P (estimation avec régression linéaire) = 9 634 000 m³/jour
- b) Clients D₁ totaux :
- (3) Σ volume annuel projeté de tous les clients D₁ = 2 498 159 266 m³/an
 - (4) Ratio du volume total/volume des clients à taux personnalisé = (3)/(1) = 2,00029
 - (5) P = (2)*(4) = 19 270 799 m³/jour

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Cause tarifaire 2017-2018	Volume projeté m ³ /an	A m ³ /jour	H m ³ /jour	P m ³ /jour
Clients D ₁ avec volume annuel > 109 500 m ³	1 248 898 182	3 421 639	5 874 968	9 634 000
<i>Ratio du volume total/volume des clients à taux personnalisé</i>	<i>2,00029</i>			
Total pour l'ensemble des clients D ₁	2 498 159 266	6 844 272	11 751 643	19 270 799

Pour la Cause tarifaire 2018-2019, la méthode a été raffinée comparativement à la cause tarifaire précédente. L'information par client étant disponible, les paramètres A, H et P par clients ayant un taux personnalisé ont pu être utilisés. Voici les calculs pour les clients au D₁ pour la Cause tarifaire 2018-2019.

- a) Clients D₁ avec volume annuel > 75 000 m³ (5 964 clients à taux personnalisé).
- (1) Σ volumes annuels projeté des clients = 1 432 147 783 m³/an
 - (2) P (Σ P réel des clients) = 14 881 444 m³/jour
- b) Clients D₁ totaux:
- (3) Σ volumes annuels projeté de tous les clients D₁ = 2 621 993 871 m³/an
 - (4) Ratio du volume total/volume des clients à taux personnalisé = (3)/(1) = 1,83081
 - (5) P = (2)*(4) = 27 245 131 m³/jour

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Cause tarifaire 2018-2019	Volume projeté m ³ /an	A m ³ /jour	H m ³ /jour	P m ³ /jour
Clients D ₁ avec volume annuel > 75 000 m ³	1 432 147 783	4 243 918	6 954 746	14 881 444
<i>Ratio du volume total/volume des clients à taux personnalisé</i>	<i>1,83081</i>			
Total pour l'ensemble des clients D ₁	2 621 993 871	7 769 818	12 732 835	27 245 131

7.2 Veuillez expliquer la croissance importante du facteur P en 2018-2019.

Réponse :

Les données réelles utilisées afin de déterminer les facteurs A, H et P pour la Cause tarifaire 2018-2019 ont été extraites au 28 février 2018 et celles pour 2017-2018 au 31 décembre 2016. Les données réelles sont pour les 12 derniers mois à partir de la date d'extraction. Donc, les données réelles sont issues de périodes différentes.

Le mois le plus froid pour la Cause tarifaire 2018-2019 a eu 107 degrés-jours de plus que le mois le plus froid pour la période utilisée pour la Cause tarifaire 2017-2018. Le tableau suivant détaille les degrés-jours pour les deux périodes de référence.

Cause tarifaire	2017-2018	2018-2019	Différence	
<i>Période utilisée</i>	<i>1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016</i>	<i>1^{er} mars 2017 au 28 février 2018</i>		
Degrés-jour total	2 955	3 148	193	+6,5 %
Degrés-jours maximum des 12 mois	607 (janvier 2016)	714 (janvier 2018)	107	+17,6 %

Un mois beaucoup plus froid a un impact à la hausse sur la consommation mensuelle maximale observée sur l'hiver, mais également sur le multiplicateur applicable aux clients à lecture mensuelle dans la détermination du facteur P. Toutes choses étant égales par ailleurs, ceci générera donc un P plus élevé pour l'année 2018-2019 que celui observé pour l'année 2017-2018.

En plus de l'effet climatique, la variation de la demande entre les deux années explique également une partie de la croissance des paramètres. La demande normale projetée au tarif D₁ pour la Cause tarifaire 2018-2019 est majorée de 5 % comparativement à celle projetée pour la Cause tarifaire 2017-2018.

Énergir tient à préciser qu'une erreur d'évaluation des facteurs A, H et P pour un client au tarif D₃ s'est produite, modifiant conséquemment le tarif d'équilibrage pour l'année 2018-2019. Cette correction a amené la croissance du facteur P pour les clients au tarif D₃, le facteur P est passé de 1 718 000 à 1 118 000 m³/jour.

Considérant que le revenu requis demeure le même, le détail du calcul du tarif d'équilibrage est présenté dans le tableau ci-dessous.

Les pièces révisées pour tenir compte de cette correction seront présentées lors de la réévaluation des tarifs suite à la décision de la Régie sur le présent dossier.

CALCUL DES PRIX D'ÉQUILIBRAGE BUDGET 2018-2019

Coûts d'équilibrage									
		Incluant GAC ⁽¹⁾							
		Avant modification			Après modification				
1	Coûts d'équilibrage se rapportant à la "pointe" (000 \$) :	68 596	39,3%	68 596	39,3%				
2	Coûts d'équilibrage se rapportant à l' "espace" (000 \$) :	106 117	60,7%	106 117	60,7%				
3	Coûts totaux d'équilibrage (000 \$)	174 713	100,0%	174 713	100,0%				
Facteurs de consommation									
		D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC	TOTAL	Note
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
4	Nombre de clients (#)	208 431	266	104	31	44	3	208 879	
5	Volumes annuels É (10 ⁶ m ³)	2 622	252	2 784	167	99	33	5 958	
6	A = Cons. journalière moy. annuelle (10 ³ m ³ /jr)	7 770	690	7 645	390	276		16 772	
7	H = Cons. journalière moy. de l'hiver (10 ³ m ³ /jr)	12 733	771	8 293	403	393		22 592	
8	P = Consommation journalière de pointe (10 ³ m ³ /jr)	27 245	1 118	10 720	512	774		40 370	
9	Facteur "pointe" (P - H) (10 ³ m ³ /jr)	14 512	348	2 426	110	382		17 778	
10	Facteur "espace" (H - A) (10 ³ m ³ /jr)	4 963	80	648	13	116		5 820	
Calcul des prix d'équilibrage avant modification									
11	Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							385,8	(2)
12	Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 823,2	(3)
		D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
13	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	146 482	2 803	21 179	654	3 595	126	174 838	(4)
14	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	5,587	1,111	0,761	0,391	3,617		2,935	
Ajustement des taux pour la génération des revenus									
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A, H et P et les volumes projetés.									
15	Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							409,3	
16	Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 934,1	
		D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
17	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	5,926	1,181	0,798	0,467	3,837	0,399		
18	Prix minimum (¢/m ³)							(5,299)	
19	Prix maximum (¢/m ³) (prix d'équilibrage établi selon un profil de consommation de 20 % de CU (R-4018-2017, GM-M, Document 1))							9,560	
Calcul des prix d'équilibrage après modifications									
Prix minimum fixé à -1,561 ¢/m ³ et prix maximum fixé à 7,638 ¢/m ³ (selon D-2011-194)									
20	Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							385,8	(5)
21	Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 823,2	(6)
		D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
22	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	146 482	2 803	21 179	654	3 595	126	174 838	(7)
23	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	5,587	1,111	0,761	0,391	3,617		2,935	
Ajustement des taux pour la génération des revenus									
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A, H et P et les volumes projetés.									
24	Taux "pointe" (¢/m ³ /jr)							418,8	
25	Taux "espace" (¢/m ³ /jr)							1 978,8	
		D ₁	D ₃	D ₄	D ₅ volet A	D ₅ volet B	GAC		
26	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m ³)	6,063	1,208	0,816	0,477	3,925	0,408		
27	Prix minimum (¢/m ³)							(1,561)	
28	Prix maximum (¢/m ³)							7,638	

7.3 Veuillez justifier que les clients du tarif D5 volet A paie un tarif d'équilibrage positif?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.5.

7.4 Veuillez expliquer que le facteur P de ces clients soit supérieur à leur facteur A.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.5.

7.5 Veuillez confirmer que le nombre de jours d'interruption pour ces clients est fixé de manière à ce qu'ils ne consomment jamais à la pointe.

Réponse :

Les volumes de la clientèle au service interruptible ne sont pas considérés lors de la détermination de la demande continue en journée de pointe. Énergir ne détient donc pas d'outil d'approvisionnement pour répondre à leur demande en journée de pointe. Ainsi, les clients interruptibles sont effectivement interrompus en journée de pointe, sauf si le nombre maximum de jours d'interruption a été atteint.

Le nombre maximum de jours d'interruption est établi à la cause tarifaire de façon à s'assurer que, dans tous les cas de figure, les clients interruptibles au volet A peuvent être interrompus. Il est à noter que les clients au Volet B ont un nombre maximum de jours fixé à 20 ou 30 jours, selon le palier tarifaire. Sommairement, considérant les outils d'approvisionnement définis pour l'année financière, un plan d'approvisionnement est simulé en supposant un hiver très froid avec les conditions climatiques les plus froides des 30 dernières années pour chacun des mois. Le nombre de jours d'interruption constaté pour chaque palier définit le nombre maximum applicable pour la cause.

Malgré le fait que les clients interruptibles ne sont pas desservis lors de la journée de pointe d'un point de vue approvisionnement gazier, d'un point de vue tarifaire, ils utilisent tout de même les outils d'équilibrage définis sous la portion Pointe, soit P-H. Les coûts de ces outils sont définis comme ceux répondant à la demande au-dessus de la moyenne journalière d'hiver de l'ensemble de la clientèle (H) et non uniquement à la journée de pointe. Les clients interruptibles sont donc présents certaines journées (sur les 151 jours d'hiver) où la demande totale excède la valeur H.

Afin de considérer le fait que les clients peuvent être interrompus, les facteurs A, H et P sont modifiés pour tenir compte du nombre maximum de jours d'interruption. Ces ajustements sont d'ailleurs décrits aux *Conditions de service et Tarif* et ont pour effet d'établir les facteurs A et H d'un client comme s'il avait été interrompu le nombre maximum de jours d'interruption. Pour le facteur P il s'agit d'une reconnaissance que ces clients ne sont pas présents en journée de pointe. Les facteurs modifiés sont les suivants pour une année non bissextile :

$$A \text{ mod} = \frac{A}{(365 - J_{\text{réel}})} \times (365 - J_{\text{max}})$$

$$H \text{ mod} = \frac{H}{(151 - J_{\text{réel}})} \times (151 - J_{\text{max}})$$

$$P \text{ mod} = \frac{P}{72} \times \text{Maximum} [72 - J_{\text{max}} ; 0]$$

- Où A = Volume journalier moyen sur la période de référence de 365 jours, après transposition
- H = Volume journalier moyen sur la période de référence de 151 jours, après transposition
- P = Volume journalier maximum observé sur la période de référence de 151 jours, après transposition
- J_{max} = Nombre maximum de jours d'interruption prévu pour l'année tarifaire
- J_{réel} = Nombre réel de jours d'interruption pour la période considérée
- 72 = Nombre de jours de hiver où la demande projetée pour l'ensemble de la clientèle excède la moyenne journalière d'hiver (H) (Valeur pour l'année tarifaire 2018-2019)

Cette méthodologie a été présentée à la pièce R-3529-2005, SCGM-11, document 2 et approuvée par la Régie avec la décision D-2004-196.

Puisque les facteurs A, H et P modifiés sont établis en considérant la consommation réelle du client interruptible sur la période de référence, il y aura donc une valeur positive pour ces facteurs¹⁵, à l'exception du facteur P qui pourrait être égal à 0 si le nombre maximum de jours d'interruption fixé excède 72.

Les facteurs A, H et P étant calculés pour chaque client, la variation de consommation chez les clients entre les années de référence aura un impact direct dans la variation des facteurs.

D'autre part, les ajustements sur les facteurs A, H et P influencent grandement le calcul des paramètres Pointe (P-H) et Espace (H-A). Plus spécifiquement, le facteur d'ajustement sur le calcul du facteur P est tributaire de deux éléments :

- le nombre de jour maximum; et
- le nombre de jours d'hiver où la demande projetée pour l'ensemble de la clientèle excède la moyenne journalière d'hiver (H).

¹⁵ La transposition peut résulter en des valeurs négatives pour le H.

Le tableau suivant détaille les paramètres pour les années 2017-2018 et 2018-2019, ainsi que l'impact de ces deux éléments sur le calcul du facteur d'ajustement appliqué à la consommation maximale observée sur la période de référence pour chaque client.

	CT 2018-2019		CT 2017-2018	
# jours où demande totale >H	72		76	
Sous-tarif	# maximum de jours d'interruption	Facteur d'ajustement	# maximum de jours d'interruption	Facteur d'ajustement
Volet A				
5.05	46	36%	67	12%
5.06	48	33%	68	11%
5.07	48	33%	71	7%
5.08	56	22%	73	4%
5.09	60	17%	80	0%
Volet B				
5.35	20	72%	20	74%
5.36	20	72%	20	74%
5.37	20	72%	20	74%
5.38	30	58%	30	61%
5.39	30	58%	30	61%

Considérant que les formules d'ajustement applicables aux facteurs A et P sont sur des bases différentes, le Pmod peut mathématiquement être supérieur au Amod. Ainsi, pour l'année 2018-2019, 63 clients se retrouvent avec un Pmod supérieur au Amod.

Les clients au Volet A du tarif D₅ ont, en moyenne un taux unitaire positif (0,477 ¢/m³) pour la Cause tarifaire 2018-2019, comparativement aux années antérieures. Toutefois, l'évaluation des prix par client montre que plus de 60 % ont un prix projeté personnalisé négatif.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Cédule mensuelle des branchements plastique direct 4/8 2018														
En milliers \$														
	Solde ouverture au 1er octobre 2017 (réel)	Plus : Intégration à la base des projets majeurs	oct-17	nov-17	déc-17	janv-18	févr-18	mars-18	avr-18	mai-18	juin-18	juil-18	août-18	sept-18
1 Valeur historique :	768 956	82												
2 Additions			4 290	4 129	4 021	5 711	1 957	1 684	2 849	2 591	4 204	5 045	3 891	7 320
3 Retraits			0	0	(342)	0	0	(305)	0	0	(305)	0	0	(305)
4 Solde de fin VH			773 328	777 457	781 136	786 847	788 804	790 183	793 032	795 623	799 522	804 566	808 457	815 472
5 Amortissement cumulé :	(348 977)													
6 Additions			(3 380)	(3 399)	(3 419)	(3 435)	(3 460)	(3 469)	(3 475)	(3 487)	(3 499)	(3 516)	(3 538)	(3 556)
7 Retraits			-	-	254	-	-	305	-	-	305	-	-	305
8 abandons et déviation			164	115	248	201	70	65	100	95	152	180	142	265
9 Solde de fin AC			(352 193)	(355 478)	(358 395)	(361 628)	(365 018)	(368 117)	(371 492)	(374 884)	(377 926)	(381 263)	(384 660)	(387 645)
10 Valeur nette			421 135	421 979	422 742	425 219	423 786	422 066	421 540	420 739	421 595	423 303	423 798	427 827

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Cédule mensuelle des branchements plastique direct Cause 2019														
En milliers \$														
	Solde ouverture au 1er octobre 2018 (4/8 2018)	Plus : Intégration à la base des projets majeurs	oct-18	nov-18	déc-18	janv-19	févr-19	mars-19	avr-19	mai-19	juin-19	juil-19	août-19	sept-19
11 Valeur historique :	815 472	693												
12 Additions			4 473	(231)	3 856	3 387	1 572	1 682	2 936	2 712	4 025	5 643	3 632	7 021
13 Retraits			0	0	(305)	0	0	(305)	0	0	(305)	0	0	(305)
14 Solde de fin VH			820 638	820 407	823 958	827 345	828 916	830 293	833 229	835 941	839 661	845 304	848 936	855 652
15 Amortissement cumulé :	(387 645)													
16 Additions			(3 590)	(3 609)	(3 620)	(3 636)	(3 650)	(3 657)	(3 663)	(3 676)	(3 689)	(3 705)	(3 728)	(3 745)
17 Retraits			-	-	305	-	-	305	-	-	305	-	-	305
18 abandons et déviation			159	146	134	120	57	58	106	100	147	180	134	251
19 Solde de fin AC			(391 076)	(394 540)	(397 721)	(401 236)	(404 830)	(408 124)	(411 682)	(415 257)	(418 494)	(422 019)	(425 614)	(428 803)
20 Valeur nette			429 562	425 867	426 237	426 108	424 086	422 169	421 548	420 684	421 167	423 285	423 322	426 849