
RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2018

PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 66 et 67;
 - (ii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0190](#), p. 4.

Préambule :

(i) « *En fonction des livraisons totales projetées pour l'année 2018-2019 de 5 992,5 106m³, la marge excédentaire de 10 % représenterait alors 1 642 10³m³/jour (=5 992,5/365 x 10 %). Comme mentionné à la pièce présentant la marge excédentaire en transport, pour les années 2018-2019 et 2019-2020, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacité de transport a priori pour répondre à la marge excédentaire autorisée. Pour les années 2020-2021 et 2021-2022, Énergir planifie le besoin d'une marge excédentaire annuelle de 660 10³m³/jour, soit 4,02 % des livraisons totales de l'année 2018-2019.* » [notes de bas de page omises]

(ii) À la diapositive 7, Énergir présente le processus de la prévision de la demande totale.

Demande:

1.1 Veuillez indiquer comment Énergir intègre la planification des besoins associés à la marge excédentaire dans son processus de la prévision de la demande totale, tel que présenté à la référence (ii), notamment aux fins de la détermination des outils d'approvisionnement, de la demande à la journée de pointe et de la demande pour l'hiver extrême. Si non, veuillez élaborer.

Le cas échéant, veuillez expliquer par un exemple chiffré l'application des besoins associés à la marge excédentaire établis pour les années 2020-2021 et 2021-2022, dans le cadre du processus de prévision de la demande du Distributeur.

Réponse :

La marge excédentaire n'est pas intégrée comme telle dans le processus de prévision de la demande. Les projets dont les probabilités de réalisation sont supérieures ou égales à 25% et inférieures à 50% se situent dans le scénario favorable de la prévision de la demande et servent aussi de base à la méthodologie d'élaboration de la marge excédentaire. Seuls les projets dont les probabilités de réalisation sont supérieures ou égales à 50% sont considérés dans le scénario de base de la prévision de la demande. La marge excédentaire est considérée dans le cadre de l'établissement de la quantité d'outils nécessaires pour répondre à la pointe. La marge excédentaire est ajoutée au résultat de la méthode d'établissement de la journée de pointe autorisée par la Régie.

2. Référence : Pièce [B-0170](#), p. 36.

Préambule :

« Énergir a utilisé les prix des « Futures » sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel. » [nous soulignons]

(ii) « Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de ce prix. »

Demande:

2.1 À la référence (i) veuillez indiquer s'il s'agit de contrats de change plutôt que de contrats d'échanges.

Réponse :

Énergir comprend que la Régie souhaite faire mention à la référence (ii) plutôt qu'à la référence (i) dans sa question.

Énergir confirme qu'il s'agit bien de contrats d'échange.

Le cas échéant, veuillez expliquer en quoi constituent les « *contrats d'échange* » dont la référence fait mention.

Réponse :

Le contrat d'échange est le terme français utilisé pour traduire les outils financiers tels que les « futures ».

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 78 et 79;
 - (ii) Pièce [B-0170](#), p. 83;
 - (iii) Pièce [B-0170](#), Tableau 28.

Préambule :

(i) « Depuis le dépôt de cette preuve en 2012, Énergir a effectué des améliorations à l'usine LSR qui se sont traduites par un ajout de précision relativement à la capacité des réservoirs.

Ainsi, chaque réservoir peut être rempli à 107,3 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 59,4 10⁶m³. De plus, les pompes se situent à 1,5 pied du fond de chaque réservoir. Le GNL se situant sous les pompes ne peut être facilement retiré et constitue de la capacité non utile. La capacité utile est donc de 105,8 pieds, ce qui correspond à un total gazeux de 58,6 10⁶m³. »

(ii) « Il est à noter qu'Énergir a intégré comme outil d'approvisionnement en pointe, la possibilité d'interrompre la liquéfaction du client GM GNL. La valeur de cet outil de pointe correspond au potentiel de liquéfaction quotidien prévu. »

(iii) Le tableau 28 présente les sources d'approvisionnement et leur débit journalier maximal.

Demande:

3.1 À la référence (iii), le débit journalier maximal associé à l'outil « *Interruption de liquéfaction GM GNL* » est de 297 10³m³.

Veillez présenter les détails permettant d'établir la valeur de l'outil de pointe correspondant au potentiel de liquéfaction quotidien prévu, tel qu'indiqué à la référence (ii).

Réponse : Comme le client GM GNL est en combinaison tarifaire et qu'il consomme une partie de ses volumes au tarif interruptible D₅, la valeur de l'outil de pointe correspondant au potentiel réel de liquéfaction est son volume souscrit (D₄) en service continu.

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 86;
 - (ii) Pièce [B-0170](#), p. 87;
 - (iii) Pièce [B-0170](#), p. 89;
 - (iv) Pièce [B-0170](#), p. 89, note de bas de page 25.

Préambule :

(i) « L'annexe 8 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2018-2019 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :

1. Achat d'une capacité de transport de 491 10³m³/jour depuis Empress du 1^{er} novembre 2018 au 31 mars 2019 à un prix de 10,99 ¢/m³ (2,90 \$/GJ);

2. Achat d'une capacité de transport de 491 10³m³/jour depuis Parkway (8,87 ¢/m³ ou 2,34 \$/GJ) combinée à une capacité de 498 10³m³/jour entre Dawn et Parkway (du 1^{er} novembre 2018 au 31 mars 2019 (0,19 ¢/m³ ou 0,05 \$/GJ). »

(ii) « La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,845 M\$, soit 0,08 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario 1 considérant la totalité des achats en FTLH Empress-GMIT EDA engendre des coûts légèrement inférieurs. Énergir a donc retenu ce scénario pour le plan d'approvisionnement de l'année 2019. En temps utile, Énergir réévaluera les diverses alternatives disponibles et retiendra la plus avantageuse pour la clientèle. »

(iii) « Il est à noter qu'Énergir a aussi choisi de ne pas renouveler deux contrats de transport M12 (Dawn-Parkway) qui viendront à échéance le 31 octobre 2019. Ces deux contrats non-renouvelés sont présentés aux lignes 28 et 30 de l'annexe 4, page 1. Plutôt que de renouveler ces contrats de transport, Énergir a plutôt choisi de les remplacer par des contrats d'échange Dawn-Parkway avec des tierces parties suite à un appel d'offre. Ainsi, deux contrats d'échange Dawn-Parkway ont été signés :

- Échange annuel de 792 10³m³/j (30 021GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,208 ¢/m³ (0,055 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,27 M\$
- Échange annuel de 686 10³m³/j (26 000GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de 0,152 ¢/m³ (0,04 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,13 M\$ » [notes de bas de page omises]

(iv) « Les économies sont estimées en comparant le coût annuel du contrat d'échange (438 307 \$ = 792 10³m³ * 365 jours * 0,208 ¢/m³) au coût annuel d'utilisation du M12 équivalent incluant le gaz de compression (1703 422 \$). »

Demandes:

- 4.1 Veuillez indiquer si Énergir a considéré parmi les alternatives d'approvisionnement possibles de la référence (ii), des contrats d'échange en capacité de transport ou en gaz naturel, tel que cité en exemple à la référence (iii), afin de déterminer la structure retenue pour l'année 2018-2019 présentée en référence (i). Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir n'a pas considéré cette alternative dans sa prévision puisqu'elle ne pouvait pas anticiper la disponibilité d'un tel contrat d'échange pour l'année 2018-2019 ainsi que les caractéristiques qui y seraient associées. Cependant, elle évaluera les différentes options disponibles lorsque viendra le temps de combler le besoin de capacité de transport déficitaire pour l'année 2018-2019 suite à la révision du besoin de pointe lors de l'exercice 0/12. Dans le cadre du rapport annuel pour l'année 2018-2019, Énergir exposera et justifiera les décisions qu'elle aura prises.

- 4.2 La Régie constate la possibilité d'une erreur dans l'établissement des économies estimées en référence (iv). Veuillez confirmer ces économies estimées en tenant compte de la citation en référence (iii).

Réponse :

Il y a effectivement erreur dans le calcul. La référence 25 aurait dû se lire :

*25 - Les économies sont estimées en comparant le coût annuel du contrat d'échange (602 672 \$ = $792 \text{ } 10^3 \text{ m}^3 * 365 \text{ jours} * 0,208 \text{ ¢/m}^3$) au coût annuel d'utilisation du M12 équivalent incluant le gaz de compression (1703 422 \$).*

Énergir corrige également deux données qui se retrouvent aux lignes 18 et 21 de la page en référence.

- Échange annuel de $792 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (30 021GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de $0,208 \text{ ¢/m}^3$ (0,055 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,1 M\$.
- Échange annuel de $686 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (26 000GJ/j); échéance au 31 octobre 2023; taux fixe de $0,152 \text{ ¢/m}^3$ (0,04 \$/GJ); économies estimées en comparaison de l'utilisation du M12 : 1,1 M\$

Énergir dépose donc la pièce GM-H, Document 1 révisée à cet effet.

- 4.3 Veuillez expliquer, le cas échéant, les impacts possibles au niveau des nominations journalières et de la gestion des capacités en entreposage auprès de Union Gas en fonction de la stratégie de ne pas renouveler les deux contrats de transport M12 (Dawn-Parkway) et remplacer ceux-ci en de contrats d'échange Dawn-Parkway avec des tierces parties, tel que mentionné à la référence (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

Maintenant que le déplacement à Dawn est terminé et que le transport FTLH est réduit à 85 000 GJ/j, Énergir prévoit qu'elle aura toujours besoin de faire transporter au moins 56 021 GJ/j (30 021 + 26 000 GJ/j) entre Dawn et Parkway sur une base quotidienne, soit l'équivalent des deux contrats de transport M12 qui n'ont pas été renouvelés. Il n'y avait donc pas d'impacts notables, au niveau des nominations journalières et de la gestion des capacités en entreposage, à procéder à cet échange.

5. Références : (i) Pièce [B-0170](#), p. 80;
(ii) Pièce [B-0170](#), Annexe 7, p. 1.

Préambule :

- (i) Au Tableau 25 :

Cause tarifaire 2018-2019	Outils d'approvisionnement (TJ/jour) / Excédents (+) / Déficits (-)		
	Sans projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire (+25K)	Projet Intragaz (2020-2022)	Projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire
2018-2019	(18,65)	(18,65)	(18,65)
2019-2020	(24,13)	(8,83)	(8,83)
2020-2021	(10,33)	4,98	29,98
2021-2022	(5,54)	9,76	34,76

- (ii) Demande et source d'approvisionnement gazier, présentés sur une base mensuelle.

Demandes:

- 5.1 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (i) en présentant les données sur la base de m³/jour.

Réponse :

Le tableau a été mis à jour et modifié afin d'y inclure les différents scénarios impliquant le projet Intragaz et la marge excédentaire (voir le tableau ci-dessous et la réponse à la question 5.2).

Énergir dépose la pièce GM-H, Document 1 révisée à cet effet.

Cause tarifaire 2018-2019	Outils d'approvisionnement (10 ³ m ³ /jour) / Excédents (+) / Déficits (-)			
	Sans projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire (+25K)	Sans projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire ¹	Projet Intragaz (2020-2022) avec besoin marge excédentaire (+25K) ³	Projet Intragaz / sans besoin marge excédentaire ²
2018-2019	(492,1)	(492,1)	(492,1)	(492,1)
2019-2020	(637,0)	(637,0)	(233,1)	(233,1)
2020-2021	(272,5)	386,5	131,4	791,2
2021-2022	(146,3)	502,4	257,6	917,4

1. Trois dernières années à la pièce GM-T, Document 9, annexe Q-5.2, pages 4 à 6

2. Trois dernières années à la pièce GM-T, Document 9, annexe Q-5.2, pages 1 à 3

3. Cette colonne correspond au titre « Projet Intragaz (2020-2022) » dans la version originale

- 5.2 Veuillez déposer le plan d'approvisionnement, selon le format présenté à la référence (ii), pour chacun des scénarios présentés à la référence (i).

Veuillez également présenter et considérer le scénario « *Projet Intragaz / avec besoin marge excédentaire* ».

Réponse :

La seule différence entre les scénarios qui incluent la marge excédentaire comparativement à ceux qui ne l'incluent pas est le coût. En effet, à l'heure actuelle, la marge excédentaire n'est pas utilisée dans la mesure où aucun client ne l'a réservée. Par conséquent, la marge, qui fait partie des excédents d'outils d'approvisionnement, est vendue *a priori*, soit avant le début de l'hiver. Ainsi, les plans d'approvisionnement « avec marge » sont identiques aux plans d'approvisionnement « sans marge », à l'exception du coût d'acquisition de la marge et sa valeur prévue de revente. Ainsi, seuls les scénarios « sans marge excédentaire », avec et sans le projet Intragaz, sont déposés en annexe.

Pour les quatre plans avec le scénario « *Projet Intragaz* », ils correspondent aux plans de base de chacune des années du plan d'approvisionnement. Comme le plan de l'année 2018-2019 est celui qui est déposé à la pièce B-0202, GM-H, Document 1, Annexe 7, page 1, seuls les plans pour les trois dernières années ont été déposés. Veuillez vous référer à l'annexe Q-5.2, pages 1 à 3. Ces plans sont ceux déposés à la pièce B-0202, GM-H, Document 1, Annexe 15, seulement sous un format différent.

Pour les quatre plans avec le scénario « *Sans projet Intragaz* », comme le projet Intragaz n'est pas prévu avant 2019-2020, le premier plan est identique à celui qui est déposé à la pièce B-0202, GM-H, Document 1, Annexe 7, page 1. Seuls les plans pour les trois dernières années ont été déposés. Veuillez vous référer à l'annexe Q-5.2, pages 4 à 6. Ces plans sont ceux déposés à la pièce B-0202, GM-H, Document 1, Annexe 15, seulement sous un format différent.

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), p. 71;
 - (ii) Pièce [B-0170](#), Annexe 5;
 - (iii) Pièce [B-0170](#), Annexe 15, p. 3.
 - (iv) Pièce [B-0141](#), p. 7 et 8;
 - (v) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0201](#), réponse 19.1;
 - (vi) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0186](#), annexe 7.

Préambule :

(i) « Mis à part l'augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac, Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2019-2022 en supposant le maintien de l'ensemble de ses capacités d'entreposage. »

(ii) Contrats d'approvisionnement existants - Entreposage

(iii) « Énergir est d'avis que la valeur du projet s'évalue notamment par une comparaison avec la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il substitue à long terme. Dans ce cas-ci, l'outil que le projet permet de substituer à long terme est du transport FTSH sur le marché primaire. En effet, la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) permettrait d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

Ainsi l'évaluation de la valeur du projet estimée sur le long terme est assez simple à réaliser. Mis à part des effets relativement marginaux (base de tarification, gaz de compression, etc.), la valeur du projet se compare directement au coût annuel du transport FTSH, soit au taux actuel environ 4,3 M\$ (15 156 GJ/j * 0,7743 \$/GJ * 365 jours = 4,3 M\$). Puisque l'impact tarifaire annuel du projet est estimé à 1,4 M\$ comme présenté à la ligne du tableau précédent, les économies annuelles du projet seraient de l'ordre de 2,9 M\$ (4,3 M\$ - 1,4 M\$). »

(iv) « Le site de Pointe-du-Lac perd de son efficacité lorsqu'il n'est pas plein, c'est-à-dire que le débit maximal de retrait décline au fur et à mesure que l'inventaire diminue. Ainsi, en hiver, l'utilisation du site pour la flexibilité opérationnelle pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en pointe, car il pourrait en résulter une baisse d'inventaire et donc de capacité de retrait, ce qui réduit les outils disponibles en pointe. De plus, à certains moments en été, le site doit maintenir une pression qui nécessite de le conserver presque plein. »

(v) Graphique 4 - Demande après interruption et approvisionnement

(vi) Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015 (10³m³)

Demandes:

6.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Énergir a comparé la valeur et estimé les économies du projet d'Intragaz sur une base de 365 jours, soit au coût annuel du transport

FTSH, établit selon $(15\ 156\ \text{GJ/j} * 0,7743\ \text{\$/GJ} * 365\ \text{jours} = 4,3\ \text{M\$})$, tel que présenté à la référence (iii).

Veillez élaborer votre réponse en considération des caractéristiques du site de Pointe-du-Lac, tel que présenté à la référence (ii), notamment relatives aux critères de retrait et d'injection selon le niveau d'inventaire du site ainsi que les capacités maximales de retrait et d'injection définis.

Réponse :

Afin de déterminer les besoins en outils d'approvisionnement pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, Énergir calcule ce besoin en fonction de deux scénarios : le niveau d'outils requis pour répondre à la demande de pointe quotidienne et le niveau d'outils requis pour répondre à la demande d'un hiver extrême.

Dans le premier scénario, une demande de pointe quotidienne potentielle est calculée. Ceci permet de déterminer les outils requis pour répondre à la consommation quotidienne maximale des clients. L'apport des sites d'entreposage en franchise au total des outils disponibles pour répondre à cette demande de pointe est établi à leur débit maximal. Ainsi, en fonction de ce scénario, une hausse de la capacité de retrait maximale à Pointe-du-Lac permet de diminuer l'apport des autres outils pour répondre à la demande de pointe d'une capacité quotidienne équivalente (en l'occurrence, le transport FTSH).

Dans le deuxième scénario, un plan d'approvisionnement répondant à une demande prévue en hiver extrême est calculé. Cet exercice est nécessaire afin de vérifier que les outils pour répondre à la demande de pointe identifiée dans le scénario précédent peuvent également couvrir les besoins des clients en cas d'un hiver extrême. Dans ce second scénario, les retraits totaux du site de Pointe-du-Lac augmentent. Comme ils n'excèdent pas l'espace d'entreposage total, le projet permet de répondre au besoin d'outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême. Veuillez-vous référer aux réponses aux questions 8.1 et 8.2 pour plus de détails concernant l'effritement de Pointe-du-Lac avant et après le projet.

Au final, pour déterminer le niveau d'outils à détenir pour sécuriser l'approvisionnement des clients, Énergir retiendra la demande la plus élevée des deux scénarios calculés. Il est à noter que depuis 2013-2014¹, le scénario de la journée de pointe indique la quantité d'outils à détenir.

Ce sera aussi le cas pour les années prévues au plan d'approvisionnement 2019-2022. Comme le besoin à la journée de pointe est supérieur au besoin de l'hiver extrême, alors l'ajout de capacité de retrait à Pointe-du-Lac permet de réduire d'une façon équivalente les

¹ R-3837-2013, D-2013-179.

besoins de capacité de transport FTSH. Les économies prévues sont donc équivalentes à la réduction des outils de transport FTSH.

- 6.2 En vous référant à (iii) et (iv), veuillez élaborer en quoi la nouvelle capacité de retrait en franchise de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) à Pointe-du-Lac est comparable d'un point de vue opérationnel aux capacités de 400 000 m³/jour (15 156 GJ/j) en transport FTSH afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en pointe, notamment eu égard aux contraintes énoncées relatives à la flexibilité opérationnelle.

Réponse :

Le résultat issu de la méthode d'établissement de la demande en journée de pointe permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, que les outils contractés soient du transport FTSH ou de l'entreposage à Pointe-du-Lac, il n'y a pas de différence relativement à la sécurité d'approvisionnement, en autant que le total des outils permette de rencontrer la demande quotidienne de pointe.

Les contraintes énoncées relatives à la flexibilité opérationnelle n'ont pas d'impact sur l'aptitude de ces nouvelles capacités de retrait à répondre à la demande de pointe. Ces contraintes sont plutôt liées à l'utilisation planifiée du site de Pointe-du-Lac plutôt qu'à la capacité totale de retrait ou à l'espace d'entreposage du site.

Ainsi, au plan d'approvisionnement 2019-2022, Énergir ne prévoit pas l'utilisation du site de Pointe-du-Lac *a priori* pour répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle. En conséquence, les besoins de flexibilité opérationnelle à Dawn sont reliés uniquement à la variation quotidienne des nominations à Dawn. C'est donc le service STS et le site d'entreposage à Dawn qui ont la fonction d'assurer la flexibilité opérationnelle. Dans le cas où Énergir voulait planifier l'utilisation d'autres sites d'entreposage pour assurer ses besoins de flexibilité opérationnelle, il faudrait qu'une autre approche soit développée.

De plus, comme aucune capacité de retrait pour les sites d'entreposage en franchise n'est planifiée pour répondre aux besoins de flexibilité opérationnelle, alors la pleine capacité des sites d'entreposage en franchise est considérée pour répondre à la demande de pointe. Dans le cas où un outil d'entreposage, par exemple Pointe-du-Lac, était prévu *a priori* pour répondre à la flexibilité opérationnelle, un ajustement aux capacités de retrait dans le calcul des outils du plan d'approvisionnement pourrait être requis, sans quoi la sécurité d'approvisionnement pour la clientèle pourrait être compromise.

- 6.3 Veuillez déposer les données dans un fichier Excel reflétant les capacités quotidiennes en retrait actuellement disponibles au site d'entreposage à Pointe-du-Lac (m^3/jour et GJ/j), tel que présenté à la référence (ii).

Réponse :

Voir l'annexe Q-6.3

- 6.4 Veuillez mettre à jour et présenter au fichier Excel de la réponse précédente, les capacités quotidiennes en retrait selon le scénario d'une augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac découlant de la réalisation du projet Intragaz.

Réponse :

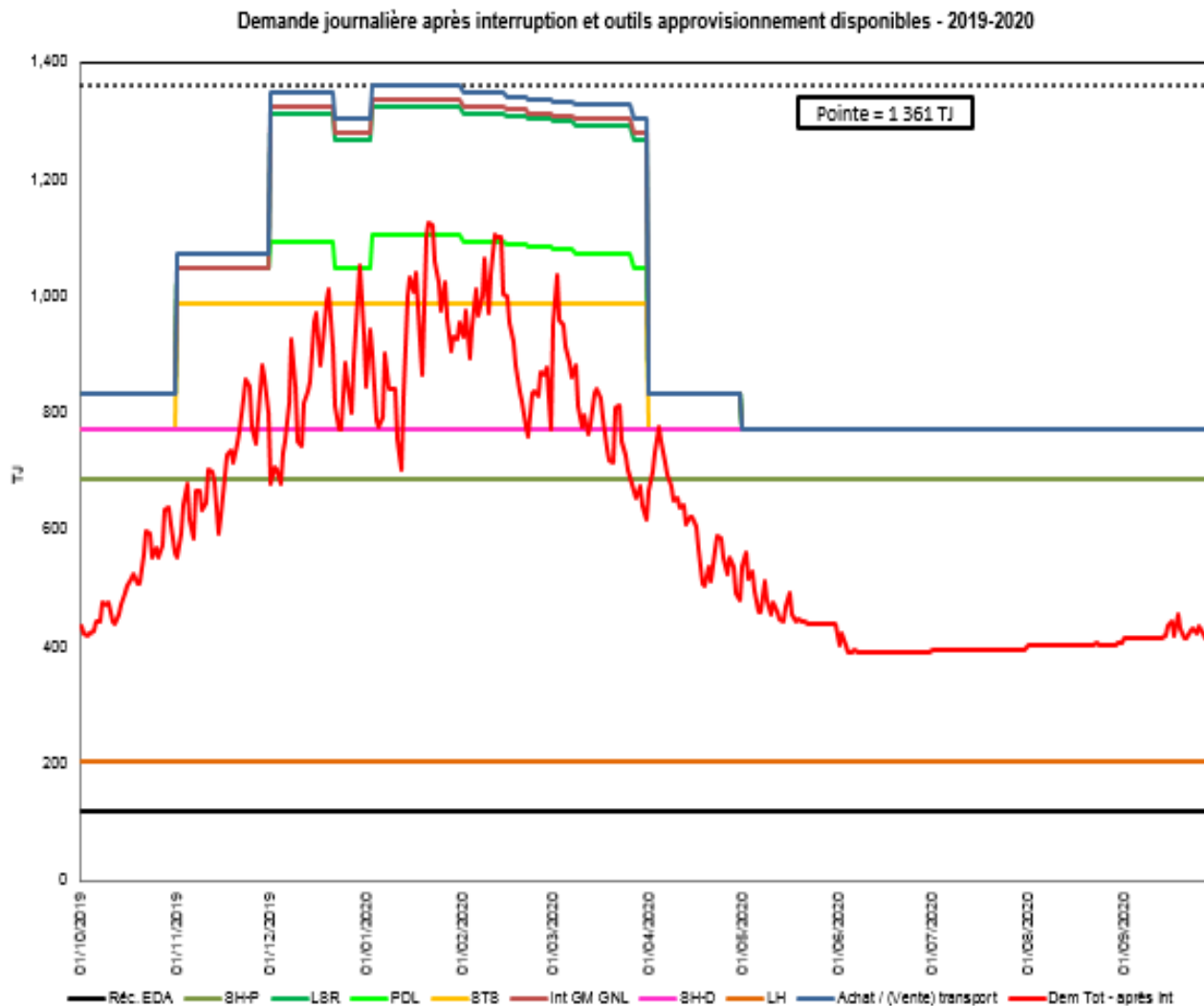
Voir l'annexe Q-6.4

- 6.5 Veuillez déposer un graphique, selon le format présenté à la référence (v), afin d'illustrer la contribution respective des outils d'approvisionnement du Distributeur pour l'année 2019-2020, selon le scénario d'une augmentation de la capacité d'entreposage à Pointe-du-Lac et de la réduction d'une capacité transport FTSH de 400 000 m^3/jour (15 156 GJ/j).

Veuillez également présenter au graphique une simulation de la demande gazière journalière prévue pour l'année 2019-2020.

Réponse :

Le graphique ci-dessous illustre la contribution respective des outils d'approvisionnement (selon le scénario demandé) et la demande gazière journalière (en rouge) pour l'année 2019-2020.



6.6 Veuillez déposer sous format Excel, la demande totale quotidienne prévue ainsi que les sources d’approvisionnement utilisées pour y répondre pour les périodes du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 ainsi que du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020, selon la nature et le format des informations présentés à la référence (vi).

Réponse :

Veuillez trouver à l’annexe Q-6.6, en format Excel, la demande totale quotidienne prévue et les sources d’approvisionnements pour les périodes demandées. Cependant, la nature et le format présenté est différent de ce qui avait été présenté en référence (vi). Le niveau de détail utilisé en mode « prévisionnel » ne permet pas de fournir exactement le même format qu’au Rapport annuel 2015, celui-ci étant produit à partir de données réelles. Le format utilisé

représente l'ensemble des éléments considérés dans l'évaluation des besoins journaliers (demande et approvisionnement).

- 6.7 Veuillez indiquer si Énergir a considéré au coût annuel de la capacité de 400 000 m³/jour (15156GJ/j) en transport FTSH, tel que présenté à la référence (iii), les revenus associés aux ventes de capacités excédentaires ou inutilisées pouvant être réalisées au cours de l'année.

Le cas échéant, veuillez déposer les revenus estimés et les considérer aux fins de détermination aux économies annuelles du projet Intragaz, présentement estimés à 2,9 M\$.

Réponse :

La référence (iii) présente la valeur annuelle du projet sur le long terme. Elle suppose qu'une capacité de 400 000 m³/j (15 156 GJ/j) sera soit décontractée, soit non contractée sur le long terme. Puisque cette capacité SH ne serait plus ou pas sous contrat, elle ne peut être revendue et ainsi générer un revenu de vente. Ainsi, il n'y a pas lieu de considérer les revenus associés aux ventes à l'analyse présentée à la référence (iii).

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0141](#), Tableau 1;
 - (ii) Pièce [B-0141](#), Section 3;
 - (iii) Pièce [B-0170](#), Annexe 15.

Préambule :

- (i) Le tableau 1 présente les différents types de valeur pouvant être générés par les sites d'entreposage utilisés par Énergir, comme suit:

	Réduction des outils de transport	Sécurité d'approvisionnement	Flexibilité opérationnelle	Protection contre la fluctuation des prix
Dawn	Non	Non	Oui	Oui
LSR	Oui	Oui	Retrait	Oui
Pointe-du-Lac	Oui	Oui	Partiel	Oui
Saint-Flavien	Oui	Oui	Non	Oui

- (ii) « Dans cette section, Énergir analyse les variations en cours de journée gazière afin de déterminer les capacités d'injection et de retrait requises à Dawn. Ces injections et retraits correspondent à la flexibilité opérationnelle requise. »

- (iii) À l'Annexe 15, Entreposage à Pointe-du-Lac, projet Intragaz

Demandes:

- 7.1 En vous référant à (i), veuillez indiquer sur quelle base Énergir a établi la valeur (qualitative et/ou quantitative) en « flexibilité opérationnelle » pour chacun des sites d'entreposage.

Réponse :

En fait, le tableau de la référence (i) indique le type de valeur potentielle pouvant être générée par chaque site d'entreposage. La valeur potentielle fait référence à l'usage possible de chaque site d'entreposage. Dans le tableau, l'appréciation du potentiel est dénotée de façon qualitative.

Par exemple, puisque le site de Pointe-du-Lac ne peut pas être utilisé en tout temps durant l'année, celui-ci ne pourrait fournir une valeur de flexibilité opérationnelle que « partiellement ». En effet, pour le site de Pointe-du-Lac, les injections et retraits sont restreints pendant la période estivale, ce qui élimine la valeur potentielle de flexibilité opérationnelle durant cette période de l'année.

- 7.2 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer comment Énergir a établi la valeur « *Retrait* » pour l'usine LSR ainsi que la valeur « *Partiel* » pour l'entreposage à Pointe-du-Lac.

Réponse :

Pour le site de Pointe-du-Lac, veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

Pour l'usine LSR, celle-ci pourrait potentiellement être utilisée pour répondre à des besoins de flexibilité opérationnelle, mais en retrait seulement.

En effet, comme la liquéfaction nécessite une certaine planification avant l'exécution, il n'est pas possible d'injecter sur demande en cours de journée. L'injection à l'usine LSR ne permet donc pas de combler un besoin de flexibilité opérationnelle.

- 7.3 Veuillez indiquer la contribution actuelle de l'entreposage à Pointe-du-Lac pour la flexibilité opérationnelle et plus particulièrement, dans le cadre des variations en cours de journée gazière.

Veuillez mettre à jour la section de la preuve en référence (ii) afin de présenter également, le fonctionnement des fenêtres de nominations de l'entreposage à Pointe-du-Lac en lien avec les besoins du Distributeur en flexibilité opérationnelle.

Réponse :

Dans la stratégie actuelle, aucune contribution en regard de la flexibilité opérationnelle n'est prévue pour l'utilisation du site de Pointe-du-Lac. Ainsi, comme indiqué en réponse à la question 6.2, la planification de l'utilisation du site de Pointe-du-Lac pour la flexibilité opérationnelle nécessiterait non seulement une modification de la méthode de calcul du besoin de flexibilité opérationnelle, mais également des modifications au calcul des outils du plan d'approvisionnement requis pour répondre à la journée de pointe ou à l'hiver extrême. Notamment, si l'utilisation de Pointe-du-Lac était requise pour un besoin autre que celui de répondre à la demande de pointe, l'apport de la capacité de retrait des outils requis pour répondre au besoin de pointe pourrait être remis en question, comme indiqué à la réponse à la question 6.2.

À l'occasion, le site de Pointe-du-Lac (de même que l'usine LSR ou les linepacks) peut être utilisé pour répondre à des besoins de flexibilité opérationnelle. Par exemple, lors d'une journée froide, les opérateurs pourront augmenter ou diminuer les retraits en cours de journée selon la demande réelle observée. Il s'agit toutefois là de circonstances particulières impossibles à prévoir de façon précise. Elles ne peuvent donc pas être considérées dans le cadre de l'exercice *a priori* qui est effectué afin de déterminer les outils qui permettront de répondre à la pointe.

La section 3 de la pièce B-0141, GM-H, Document 6, a été mise à jour en y ajoutant l'information sur les fenêtres de nominations pour Pointe-du-Lac.

- 7.4 En complément à la réponse de la question précédente, veuillez élaborer quant à la contribution de l'entreposage à Pointe-du-Lac pour la flexibilité opérationnelle et plus particulièrement, dans le cadre des variations en cours de journée gazière, selon le scénario de l'augmentation de la capacité d'entreposage découlant du projet Intragaz, tel que présenté à la référence (iii). Le cas échéant, veuillez fournir une évaluation quantitative de ces contributions.

Réponse :

En fonction des pratiques d'approvisionnement actuelles, l'apport additionnel pourrait être utile de façon circonstancielle, comme indiqué à la réponse à la question 7.3. Il n'est cependant pas possible de quantifier cet apport *a priori*.

- 7.5 Veuillez indiquer si les variations des capacités d'entreposage détenues chez Union Gas par Énergir (capacités en espace d'entreposage, en injection et en retrait) au cours des hivers 2013 à 2017 ont eu un impact sur l'utilisation de l'entreposage à Pointe-du-Lac et notamment, en termes de flexibilité opérationnelle et de la modulation des retraits en cours de journée gazière.

Le cas échéant, veuillez illustrer votre réponse à l'aide d'exemples concrets.

Réponse :

Les variations des capacités d'entreposage détenues chez Union Gas ne devraient pas avoir eu d'impact sur l'utilisation de l'entreposage à Pointe-du-Lac. Par contre, il est impossible d'isoler un tel effet potentiel puisque plusieurs autres facteurs (incluant la demande) influencent la variation de l'utilisation de l'entreposage à Pointe-du-Lac.

Comme indiqué précédemment, le site de Pointe-du-Lac peut être utile dans des situations particulières pour la flexibilité opérationnelle. Outre l'exemple fourni à la réponse à la question 7.3, le site de Pointe-du-Lac pourrait également être utile, encore une fois dans certaines situations, pour la flexibilité opérationnelle dans le cas où les retraits ou injections de fourniture étaient refusés à Dawn.

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0170](#), annexe 15, p. 2 et 3 ;
 - (ii) Pièce [B-0141](#), p.7 et 8 ;
 - (iii) Pièce [B-0141](#), p. 10.

Préambule :

(i) Énergir indique que selon les données fournies par Intragaz, la réalisation du projet permettrait d'accroître la capacité d'entreposage (volume utile) de 13 900 000 m³ et d'augmenter la capacité maximale de retrait de 400 000 m³/jour.

« L'augmentation associée de la capacité d'entreposage permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid. L'impact sur la valeur de la fourniture serait quant à lui négligeable puisque le site de Pointe-du-Lac est opéré de manière cyclique pendant l'hiver. Ainsi, le gaz « entreposé » à Pointe-du-Lac n'est pas du gaz principalement injecté en été et retiré en hiver. »

(ii) *« Le site de Pointe-du-Lac perd de son efficacité lorsqu'il n'est pas plein, c'est-à-dire que le débit maximal de retrait décline au fur et à mesure que l'inventaire diminue. Ainsi, en hiver, l'utilisation du site pour la flexibilité opérationnelle pourrait compromettre la sécurité d'approvisionnement en pointe, car il pourrait en résulter une baisse d'inventaire et donc de capacité de retrait, ce qui réduit les outils disponibles en pointe. De plus, à certains moments en été, le site doit maintenir une pression qui nécessite de le conserver presque plein. »*

(iii) Selon le tableau 1, le niveau de flexibilité opérationnelle du site Pointe-du-Lac reçoit la mention « partiel ».

Demandes:

8.1 En vous référant à (ii), veuillez indiquer comment l'augmentation de la capacité d'entreposage du site Pointe-du-Lac permettrait de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid sachant qu'il est exploité de manière cyclique pendant l'hiver.

Réponse :

Énergir comprend que la Régie souhaite faire mention à la référence (i) plutôt qu'à la référence (ii) dans sa question.

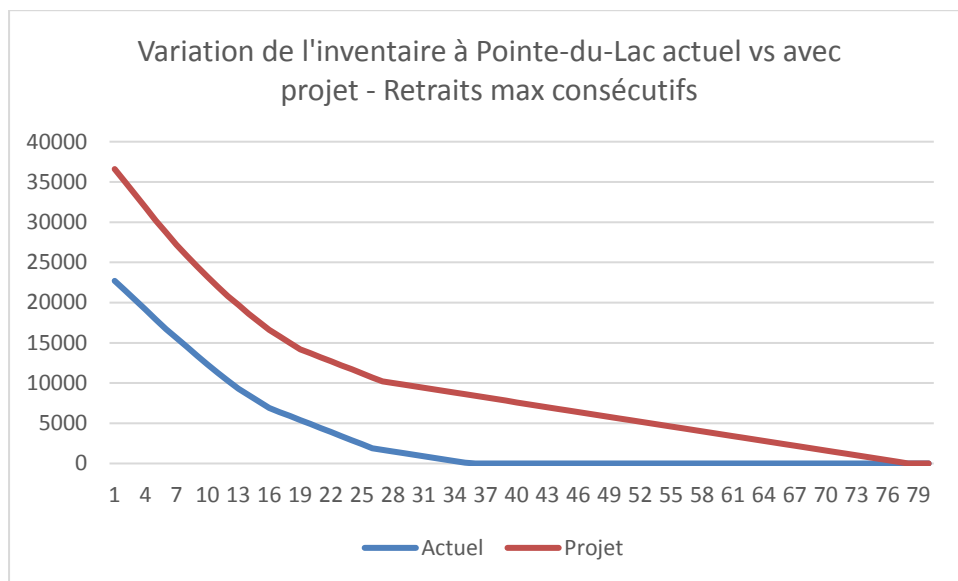
Énergir définit l'effritement, comme étant le rythme auquel la capacité de retrait diminue en fonction du solde de gaz emmagasiné.

Dans cette optique, l'augmentation de l'espace d'entreposage du site de Pointe-du-Lac permet un ralentissement de l'effritement du site dans l'éventualité d'une durée prolongée de journées froides, lors desquelles il n'est pas possible d'injecter du gaz naturel dans le site (autrement dit de le « cycliser »).

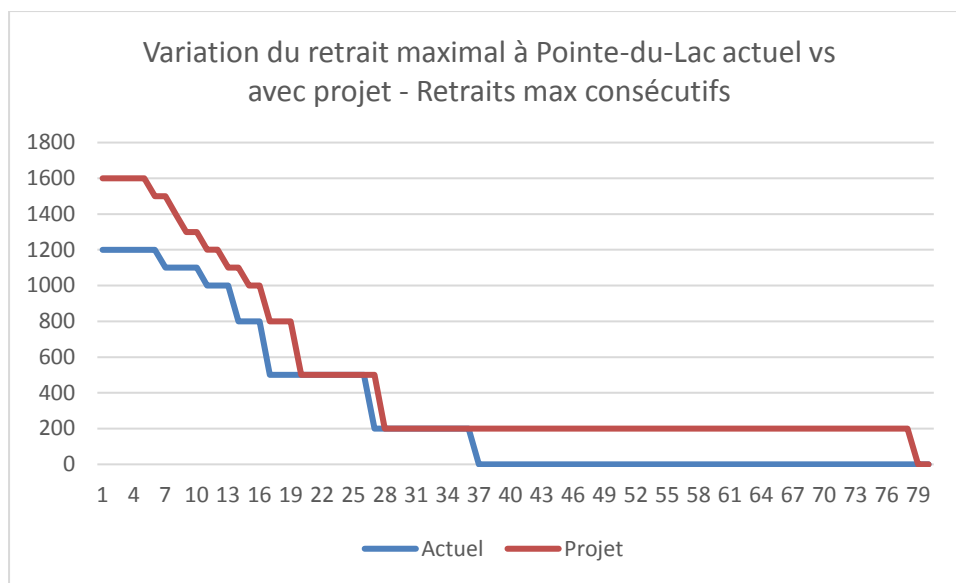
- 8.2 Veuillez également élaborer et, le cas échéant, quantifier le ralentissement de l'effritement du site en cas d'hiver froid.

Réponse :

Le graphique ci-dessous présente l'espace d'entreposage (c'est-à-dire l'inventaire) en 10^3m^3 au site de Pointe-du-Lac par rapport aux nombre de jours de retraits consécutifs, en comparant la situation actuelle à celle du projet. Le graphique montre qu'après le projet, l'inventaire au site de Pointe-du-Lac demeure toujours plus élevée qu'avec la capacité actuelle, même si la capacité de retrait serait utilisée au maximum jusqu'au vidage complet du site.



Le graphique ci-dessous présente la variation du retrait maximal en 10^3m^3 au site de Pointe-du-Lac par rapport au nombre de jours de retraits consécutifs, en comparant la situation actuelle à celle du projet. Le graphique montre que la capacité de retrait demeure plus élevée ou égale à celle actuellement disponible même en cas de retraits maximums consécutifs.



Les deux graphiques précédents démontrent donc que Pointe-du-Lac s'effrite moins rapidement après le projet qu'avant.

- 8.3 En vous référant à (ii) et (iii), veuillez fournir des exemples historiques d'utilisation cyclique du site Pointe-du-Lac à l'aide de scénarios de stockage/soutirage tirés des cinq derniers hivers (2013-2017).

Réponse : Voici l'utilisation du site de Pointe-du-Lac pour les cinq derniers hivers.

INTRAGAZ - SITE POINTE-DU-LAC - HIVERS 2013 à 2017										
En 10 ³ m ³	2012-2013		2013-2014		2014-2015		2015-2016		2016-2017	
	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT	INJECTION	RETRAIT
Novembre	894	5 765	1 155	2 659	837	816	1 258	161	2 804	5 777
Décembre	8 519	4 761	7 102	8 498	220	206	-	-	10 422	9 590
Janvier	8 469	11 176	11 288	15 023	6 767	14 142	5 115	5 123	7 467	6 966
Février	11 882	9 000	13 056	13 019	5 435	14 540	5 288	5 666	7 834	5 814
Mars	2 854	3 382	10 933	7 646	18 546	3 403	638	2 890	10 060	12 898

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

- 8.4 Veuillez également fournir des exemples représentatifs d'utilisation cyclique du site Pointe-du-Lac selon les capacités d'entreposage et de retrait du projet d'Intragaz en utilisant les mêmes situations historiques que ci-dessus (2013-2017).

Réponse :

L'utilisation cyclique n'est pas reliée aux capacités d'entreposage et de retrait du site Pointe-du-Lac. Il s'agit plutôt d'une stratégie afin d'optimiser les outils d'approvisionnement.

Concrètement, la seule différence relative à l'ajout de capacité de retrait et d'entreposage est qu'il faudra un laps de temps plus grand pour remplir à nouveau le site dans la mesure où plus de fourniture y aura été retirée.

- 8.5 Veuillez enfin préciser si l'accroissement de la capacité d'entreposage et l'augmentation de la capacité maximale de retrait du site Pointe-du-Lac amélioreront la sécurité des approvisionnements en pointe.

Réponse :

En général, l'accroissement de la capacité d'entreposage en franchise accroît la sécurité d'approvisionnement de la clientèle². En cas de problématique liée à d'autres outils détenus, l'entreposage en franchise peut être utilisé afin de poursuivre la distribution de la fourniture vers la clientèle³. Par contre, à la pointe, comme tous les outils sont utilisés concurremment, la sécurité d'approvisionnement demeure la même.

- 8.6 En vous référant à (iii), veuillez quantifier le niveau de flexibilité opérationnelle du site Pointe-du-Lac en pourcentage des jours pendant lesquels le site offre de l'injection et du retrait pouvant être modulés en cours de journée gazière.

Réponse :

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 7.1 à 7.3.

- 8.7 En vous référant à (ii), veuillez élaborer sur le pourcentage calculé à la question 1.7.

Réponse :

Énergir comprend que la Régie souhaite faire référence à la question 8.6 plutôt qu'à la question 1.7.

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 7.1 à 7.3.

² B-0141, GM-H, Document 6, section 1.2, p. 6.

³ R-4034-2018, C-Énergir-0007, Énergir-1, Document 1, section 2.5, p. 8 et 9.

Marge excédentaire

9. Référence : Pièce [B-0037](#), p. 5.

Préambule :

« Finalement, considérant l'ensemble des étapes qu'un projet industriel d'envergure doit franchir avant que son implantation se concrétise, Énergir est d'avis que dans le contexte actuel, la probabilité qu'une multitude de projets se réalise au cours d'une même année est plutôt faible. Il apparaît donc plus adéquat de ne considérer que la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste, en termes de capacité quotidienne requise, sans toutefois que la Marge excédentaire découlant de cette analyse ne soit spécifiquement associée au projet. »

Demande :

9.1 Dans son choix du plus important projet parmi les projets identifiés, veuillez indiquer si Énergir prévoit tenir compte d'autres facteurs, tels que :

- la capacité de transport requise par le plus important projet par rapport à la capacité de transport requise par l'ensemble des projets identifiés et par rapport à la marge excédentaire maximale de 10 % des livraisons annuelles ;
- la date probable de réalisation du plus important projet ;
- la probabilité de réalisation du plus important projet comparée à la probabilité de réalisation d'autres projets identifiés ;
- Autres (à préciser).

Réponse :

Tous les projets de grande envergure sont évalués selon quatre critères d'analyses soit : le niveau d'avancement, la solidité financière, l'environnement socio-économique et le degré d'innovation du projet⁴. De plus, Énergir a expliqué comment s'établissait l'évaluation d'un projet d'envergure, en réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI⁵. L'utilisation de ces critères fait en sorte que certains facteurs énumérés dans la présente question 9.1 sont indirectement considérés lors de la détermination de la marge excédentaire requise.

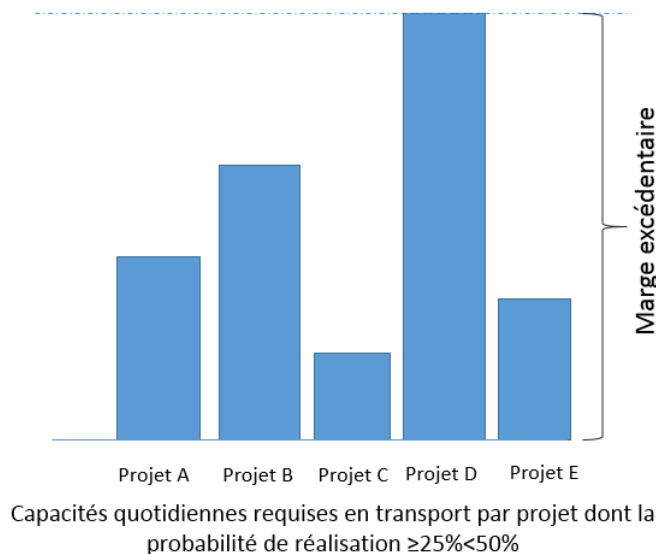
En effet, l'illustration suivante montre que parmi les projets comparables répondant aux critères une comparaison des capacités quotidiennes requises est faite une par rapport à l'autre, ainsi le projet D ayant la capacité quotidienne requise la plus importante serait la quantité utilisée pour établir la marge excédentaire. De plus, dans l'éventualité où la capacité requise pour un projet

⁴ B-0037, GM-H, Document 2.

⁵ B-0164, GM-T, Document 3.

excéderait le pourcentage prévu à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, alors Énergir limiterait la détermination de la marge excédentaire à 10% des livraisons annuelles.

À l'égard de la comparaison de la probabilité de réalisation, Énergir rappelle que parmi les projets retenus pour établir la marge excédentaire, seuls ceux ayant une probabilité de réalisation supérieure ou égale à 25%, mais inférieure à 50% seraient considérés. Les projets ayant une probabilité de réalisation supérieure ou égale à 50% sont déjà considérés dans les besoins de base de la prévision de la demande.



Énergir soumet finalement que la comparaison de la date probable de réalisation ne peut être considérée comme un facteur utile à la détermination de la marge excédentaire, étant donné les longs délais nécessaires à l'obtention de la nouvelle capacité de transport. En effet, la marge excédentaire vise à favoriser le développement d'activités industrielles, ce que l'utilisation de la date probable pourrait contraindre puisque la participation à des appels de soumissions de nouvelles capacités en transport doit se faire environ 3 ans avant leur mise en service. Énergir rappelle que par la décision D-2014-003⁶ l'horizon de plan d'approvisionnement gazier est passé de 3 ans à 4 ans afin de considérer ces exigences des transporteurs.

En conclusion, Énergir ne prévoit pas tenir compte directement d'autres facteurs pour déterminer la marge excédentaire requise puisque la proposition d'Énergir est basée sur un exercice méthodologique éprouvé. En effet, la méthode d'évaluation des probabilités de réalisation des projets d'envergure est utilisée depuis plusieurs années pour la détermination de la prévision de la demande dans le cadre des dossiers tarifaires.

⁶ D-2014-003, paragraphe 22.

Processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et des capacités d'entreposage de l'usine LSR

- 10. Références :** (i) Pièce [B-0173](#), p.7;
(ii) Pièce [B-0173](#), p. 21.

Préambule :

(i) « Ayant déterminé que la vente de GNL était une ANR, la Régie a établi, par ses différentes décisions, les principes afférents au calcul des coûts à déduire du revenu requis pour l'utilisation de l'usine LSR par sa filiale ANR. » [note de bas de page omise]

À la même pièce, Énergir invoque les éléments et principes qui ressortent des décisions de la Régie à cet égard, soit :

- La vente de GNL par Énergir à GM GNL devra se faire sans interfinancement;
- Tous les biens et services fournis par l'activité réglementée à l'activité non réglementée (ANR) devront être facturés et établis sur la base du coût complet;
- L'ensemble des nouveaux investissements et coûts d'opération servant uniquement à l'ANR seront à la charge de l'ANR.

(ii) « Dans un cas hypothétique d'octroi de capacité à la suite d'un processus ouvert d'attribution, les prix offerts et payés par les tiers ne pourraient pas se limiter uniquement aux coûts complets de la recharge. Ceux-ci devraient également inclure les coûts supportés directement par GM GNL. La Régie devrait tenir compte de la structure de coûts de l'ensemble de la chaîne logistique de vente du GNL et non uniquement de la recharge à la daQ. »

Demandes :

10.1 Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution des capacités d'entreposage et de liquéfaction de l'usine LSR, serait-il possible, d'un point de vue opérationnel et réglementaire, que les tiers qui utiliseraient l'usine LSR soient facturés à deux niveaux; soit par la daQ, pour le coût complet d'utilisation de l'usine LSR, et par l'ANR, pour les coûts supportés directement par GM GNL?

Réponse :

Tout d'abord, d'un « point de vue réglementaire », le scénario suggéré par la question ne générerait aucun gain pour la clientèle réglementée et ne serait pas préférable au modèle actuellement en vigueur. En effet, si l'objectif poursuivi par un tel scénario est de maximiser la valeur des actifs de la daQ, tel que le suggèrent les représentations effectuées par la FCEI dans le cadre du dossier R-3879-2014, et rapportées par la Régie au paragraphe 353 de sa décision D-2015-181, celui-ci ne serait pas atteint en facturant les coûts de la recharge

actuelle et les coûts propres à l'ANR. En effet, la réduction du coût de service pour la daQ serait la même. En lien avec la maximisation ou la valorisation des actifs, Énergir considère que le modèle actuel permet une compensation juste et équitable à la daQ pour l'utilisation d'actifs réglementés par l'ANR en plus de générer des bénéfices directs et indirects pour celle-ci.

Par ailleurs, d'un « point de vue opérationnel », le scénario suggéré par la question complexifierait inutilement, considérant l'absence de gain pour la clientèle réglementée comme mentionné au paragraphe précédent, le processus administratif en entraînant une multiplication d'intermédiaires. En effet, quiconque désire actuellement se procurer du GNL, des capacités d'entreposage ou de liquéfaction, peut le faire via un guichet unique, GM GNL, qui verra à facturer les coûts découlant de la recharge du coût complet pour les biens et services fournis par la daQ (qui sont des données accessibles publiquement) et les autres éléments de coûts (étape 2 du schéma B) qui sont propres à ses activités.

Énergir réitère qu'elle ne croit pas qu'un processus ouvert d'attribution puisse être mis en place dans le cadre réglementaire actuel. Énergir ne voit pas comment elle pourrait facturer deux composantes soit une par la daQ et une par l'ANR GM GNL dans le cadre actuel. Énergir considère que ceci irait à l'encontre des principes établis par la Régie voulant qu'elle ne puisse pas tarifier ou allouer des coûts assumés directement par l'ANR, ni transférer ces coûts, directement alloués à l'ANR, vers l'activité réglementée. Énergir soumet qu'un tel processus n'aurait été possible et viable que dans un modèle réglementé où la Régie aurait fixé des tarifs et conditions de service à l'usine LSR (schéma A de l'annexe 1).

- 10.2 Dans le cas où vous auriez répondu par l'affirmative à la question précédente, veuillez indiquer si cette façon de procéder respecterait le principe du coût complet, tel qu'énoncé à la référence (i).

Réponse :

Voir réponse 10.1.

11. Référence : Pièce [B-0173](#), p.17.

Préambule :

« *Dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution de capacités, les prix offerts pourraient être plus élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR.* » [Nous soulignons]

Demande :

11.1 Veuillez expliquer votre affirmation telle que citée à la référence (i).

Réponse :

Tel qu'expliqué dans la preuve, Énergir comprend que le processus ouvert d'attribution viserait à obtenir du marché des offres pour les capacités de liquéfaction et d'entreposage plus élevées que la recharge actuelle basée sur le coût complet afin de maximiser la valeur des actifs de la daQ. Ainsi, les prix découlant de l'appel d'offre pourrait être plus élevés mais également plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de la daQ à l'ANR.

PGÉÉ

Calendrier d'évaluation

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0152](#), p. 45;
(ii) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0209](#), p. 17 et 18.

Préambule :

(i) Énergir présente le tableau 12 « Calendrier d'évaluation des volets 2016-2023 » ainsi que le tableau 13 : « Calendrier pour les autres travaux d'évaluation 2016-2023 », lequel inclut l'évaluation des « bénévoles », du « PTÉ » et des « coûts évités ». Énergir indique en note de bas de page que ces calendriers reflètent l'année pour laquelle le coût des travaux des évaluations sont encourus. Ces travaux peuvent être toutefois complétés à l'année suivante afin de finaliser le rapport d'évaluation.

(ii) Calendrier d'évaluation des programmes présenté au dossier tarifaire 2017. Dans ce calendrier, Énergir spécifiait, pour chaque évaluation des programmes du PGÉÉ ainsi que pour celles des bénévoles, du PTÉ et des coûts évités, les années et le cadre du dépôt (processus administratif ou dossier tarifaire).

Demande :

12.1 Au présent dossier selon la référence (i), le calendrier présente l'année où les coûts des travaux ont été ou seront encourus. Veuillez compléter les tableaux 12 et 13 de cette référence afin de présenter l'année et le cadre de dépôt des évaluations reliées au PGÉÉ, tel que spécifié à la référence (ii).

Réponse :

Les tableaux révisés 12 et 13, ci-dessous, présentent l'année où les coûts des évaluations des programmes d'efficacité énergétique du PGÉÉ d'Énergir ont été ou seront encourus ainsi que le cadre de dépôt (processus administratif ou dossier tarifaire) des rapports de ces évaluations.

Énergir souligne toutefois qu'elle annonçait des travaux sur les meilleures pratiques d'évaluation de programmes en Amérique du Nord ainsi qu'une réflexion sur le cycle et la portée des évaluations futures de ses programmes dans son rapport annuel 2016-2017⁷. Il y était précisé que son Rapport annuel 2017-2018 pourrait inclure des recommandations sur le traitement réglementaire de l'évaluation de ses programmes.

⁷ R-4024-2017, Énergir-13, Document 3, p.79.

Notons qu'Énergir pourrait être amenée à ajuster ce calendrier d'évaluation en fonction des discussions à venir avec TEQ et les autres distributeurs visant à optimiser les travaux d'évaluation de l'ensemble des acteurs⁸. Plus précisément, le Plan directeur de TEQ pourrait avoir un impact sur le cycle, la portée et le mode de révision des évaluations de tous les programmes qu'il contient ou du moins sur ceux des distributeurs d'énergies et de TEQ.

Conséquemment, à partir de l'année 2018-2019 le traitement réglementaire des évaluations de ses programmes d'efficacité énergétique est à déterminer.

⁸ R-4018-2017, GM-J, Document 3, p. 44.

Tableau 12 : Calendrier d'évaluation 2015-2023 des volets du PGEÉ

Programme/volet	Année où les coûts des travaux ont été ou seront encourus							
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019 *	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Appareils efficaces - résidentiel								
Thermostat électronique programmable et intelligent				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Chaudières efficaces		✓ Dépôt : PA 2017-2018				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer		
Chauffe-eau sans réservoir à condensation	✓ Dépôt : PA 2016-2017				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer			
Combo à condensation	✓ Dépôt : PA 2016-2017				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer			
Soutien MFR								
Supplément ménages à faible revenu - résidentiel				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Supplément ménages à faible revenu - CII				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Appareils efficaces - affaires								
Chaudières à efficacité intermédiaire		✓ Dépôt : PA 2017-2018				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer		
Chaudières à condensation		✓ Dépôt : PA 2017-2018				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer		
Chauffe-eau à condensation	✓ Dépôt : PA 2016-2017				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer			
Infrarouge			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
Hotte à débit variable			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
Aerotherme à condensation	✓ Dépôt : PA 2016-2017				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer			
Thermostats intelligents - petits clients Affaires (pilote)								✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Construction et rénovation efficaces								
Rénovation			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
Nouvelle construction			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
Diagnostics et mise en œuvre efficaces								
Études et implantation CII		Études seulement ✓ Dépôt : PA 2017-2018		✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Recommissioning			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
Études et implantation VGE		Études seulement ✓ Dépôt : PA 2017-2018		✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
SGE industriel (pilote)								✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Énergie renouvelable								
Pré-Chauffage solaire			✓ Dépôt prévu : PA 2018-2019					✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer
Innovation efficace								
Innovation	✓ Dépôt : PA 2016-2017				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer			

Tableau 13 : Autres évaluation du PGEE

	Année où les coûts des travaux ont été ou seront encourus							
	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022 *	2022-2023
Bénévoles			✓ Dépôt prévu: PA 2018-2019				✓ Dépôt : traitement réglementaire à déterminer	
PTÉ		✓ Dépôt : DT 2017-2018					✓ Dépôt prévu: DT 2022-2023	
Coûts évités			✓ Dépôt : DT 2018-2019				✓ Dépôt : DT 2022-2023	

Suivi de la décision D-2017-094

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 22, 25 et 26;
 - (ii) Dossier R-3987-2016, décision [D-2017-094](#), p. 101 à 106;
 - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 43, 86 et 89.

Préambule :

(i) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(ii) « [344] *Gaz Métro estime, selon une approche conservatrice, que les modifications proposées aux aides financières des programmes PE208, PE218 et PE219, généreront une hausse de participation de 30 % d'ici cinq ans.*

[...]

[346] *Au niveau des économies unitaires, Gaz Métro les maintient constantes au cours de la période 2018-2020* [...].

[...]

[357] *La Régie accueille la proposition de Gaz Métro d'augmenter les aides financières unitaires des programmes PE218 et PE219 jusqu'à un maximum de 0,30 \$/m³ de gaz naturel économisé, variant selon trois niveaux de PRI.*

[...]

[368] *Conséquemment, pour les aides financières unitaires du programme PE208, la Régie rejette la demande de Gaz Métro quant à la hausse maximale de 0,50 \$/m³ de gaz naturel économisé et autorise une aide financière unitaire de 0,30 \$/m³ de gaz naturel économisé.*

[...]

[374] *La Régie est d'avis que l'application de ces modifications devrait avoir un impact sur la participation, ainsi que sur les économies prévues. Compte tenu du délai typique pour implanter des projets dans le cadre de ces programmes, la Régie considère qu'il est raisonnable d'étaler cet impact sur trois ans, tel que suggéré par le ROEE.*

[375] *Conséquemment, la Régie demande à Gaz Métro, dans le prochain dossier tarifaire, de mettre à jour le PGEÉ afin d'étaler la hausse de participation et des économies prévues des programmes PE208, PE218 et PE219 sur les années 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020.* »

[nous soulignons]

(iii) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature, présentées lors du dossier tarifaire 2018 pour les années 2018 à 2020.

Demande :

- 13.1 Veuillez présenter les fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 de la référence (i) en incluant seulement les économies et la participation prévues après modifications des aides financières autorisées par la Régie selon la référence (ii).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Méthode de suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 36;
 - (ii) Suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219, [proposition d'Énergir](#), 24 février 2017, p. 12.

Préambule :

(i) « *Énergir souhaite préciser à la Régie que la nouvelle méthodologie de suivi des économies décrite ci-dessus est implantée depuis le 1^{er} février 2018.* »

(ii)

Estimation des coûts attribuables aux suivis des économies par programme et par année

	Coûts supplémentaires pour le suivi des économies			Coûts supplémentaires totaux
	PE208	PE218	PE219	
2017-2018				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	33 732 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	0 \$	0 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	25 920 \$	5 796 \$	2 016 \$	
2018-2019				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	27 360 \$	14 184 \$	5 796 \$	73 500 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	24 000 \$	2 160 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	27 360 \$	38 184 \$	7 956 \$	
2019-2020				
Coûts de gestion (Suivi & évaluation)	28 800 \$	20 232 \$	9 864 \$	226 896 \$
Aide financière pour les plans de suivi des projets de 500 000 m ³ et plus	0 \$	120 000 \$	48 000 \$	
Coûts supplémentaires totaux par programme	28 800 \$	140 232 \$	57 864 \$	

Demande :

- 14.1 Veuillez présenter sur l'horizon du PGEÉ, le montant annuel des « coûts supplémentaires » lié à la nouvelle approche de suivi des économies des programmes PE208, PE218 et PE219 de la référence (ii), implantée depuis février 2018 selon la référence (i).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Fusion de ces programmes d'étude de faisabilité avec les programmes d'encouragement à l'implantation

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 21 et 24;
 - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 22, 25 et 26;
 - (iii) Pièce [B-0160](#), p. 34;
 - (iv) Pièce [B-0160](#), p. 35;
 - (v) Pièce [B-0160](#), p. 13 à 15.

Préambule :

(i) Fiches des programmes PE207 et PE211 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(ii) Fiches des programmes PE208, PE218 et PE219 sous l'ancienne nomenclature pour les années 2019 à 2023.

(iii) « 12.5 *Veillez valider la compréhension de la Régie à l'effet que, quel que soit le volet Études et implantation - CII ou Études et implantation -VGE, des économies d'énergie pour la partie Études pourront être comptabilisées :*

- *même si les mesures qui les génèrent ne sont pas admissibles à une aide à l'implantation;*
- *mais à condition que les mesures identifiées dans les Études aient été réellement implantées.*

Réponse :

Énergir le confirme. » [nous soulignons]

(iv) « *Énergir prévoit faire des ajustements aux modalités du nouveau volet afin d'insérer une étape additionnelle dans la portion implantation pour les participants ayant préalablement participé à la portion études du même volet. Cette étape consistera à reprendre le plan de mesures (formulaire III) ayant été préalablement présenté par le participant dans la portion études et exiger, une fois les travaux d'implantation réalisés et avant le versement de l'aide financière, que toutes les mesures ayant été implantées soient déclarées incluant les mesures non admissibles à l'aide financière pour la portion Implantation (PRI<1 an ou 3 ans). Au final, l'information sur la totalité des mesures implantées, y compris celles identifiées dans la portion études, aura été collectée et sera documentée dans un même dossier dans la base de données du volet.* » [nous soulignons]

(v) Au tableau de la page 14, pour les programmes PE207, PE211, PE208, PE218 et PE219, Énergir présente l'écart des prévisions des économies nettes en m³ au présent dossier par rapport à celles prévues au dossier tarifaire 2018, avant et après les ajustements à ses stratégies d'intervention, dont les modifications aux aides financières qu'elle propose pour les études de faisabilité. Un tableau similaire est présenté à la page 15 pour les budgets annuels.

Demandes :

- 15.1 Veuillez confirmer que les aides financières de 402 420 \$ et 555 356 \$ pour 2018-2019 des programmes PE207 et PE211 à la référence (i), sont prévues pour subventionner uniquement le coût des études de faisabilité. Si non, veuillez expliquer.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 15.2 Veuillez indiquer si les prévisions de participation et des économies de gaz du volet *Implantation CII et VGÉ* (PE208, PE218 et PE219 selon l'ancienne nomenclature) aux fiches de la référence (ii), tiennent compte des mesures d'efficacité énergétique ayant des périodes de retour sur l'investissement (PRI) inférieures à un an ou à trois ans, selon le marché, même si ce type de mesures ne sont pas et ne seront pas admissibles aux volets *Implantation* (références (iii) et (iv)).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 15.3 Veuillez réviser, le cas échéant, les prévisions des programmes PE208, PE218 et PE219 (selon l'ancienne nomenclature) de la référence (ii), en enlevant les mesures ayant une PRI de moins d'un an ou trois ans, selon le marché, afin de les inclure avec les prévisions des programmes PE207 et PE211 de la référence (i).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 15.4 Veuillez concilier la prévision, pour les volets *Études CII et VGÉ* (PE207 et PE211 selon l'ancienne nomenclature de la référence (i), de zéro participant et de zéro économie de gaz

pour les mesures implantées avec une PRI de moins d'un an ou trois ans, selon le marché (référence (ii)), avec la réponse de la référence (iii).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

15.5 Veuillez isoler l'impact sur les économies et le budget des programmes PE207, PE211, PE208, PE218 et PE219 de l'augmentation des aides financières proposée au présent dossier pour les volets Études CII et VGÉ (PE207 et PE211).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p.36;
 - (ii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 42 à 44 ;
 - (iii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0201](#), p. 53.

Préambule :

(i) « *En s'assurant ainsi que la PRI par mesure après aide financière ne passe à une valeur inférieure à 1 ou 3 ans, selon le type de participant, il en résulte automatiquement que les PRI des projets après aide financière ne pourront être inférieures à 1 ou 3 ans, selon le type de participant.*

L'information permettant de calculer la PRI des projets après aide financière est déjà entrée et disponible dans la base de données. Les tableaux suivants présentent la répartition des PRI des projets après aide financière pour chacun des participants aux programmes PE208, PE218 et PE219 pour l'année 2016-2017. [...] » [nous soulignons]

(ii) Énergir indique, à l'égard du suivi de la décision [D-2017-073](#) paragraphe 121, ne pouvoir pas classer les économies brutes de l'ensemble des mesures installées dans le cadre des programmes PE208, PE218 et PE219 en 2016-2017, par catégorie de PRI après aides financières.

Le distributeur précise que les aides financières par mesure, requises pour calculer les PRI par mesure, ne sont pas accessibles dans la base de données mais plutôt documentées dans les dossiers physiques des participants et ajustées lors de l'analyse du dossier par le groupe DATECH afin de respecter les critères du programme. Lors de l'application des limites reliées aux critères des programmes, les aides financières par mesure ne sont pas recalculées. Seules les aides financières finales au niveau du projet sont saisies dans les bases de données.

(iii) Énergir précise que le calcul de la PRI est utilisé pour deux objectifs différents, soit « avant » et « avec » le montant d'aide financière, pour les programmes PE208, PE218 et PE219.

Le calcul « avant » sert à déterminer l'admissibilité des mesures proposées par les participants. Les mesures ayant une PRI de moins d'un an ou trois ans, sans inclure le montant d'aide financière selon le programme, ne sont pas admissibles.

Le calcul « avec » est utilisé dans un des quatre critères permettant de déterminer le montant d'aide financière à verser, dont la moindre valeur est retenue :

- 1) l'aide financière correspondant aux économies des mesures multipliées par le taux en ¢/m^3 applicable selon le programme;
- 2) 50 % du surcoût des mesures;
- 3) le montant d'aide financière requise pour ramener la PRI des mesures (après aide financière) à un an ou trois ans selon le programme; et
- 4) le plafond d'aide financière par projet, selon le programme.

Avec l'intégration de l'aide financière au calcul de la PRI pour le troisième critère précité, Énergir s'assure de ne pas verser des aides financières qui ramèneraient la PRI après aides financières à une période de retour sur l'investissement inférieure à 1 an ou 3 ans, selon le programme.

Les calculs de la PRI pour combler ces deux objectifs sont effectués systematiquement pour chaque projet dans le cadre du processus de traitement des demandes [nous soulignons].

Demande :

16.1 Veuillez confirmer que les économies brutes des mesures implantées dans le cadre des programmes PE208, PE218 et PE219 (référence (ii)), pourraient être classées, selon la PRI après aides financières par projet (références (i) et (iii)), et ce, à compter du rapport annuel 2018.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Programmes Chauffe-eau sans réservoir à condensation secteur résidentiel PE113, Combo à condensation secteur résidentiel PE123 et Chauffe-eau à condensation secteur CII et VGÉ PE212

17. Référence : Pièce [B-0160](#), p. 20 et 21, réponse à la question 8.2.

Préambule :

« Si la Régie mettait fin aux volets PE113, PE123 et PE212 (selon l'ancienne nomenclature) et incluait les mesures CERSC et CEAC dans le cadre des volets dédiés à la sensibilisation de la clientèle et que ces derniers sont maintenus au niveau actuel, une partie des budgets et des économies d'énergie prévus pour ces trois volets au cours de la période 2019-2023 devrait être soustraite des prévisions énergétiques et budgétaires du PGEE.

Les tableaux ci-dessous présentent les impacts anticipés d'une telle décision sur le budget total et sur les économies nettes. Les données considèrent les engagements financiers d'Énergir envers ses clients pris et qui pourraient être pris jusqu'à la fin de l'année financière 2017-2018.

Impact sur les économies d'énergie nettes (m ³)						
Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(264 877)	(269 547)	(280 426)	(291 952)	(303 477)	(1 410 279)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(9 955)	(10 359)	(10 787)	(77 327)	(77 742)	(186 170)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(1 063 496)	(1 087 214)	(1 175 294)	(1 198 932)	(1 222 571)	(5 747 506)
Total	(1 338 328)	(1 367 120)	(1 466 507)	(1 568 210)	(1 603 790)	(7 343 955)

Impact sur le budget total* (\$)						
Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(305 995)	(375 583)	(675 586)	(619 687)	(635 683)	(2 612 534)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(18 581)	(91 327)	(22 884)	(111 187)	(106 683)	(350 662)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(480 070)	(819 361)	(1 244 647)	(1 280 964)	(1 299 764)	(5 124 805)
Total	(804 646)	(1 286 270)	(1 943 117)	(2 011 837)	(2 042 130)	(8 088 001)

* Comprend les aides financières et les frais d'exploitation.

»

[nous soulignons]

La question de la Régie fait référence aux programmes PE113, PE123 et PE212. La réponse d'Énergir fait référence aux programmes PE111, PE113 et PE212.

Demande :

17.1 Considérant la demande de la Régie à l'égard des programmes *Chauffe-eau sans réservoir à condensation secteur résidentiel (PE113), Combo à condensation secteur résidentiel (PE123) et Chauffe-eau à condensation secteur CII et VGÉ (PE212)*, veuillez réviser les tableaux fournis en référence afin de présenter également l'impact sur les économies nettes et sur le budget total du PGEE lié au programme PE123.

Réponse :

Les travaux révisés sont présentés ci-dessous afin d'inclure également l'impact sur les économies nettes et sur le budget total du PGEÉ lié au volet PE123.

Notons qu'une erreur s'est glissée dans le calcul des impacts énergétiques pour les volets PE111, PE113 et PE212. Les valeurs corrigées sont présentées en grisé dans le premier tableau ci-dessous.

Impact sur les économies d'énergie nettes (m³)

Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(156 744)	(192 390)	(280 426)	(291 952)	(303 477)	(1 224 989)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(3 863)	(1 315)	(4 758)	(77 327)	(77 742)	(165 005)
Combo à condensation (PE123)	(24 829)	(107 677)	(116 134)	(123 802)	(130 432)	(502 874)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(462 347)	(692 804)	(1 175 294)	(1 198 932)	(1 222 571)	(4 751 948)
Total	(647 783)	(994 187)	(1 576 612)	(1 692 012)	(1 734 222)	(6 644 816)

Impact sur le budget total* (\$)

Volet	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Chaudière efficaces (PE111)	(305 995)	(375 583)	(675 586)	(619 687)	(635 683)	(2 612 534)
Chauffe-eau sans réservoir à condensation (PE113)	(18 581)	(91 327)	(22 884)	(111 187)	(106 683)	(350 662)
Combo à condensation (PE123)	(64 158)	(363 858)	(309 239)	(393 187)	(410 683)	(1 541 125)
Chauffe-eau à condensation (PE212)	(480 070)	(819 361)	(1 244 647)	(1 280 964)	(1 299 764)	(5 124 805)
Total	(868 804)	(1 650 129)	(2 252 356)	(2 405 024)	(2 452 814)	(9 629 126)

* Comprend les aides financières et les frais d'exploitation.

Calcul du bénévolat

- 18. Références :** (i) Pièce [B-0152](#), p. 45 ;
(ii) [Calculs des effets de bénévolats](#), Extract Recherche Marketing, novembre 2014, p. 6.

Préambule :

(i) L'évaluation de l'effet « bénévolat » sera réalisée au cours des années 2017-2018 et 2021-2022 selon le calendrier prévu par Énergir.

(ii) Extrait du rapport de calcul des effets de bénévolat pour les programmes PE103, PE111, PE113, PE123, PE202, PE210, PE212, PE215, PE224, PE225, PE207, PE208, PE226, PE233 et PE124 (n'étant plus offert au PGEÉ) :

« 1.3.1 PE103 (clientèle résidentielle)

Étape	Description des étapes	Données
1	Déterminer le nombre de clients pour le marché ⁹	127 438
2	Retrancher le nombre de participants au programme ⁹	- 37 940
3	Retrancher les clients non éligibles au programme ⁹	- 38 490
4	Établir la proportion de clients éligibles au programme ⁹	x 100,0 %
5	Déterminer les clients admissibles au programme ⁹	= 51 008
6	Établir la proportion des répondants sur le total des personnes interrogées	x 11,7 %
7	Déterminer le potentiel de clients bénévoles ⁹	= 5 959
8	Identifier les économies associées au programme ⁹	x 47 m ³
9	Établir la proportion des économies des bénévoles	x 4,0 %
10	Déterminer les économies des bénévoles pour une période de 3 ans ⁹	= 11 203 m ³
11	Déterminer les économies annuelles des bénévoles ⁹	÷ 3 ans
		= 3 734 m ³

La proportion des non-participants au programme de Gaz Métro qui affirment avoir installé un thermostat électronique programmable est de 11,7 % (50^[note de bas de page omise] ÷ 428^[note de bas de page omise]). Parmi la proportion de 11,7 % des non-participants qui affirment avoir installé un thermostat électronique programmable, une proportion de 4,0 % sont des bénévoles. En intégrant ces proportions à la méthodologie d'extrapolation pour l'effet de bénévolat, des économies annuelles de 3 734 m³ sont obtenues. »

⁹ Données fournies par Gaz Métro

Demande :

18.1 La Régie note dans l'exemple en référence (ii), que les données obtenues à partir des sondages par la firme externe calculant les bénévoles, sont celles des étapes 6 et 9.

Veillez élaborer sur la possibilité qu'Énergir présente, dans le cadre de chacun des dossiers tarifaires et de rapports annuels, une mise à jour des données permettant à la firme externe de calculer les clients admissibles aux programmes ainsi que leurs économies unitaires (fournies par Énergir dans l'exemple). Le distributeur présenterait par la suite, le calcul des économies annuelles de bénévoles « prévues » et « réelles ».

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103)

- 19. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0152](#), p. 45;
 - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 51.

Préambule :

- (i) Fiche du programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103), présentant les prévisions 2019-2023.
- (ii) Calendrier des évaluations reliées au PGEÉ.
- (iii) Fiche du programme Thermostats électroniques programmables et intelligents (PE103), différenciant les résultats 2016-2017 par type de thermostat.

Demandes :

- 19.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE103 à la référence (i) selon le type d'appareil visé par le programme, comme à la référence (ii).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 19.2 Veuillez préciser si le montant prévu de 95 000 \$ pour le suivi et l'évaluation du programme PE103 en 2018-2019, (référence (i)), inclut la détermination des effets de distorsion, des économies unitaires, du surcoût ainsi que du taux de pénétration de marché selon le type d'appareil couvert par le programme (thermostat programmable ou intelligent). Si ce n'est pas le cas, veuillez commenter l'opportunité d'inclure la détermination de ces éléments lors de cette évaluation.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

19.3 Veuillez préciser si l'évaluation des bénévoles en cours (référence (iii)) prévoit la différenciation de ce paramètre selon le type d'appareil couvert par le programme PE103. Si ce n'est pas le cas, veuillez justifier.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Programmes Chaudières efficaces (PE111), Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202) et Chaudières à condensation (PE210)

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 11;
 - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 12;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0175](#), p. 5 à 7;
 - (v) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 53;
 - (vi) [Rapport d'évaluation du programme PE111](#), Econoler 2017, p. vi;
 - (vii) [Rapport d'évaluation des programmes PE202 et PE210](#), Econoler 2017, p. vi et vii.

Préambule :

- (i) Fiche du programme *Chaudières efficaces (PE111)*, prévisions 2019-2023.
- (ii) Fiche du programme *Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202)*, prévisions 2019-2023.
- (iii) Fiche du programme *Chaudières à condensation (PE210)*, prévisions 2019-2023.
- (iv) Fiches des programmes *Chaudières efficaces (PE111)*, *Chaudières à efficacité intermédiaire (PE202)*, *Chaudières à condensation (PE210)*.
- (v) Tableau présentant le nombre d'appareils installés ainsi que leur puissance moyenne selon des plages de puissance pour les programmes PE202, PE210 et *Infrarouge (PE215)*.
- (vi) Résumé des paramètres évalués pour le programme PE111.
- (vii) Résumé des paramètres évalués pour les programmes PE202 et PE210.

Demandes :

- 20.1 Veuillez présenter les prévisions 2018-2019 du programme PE111 à la référence (i), en incluant les données du gain unitaire déterminé par l'évaluateur (référence (v)) et de puissance des appareils installés, comme à la référence (iv).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

20.2 L'évaluateur des programmes PE202 et PE210 détermine des gains unitaires par plage de puissance et la fiche du programme PE210, à la référence (iv), en tient compte. Veuillez présenter ces données pour le programme PE202 (référence (ii)).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

20.3 Veuillez présenter pour les programmes PE111, PE202, PE210 et PE215 un tableau avec les prévisions du nombre d'appareils installés, ainsi que de la puissance moyenne par tranches de puissance, comme à la référence (v).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Combo à condensation (PE123)

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 8;
 - (ii) [Rapport d'évaluation du programme PE123](#), SOM 2017, p. 8;
 - (iii) [Rapport d'évaluation du programme PE123](#), SOM 2017, p. 9.

Préambule :

- (i) Fiche du programme *Combo à condensation (PE123)*, où des aides financières de 400 \$ et 600 \$ sont prévues par système combo à condensation non certifié avec la norme P.9 (TPF \geq 0,9) et par système combo certifié avec cette norme, respectivement.
- (ii) Extrait de la plus récente évaluation du programme PE123 :

	TCTR Gaz Métro CT 2016-2017	1. Évaluation (systèmes subventionnés)	2. Évaluation (meilleurs systèmes testés P.9 : TPF de 90 % ou plus)
Économies unitaires brutes	392 m ³	246 m ³	325 m ³
Coût incrémental	992 \$	610 \$	860 \$
Taux d'opportunité	0 %	36 %	36 %
Bénévolet	0 m ³	0 m ³	0 m ³
Durée de vie de la mesure	15 ans	18 ans	18 ans
TCTR	96 551 \$	54 061 \$	67 787 \$
Ratio	1,22	1,28	1,26

- (iii) « Enfin, considérant que les meilleurs systèmes testés avec la norme P.9 procurent plus d'économies et que leur surcoût est plus élevé, Gaz Métro pourrait considérer ajouter un deuxième palier d'aide financière afin d'encourager l'installation de ces systèmes (ex. : TPF de 85 % ou 90 %). Cela stimulerait l'installation des systèmes les plus performants dans le cadre du programme. »

Demande :

- 21.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE123, selon que l'appareil visé soit certifié avec la norme P.9 ou non certifié avec cette norme.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Chauffe-eau à condensation (PE212)

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0153](#), p. 13;
 - (ii) Rapport d'évaluation du programme [PE212](#), Econoler, décembre 2016, p. v.

Préambule :

- (i) Fiche du programme Chauffe-eau à condensation (PE212).
- (ii) « *Dans la présente évaluation, deux types de chauffe-eau à condensation ont été considérés: les chauffe-eau à accumulation et les chauffe-eau instantanés. Des différences notables entre les deux types de chauffe-eau ont été trouvées en regard de la notoriété, du coût incrémental, de la capacité moyenne installée, de l'efficacité, du gain énergétique unitaire et de la durée de vie. Econoler suggère donc à Gaz Métro de saisir l'information permettant de distinguer les deux types de chauffe-eau dans la base de données du programme et de distinguer ces deux types d'appareil dans les activités reliées à la gestion et à l'évaluation du programme.* » [nous soulignons]

Demande :

- 22.1 Veuillez ventiler les prévisions 2018-2019 du programme PE212 à la référence (i), selon le type d'appareil visé, soit un chauffe-eau à accumulation ou instantané, tenant compte des paramètres de chaque type de chauffe-eau, tels que révisés par l'évaluateur en (ii).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Hotte à débit variable (PE224)

23. Référence : Pièce [B-0153](#), p. 15.

Préambule :

Fiche du programme Hotte à débit variable (PE224).

Demande :

23.1 Veuillez expliquer la manière dont Énergir a estimé une aide financière unitaire de 7 143 \$ en 2018-2019 pour ce programme.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Thermostats intelligents – Petits Clients CII (Projet Pilote)

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0152](#), p. 26;
 - (ii) Pièce [B-0153](#), p. 17;
 - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 5.

Préambule :

- (i) « Pour faire son choix, Énergir s'est basée notamment sur :

[...] la pertinence d'offrir aux petits CII une mesure permettant de réaliser des économies d'énergie notables à faible coût, soit 8,5 % de leur consommation annuelle de chauffage, représentant une réduction de 360 m³/an.

[...]

Les appareils étant pour la plupart les mêmes que pour le marché résidentiel, Énergir envisage que les modalités et les aides financières pour ce projet-pilote seront identiques à celles établies pour les thermostats intelligents dans le cadre du volet Thermostats électroniques programmables et intelligents pour le programme Appareils efficaces – résidentiel. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]

- (ii) Fiche du programme *Thermostats intelligents – petits clients CII* (projet pilote), présentation des prévisions 2018-2019.

- (iii) Fiche du programme *Thermostat programmables et intelligents (PE103)*, secteur résidentiel, présentation des prévisions 2018-2019.

Demandes :

- 24.1 Veuillez fournir les hypothèses de calcul permettant à Énergir d'estimer les économies unitaires pour le nouveau programme pilote Thermostats intelligents – Petits clients CII (références (i) et (ii)).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 24.2 Veuillez expliquer la manière dont Énergir a estimé 250 participants en 2018-2019 et 500 pour les années subséquentes (référence (ii)).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

- 24.3 Veuillez expliquer le choix d'un taux d'opportunisme de 5 % à la référence (ii), au lieu des 17 % utilisés à la référence (iii).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Rénovation (PE233)

25. Référence : Pièce [B-0153](#), p. 18, note de bas de page.

Préambule :

Énergir présente la fiche du programme Rénovation (PE233). Elle précise, en note de bas de page, s'être assurée d'adapter ses prévisions pour prendre en considération les projets financés conjointement par TEQ et Énergir, afin d'éviter que les économies d'énergie reliées au gaz naturel soient comptées en double.

Demande :

25.1 Veuillez expliquer de quelle façon les prévisions du programme Rénovation ont été adaptées pour prendre en considération que des projets puissent être financés conjointement par TEQ et Énergir.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Nouvelle construction (PE235)

- 26. Références :**
- (i) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 60;
 - (ii) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 59;
 - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0158](#), p. 56;
 - (iv) Pièce [B-0153](#), p. 19.

Préambule :

- (i) En 2014-2015, le nombre de participants prévus a été de 25 et le réel de 14.
- (ii) En 2015-2016, le nombre de participants prévus a été de 30 et le réel de 16.
- (iii) En 2016-2017, le nombre de participants prévus a été de 30 et le réel 15.
- (iv) 40 participants sont prévus en 2018-2019, mais au 31 janvier 2018 il y a un résultat de 4 participants.

Demande :

- 26.1 Veuillez justifier une prévision de 40 participants en 2018-2019, tenant compte des résultats réels observés depuis 2014-2015.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEE d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Recommissioning – projet pilote (PE226)

- 27. Références :** (i) Pièce [B-0153](#), p. 27;
(ii) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 71 à 72.

Préambule :

(i) Énergir considère, dans ses prévisions 2019-2023 pour le programme PE226, des économies unitaires du gaz naturel de 29 560 m³ ainsi que des économies unitaires électriques de 296 333 kWh. Le test TCTR ratio varie entre 1,84 et 2,33 pour ces années.

(ii) Énergir indique avoir effectué des analyses supplémentaires afin d'identifier les économies d'électricité pour 15 projets complétés au cours des années 2014-2015 et 2015-2016, soit la totalité des projets complétés. Sur la base des résultats, Énergir a estimé les économies unitaires brutes d'électricité pour les années 2017-2018 et subséquentes en appliquant le taux moyen de 41 % aux économies unitaires prévues pour le gaz naturel, comme illustré dans le tableau ci-dessous.

Tableau 17 : Économies d'électricité unitaires estimées attribuables au programme PE226

	Unité	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Économies unitaires brutes de gaz naturel (A)	m ³	29 560	29 560	29 560
Ratio économies électricité / gaz naturel (B)	%	41%	41%	41%
Économies unitaires brutes électriques (C= A* B)	m ³	12 181	12 181	12 181
Facteur de conversion: gaz naturel en électricité (D)	kWh/m ³	10,53	10,53	10,53
Économies unitaires brutes électriques (C * D)	kWh	128 201	128 201	128 201

Demande :

27.1 Considérant que les économies unitaires de gaz 2019-2023 pour le programme PE226 sont les mêmes qu'au dossier tarifaire 2018 (29 560 m³) et que dans ce dossier tarifaire, Énergir prévoyait des économies unitaires électriques de 128 201 kWh pour les années 2019 et 2020, soit 41 % des économies unitaires de gaz (références (i) et (ii)), veuillez justifier l'utilisation des économies unitaires électriques de 296 333 kWh au lieu 128 201 kWh pour effectuer les prévisions 2019-2023 au présent dossier (référence (i)). S'il s'agit d'une erreur, veuillez corriger les prévisions des tests économiques de la référence (i).

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Préchauffage solaire (PE234)

- 28. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 25;
 - (ii) Pièce [B-0167](#), p. 15;
 - (iii) Pièce [B-0153](#), p. 28;
 - (iv) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0158](#), p. 54;
 - (v) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 75;
 - (vi) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 57;
 - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 58 et 59.

Préambule :

(i) Énergir précise que l'élargissement du programme PE234, afin de rendre admissibles les projets de préchauffage solaire de l'air pour les procédés et de préchauffage de l'eau chaude a été planifié en 2017-2018 mais qu'il n'a pas encore été mis en œuvre. Par contre, les prévisions pour la période visée par le présent dossier, soit 2019 à 2023, tiennent compte de cet élargissement. [nous soulignons]

(ii) « Ainsi, pour la période 2019-2023, Énergir estime que 14 projets de préchauffage solaire de l'air pour les procédés, économisant 508 982 m³, et 12 projets de préchauffage de l'eau chaude, économisant 436 270 m³, pourraient être réalisés dans le cadre du programme Énergie renouvelable. » [nous soulignons]

(iii) Au présent dossier, les résultats au 31 janvier 2018 au programme PE234 indiquent un total de 2 participants. En 2018-2019 il y a 27 participants prévus. Énergir précise que ce programme « vise à faire la promotion des systèmes de préchauffage solaire thermiques ». [nous soulignons]

(iv) En 2016-2017, les participations prévues et réelles au programme PE234 ont été de 15 et 7, respectivement.

(v) Au dossier tarifaire 2018, Énergir indiquait que le programme PE234 « offre une aide financière pour l'acquisition et l'installation d'un système de préchauffage solaire pour les besoins de chauffage de l'air pour le chauffage de l'espace » [nous soulignons]

(vi) En 2015-2016, les participations brutes prévues et réelles au programme PE234 ont été de 7 et 8, respectivement.

(vii) En 2014-2015, aucun participant n'a été enregistré pour le programme PE234, mais Énergir rappelle que la décision D-2014-201 a levé la suspension du programme.

Demandes :

28.1 À la référence (ii), le ratio des économies (m³) par projet visant le préchauffage de l'air (pour les procédés) ou le préchauffage de l'eau est le même. Veuillez fournir les équations ou

hypothèses qui ont permis à Énergir de conclure que, peu importe le fluide caloporteur, les économies de gaz seront les mêmes.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

28.2 Veuillez ventiler les données prévisionnelles 2018-2019 du programme PE234 qui sont présentées à la fiche de la référence (iii), selon le type de besoin que ce programme vise à couvrir (préchauffage de l'air pour le chauffage de l'espace, préchauffage de l'air pour les procédés et préchauffage de l'eau chaude) (références (v) et (i)). Veuillez expliquer la manière dont Énergir a tenu compte des résultats des références (iii), (iv), (vi) et (vii) pour effectuer ces prévisions.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

Suivi de la décision D-2014-077 (PE234)

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 41;
 - (ii) Pièce [B-0152](#), Annexe D, p. 6;
 - (iii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0195](#), p. 37;
 - (iv) Dossier R-3987-2016, pièce [B-0132](#), p. 99;
 - (v) Dossier R-3992-2016, pièce [B-0071](#), p. 10;
 - (vi) Dossier R-3970-2016, pièce [B-0209](#), p. 14;
 - (vii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0160](#), p. 10.

Préambule :

Énergir demande à la Régie de l'autoriser à mettre fin au suivi de la décision D-2014-077 (paragraphe 433) :

« Les analyses et constats effectués à partir des données sur ces quatre années confirment la stabilité des proportions des différentes catégories de sommes engagées dans le temps ainsi que leur niveau. Considérant la constance des résultats et dans un souci d'allègement réglementaire, Énergir demande à la Régie de mettre fin à ce suivi pour la cause tarifaire. »

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, tel que fournis aux rapports annuels 2015 à 2017 (références (ii) à (iv)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés dans l'année (réel) (\$)
R. annuel 2014-2015	(vii)	10 145 223 \$
R. annuel 2015-2016	(v)	11 144 068 \$
R. annuel 2016-2017	(iii)	11 555 600 \$

La Régie présente au tableau suivant les montants engagés avant l'année et payés durant l'année, les montants engagés durant l'année et payés après l'année ainsi que les montants engagés avant l'année et payés après l'année, fournis par Énergir aux dossiers tarifaires 2017 à 2019 (références (v) à (vii)) :

Dossier	Référence	Engagés avant l'année, payés dans l'année	Montants engagés dans l'année et payés après l'année	Montants engagés avant l'année et
---------	-----------	---	--	-----------------------------------

		(prévu) (\$)	(prévu) (\$)	payés après (prévu) (\$)
Tarifaire 2017	(vi)	12 594 110 \$	13 219 716 \$	7 928 359 \$
Tarifaire 2018	(iv)	13 587 252 \$	14 387 821 \$	7 944 845 \$
Tarifaire 2019	(i)	16 745 620 \$	17724827	6 864 511

Demandes :

29.1 Veuillez ventiler la troisième colonne du premier tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle d'exercice au rapport annuel dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

29.2 Veuillez ventiler la troisième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

29.3 Veuillez ventiler la quatrième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

29.4 Veuillez ventiler la cinquième colonne du deuxième tableau présenté en préambule selon l'(les) année(s) précédentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières ont été engagées et selon l'(les) année(s) subséquentes à celle du dossier tarifaire, dans laquelle(lesquelles) des aides financières engagées seraient payés.

Réponse :

Tel qu'énoncé dans sa lettre du 28 juin 2018, la Régie cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ d'Énergir dans le dossier R-4018-2017 produite en phase 2. La réponse à cette question devient donc sans objet.

CASEP

30. Référence : Dossier R-4018-2017, pièce [B-0045](#), p. 26.

Préambule

Entre 2007 et 2017, le CASEP a contribué à réduire les émissions annuelles de GES de 45 000 tonnes, en déplaçant plus de 39 ML de mazout. En moyenne, le programme CASEP coûte 19 \$/tonne GES évité et se compare avec les autres programmes qui visent la réduction des GES.

Demande :

30.1 Veuillez présenter le détail du calcul, permettant d'établir le ratio de 19 \$ par tonne GES.

Réponse :

Entre 2007 et 2017, le volume de mazout déplacé de plus de 39 ML de mazout a contribué à déplacer près de 45 000 tonnes de GES par année. Sur l'ensemble de la durée de vie utile des équipements considérés, soit 17 ans, ces conversions ont évité ou éviteront un total de 744 kt de GES. Toujours entre 2007 et 2017, environ 1 M\$ ont été versés par année pour un total de 14 M\$. En divisant le montant versé (14 M\$) par le total des GES évités (744 kt de GES), le coût moyen de 19 \$/tonne GES est obtenu.

PRC

- 31. Références :**
- (i) Pièce [B-0160](#), p. 50;
 - (ii) Pièce [B-0044](#), p. 3 et 4;
 - (iii) Pièce [B-0044](#), p. 9 et 10;
 - (iv) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0153](#), Annexe 1 p. 13.

Préambule :

(i) Énergir présente les grilles utilisées pour déterminer les aides financières PRC prévues aux fins des additions à la base de tarification 2018-2019, selon l'approche de masse.

(ii) « Dans le dossier tarifaire 2014, Énergir [...] a présenté une évaluation [effectuée par la firme Econoler] dans laquelle l'aérotherme ne présentait pas de surcoût et a proposé de déployer les nouvelles aides financières sur une période de transition de deux ans. L'aide financière pour l'aérotherme devait arriver à échéance à la fin de l'année 2017. Cependant tel qu'indiqué au Rapport annuel 2017, Énergir constate que les ventes de cet appareil ont significativement baissé durant la dernière année. Dans ce document, elle informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de réaliser une étude afin d'analyser l'opportunité de mettre à jour les surcoûts, et le cas échéant, de revoir les grilles d'aides financières spécifiques à l'aérotherme. Énergir informe également la Régie de son intention de maintenir l'aide financière actuelle pour cet appareil d'ici l'obtention des résultats et du dépôt de la preuve au dossier tarifaire 2018-2019.

[...] Énergir a mandaté une firme de sondage pour recueillir certaines informations sur les coûts d'installation et la décision d'achat du client à l'égard des aérothermes dans un contexte de conversion et de nouvelle construction. Ce sondage a été réalisé auprès de la force de vente externe d'Énergir [soit les partenaires certifiés en gaz naturel (PCGN)]. Certains résultats du sondage ont aussi été validés avec des données provenant de soumissions de la force de vente externe. Toutes ces informations ont aussi été soumises à la firme Econoler pour vérifier leur impact sur le modèle d'attribution de l'aide financière du PRC. » [nous soulignons]

(iii) Énergir propose, concernant les aides financières PRC pour des aérothermes, que les clients :

- en nouvelle construction, n'en bénéficient plus (tableau 5, aide financière à 0 \$), et;
- dans un contexte de conversion, bénéficient d'une aide de 500 \$ (tableau 6).

(iv) « **2.6 Autres dispositions**

Gaz Métro se réserve le droit, sur approbation de la Régie, de modifier en tout temps, sans préavis, les modalités du PRC, ou d'y mettre fin. » [nous soulignons]

Demandes :

31.1 Veuillez présenter l'impact sur les aides financières du programme PRC prévues en 2019 aux fins des additions à la base de tarification qui découlent de l'aide financière unitaire de 500 \$ pour un aérotherme (références (ii), (iii) et (iv)).

Réponse :

Énergir ne produit pas de prévisions de PRC par type d'appareil. De plus, seulement 35 % des PRC signés du marché affaires en conversion au sein d'une année sont versés au cours de la même année et donc intégrés aux fins des additions à la base de la même année (environ 41 % sont versés au cours de l'année suivante). Néanmoins, les PRC signés en 2017 pour la conversion d'aérothermes du marché affaires ont représenté 194 000 \$ pour 128 ventes, soit un PRC moyen de 1 517 \$. En considérant que ces 128 ventes signées auraient plutôt reçu 500 \$ et que cela n'aurait pas affecté leur décision de choisir le gaz naturel, cela aurait réduit le PRC signé pour les aérothermes de 130 150 \$ pour un total de 64 000 \$. En supposant un nombre de conversions d'aérotherme du marché affaires pour 2018 (125 ventes) et 2019 (125 ventes) similaire à 2017, soit la dernière année disponible, et un versement progressif des PRC similaire à ce qui a été observé historiquement (35 % au cours de la même année, 41 % au cours de l'année suivante), les PRC prévus en 2019 aux fins des additions à la base de tarification qui découlent de l'aide financière unitaire de 500 \$ pour les aérothermes sont estimés à 47 500\$. Cela pourrait donc représenter 0,5 % des 8,9 M\$ de PRC total prévu en 2019 aux fins des additions à la base de tarification.

- 31.2 La Régie note aux grilles de la référence (i) que la proportion du surcoût couverte par l'aide financière PRC pour le *Générateur* (volume 5 000 m³), le *Chauffe-eau* (volume 3 000 m³), le *Chauffe-eau* (volume 5 000 m³) et la *Chaudière* (2 000 m³), est de 58 %, 59 %, 64 % et 66 %, respectivement. Veuillez présenter l'impact sur les aides financières du programme PRC prévues en 2019 aux fins des additions à la base de tarification, si la proportion du surcoût couverte par ces aides financières, était limitée à 50 % (référence (iv)).

Réponse :

Énergir aimerait rappeler que l'attribution des montants d'aides financières du PRC se fait en utilisant la PRI qui inclue autant le coût d'acquisition (surcoût de l'appareil à gaz naturel) que le coût d'utilisation (économie annuelle d'énergie). Le PRC vise donc à réduire la PRI du client pour l'amener à un niveau souhaité de 2 ans pour les nouveaux clients et de 3 ans pour les clients existants (marché affaires)⁹. Énergir n'utilise pas uniquement le surcoût comme critère de choix pour attribuer le PRC puisqu'il ne représente pas l'ensemble des critères de rentabilité des clients. En effet, les différentes clientèles d'Énergir ont mentionné que les critères économiques (le coût d'utilisation combiné au coût d'acquisition) pèsent pour 80 % de leur décision d'achat¹⁰. En contraignant la proportion du surcoût couverte par les aides financières, cela aurait pour effet de limiter le modèle de la paramétrisation des aides tel qu'approuvé par la Régie¹¹.

⁹ R-3879-2014, B-0616, Gaz Métro – 104, Document 3, page 9.

¹⁰ R-3879-2014, B-0616, Gaz Métro – 104, Document 3, Annexe 1, page 16.

¹¹ D-2015-214, page 13.

À nouveau, Énergir aimerait rappeler qu'elle n'effectue pas de prévision par type d'appareil. De plus, seulement 27 % des PRC signés du marché affaires en nouvelle construction et en conversion au sein d'une année sont versés au cours de la même année et donc intégrés aux fins des additions à la base de la même année. À titre indicatif, Énergir a estimé l'impact sur les aides financières qu'en l'appliquant le seuil demandé sur le nombre de ventes signées en 2017. Si le nombre de ventes en 2019 était similaire à 2017, cela aurait représenté des PRC de 800 500 \$ pour les appareils spécifiés. En les limitant à 50 % cela aurait réduit le PRC signé pour ces ventes à 621 000 \$. En considérant que seulement 27 % des PRC signés du marchés affaires au sein d'une année sont versé au cours de la même année, cela aurait donc réduit de 48 000 \$ le PRC prévu en 2019 aux fins des additions à la base de tarification.

INVESTISSEMENTS ET BASE DE TARIFICATION

- 32. Références :** (i) Pièce [B-0072](#), p. 6 et 9;
(ii) [Règlement sur les conditions et les cas requérant l'autorisation de la Régie de l'énergie](#), RLRQ c. R-6.01, r.2.

Préambule :

(i) Énergir présente les additions à la base de tarification. À la page 6 du document cité en référence, Énergir indique que :

« Afin de satisfaire à la réglementation applicable, les demandes d'autorisation pour les investissements, dont les coûts sont inférieurs au seuil de 1,5 M\$, doivent être faites par catégorie d'investissements et doivent comporter les informations suivantes :

- *la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;*
- *les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;*
- *la justification des investissements en relation avec les objectifs;*
- *l'impact sur les tarifs; et*
- *l'impact sur la fiabilité du service de distribution de gaz naturel.*

Les pages 1 et 2 du présent document présentent les investissements qui sont prévus au cours de l'année tarifaire 2018-2019. »

À la page 9 de la référence (i), Énergir demande à la Régie « *d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.* »

(ii) L'article 5 du règlement mentionné en référence (ii) prévoit que :

« Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes:

1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;

2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;

3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;

4° l'impact sur les tarifs;

5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel.» [Nous soulignons]

Demande :

- 32.1 Veuillez déposer l'impact sur les tarifs, relatif à la demande d'autorisation d'Énergir pour les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, tels que mentionnés à la référence (i).

Réponse :

Veuillez vous référer au tableau suivant, lequel présente l'impact tarifaire sur la présente demande tarifaire, relativement aux projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel. Veuillez toutefois noter qu'il s'agit de l'impact tarifaire des investissements seulement et que les calculs n'incluent pas les revenus futurs anticipés des nouvelles ventes associées aux investissements en développement du réseau. L'adéquation entre les revenus futurs anticipés des plans de développement antérieurs avec la cause tarifaire est un exercice complexe, mais ces revenus auraient un impact tarifaire à la baisse qui viendrait réduire l'impact sur les tarifs 2018-2019.

Impact tarifaire - Projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs <1,5 M\$	
<i>('000\$)</i>	
Revenu requis	
Amortissements des immobilisations	3 463
Amortissements frais reportés et actifs intangibles	811
Rendement sur la base de tarification	5 775
Impôt sur le revenu	1 236
Revenu requis total	11 284
Revenus projetés ⁽¹⁾	586 663
Impact sur les tarifs 2018-2019	1,92%

¹ GM-N, doc. 2, col. 1, l. 2

- 33. Références :**
- (i) Pièce [B-0049](#), annexe 2A, p.10;
 - (ii) Pièce [B-0079](#), annexe 1, p. 10;
 - (iii) Pièce [B-0079](#), p. 7 et 8;
 - (iv) Pièce [B-0079](#), annexe 2, p. 1 et 2.

Préambule :

(i) « *Finally, an examination of the existing applications « on-site » is in progress to evaluate whether, taking into account technological, commercial and financial factors, certain work charges would benefit from being moved to the cloud. »*

(ii) Extrait de l'exposé-sondage publié par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

« Amortization

350-40-35-11 *Implementation costs capitalized in accordance with the Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic shall be amortized over the term of the associated hosting arrangement, considering paragraph 350-40-35-15, on a straight-line basis unless another systematic and rational basis is more representative of the pattern in which the entity expects to benefit from access to the hosted software. This Subsection considers the right to access the hosted software to be equivalent to actual use, which shall not be affected by the extent to which the entity uses, or the expectations about the entity's use of, the hosted software (for example, how many transactions the entity processes or expects to process or how many users access or are expected to access the hosted software).*

350-40-35-12 *An entity (customer) shall determine the term of the hosting arrangement that is a service contract as the fixed noncancelable term of the hosting arrangement plus all of the following:*

- a. *Periods covered by an option to extend the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain to exercise that option*
- b. *Periods covered by an option to terminate the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain not to exercise that option*
- c. *Periods covered by an option to extend (or not to terminate) the hosting arrangement in which exercise of the option is controlled by the vendor. »*

(iii) « *Cet exposé-sondage, ouvert aux commentaires jusqu'au 30 avril 2018, propose la capitalisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel SaaS défini comme un contrat de service. La capitalisation se ferait en fonction de la nature des coûts et de l'étape du projet où ils sont encourus (planification, développement, post-développement), tout comme pour les logiciels traditionnels visés par la norme actuelle. Les coûts capitalisés seraient amortis sur la durée du contrat de service de la solution infonuagique et l'amortissement serait présenté dans les dépenses d'exploitation, à la même ligne que les frais annuels associés au contrat.*

[...]

Elle estime aussi que les normes comptables actuelles mènent à un traitement inadéquat des coûts d'implantation et de configuration des solutions infonuagiques du fait qu'il engendre une iniquité intergénérationnelle. Ainsi, de façon générique, Énergir demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation des projets informatiques infonuagiques ainsi que leur amortissement en fonction de la durée de vie utile de la solution à laquelle ils sont associés, soit habituellement une période de 5 ans (ou de 10 ans pour certains projets majeurs).

[...]

En ce qui concerne plus particulièrement le Projet CRM (dossier R-4014-2017), Énergir demande à la Régie d'autoriser l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation ainsi que leur amortissement sur une période de 10 ans, représentant la durée de vie utile de la solution CRM. »

(iv) Énergir présente des tableaux relatifs au calcul différentiel de l'impact tarifaire.

Demandes:

33.1 Veuillez indiquer si Énergir effectue une vigie des commentaires reçus par le FASB jusqu'au 30 avril 2018 selon la référence (iii). Dans l'affirmative, veuillez présenter un sommaire des commentaires portant sur l'exposé-sondage *Intangibles–Goodwill and Other–Internal-Use Software (Subtopic 350-40)*.

Réponse :

Énergir a effectué une vigie des commentaires reçus par le FASB au 30 avril 2018 et a analysé les lettres rédigées par sept intervenants majeurs :

- Hydro-Québec
- Nextera Energy
- IBM
- HP
- Global Payments
- Facebook
- Apple

La revue d'Énergir démontre que ces intervenants sont tous en accord avec la comptabilisation proposée dans l'exposé-sondage, soit la capitalisation des coûts initiaux de configuration et de personnalisation des solutions infonuagiques. Par contre, les intervenants étaient en désaccord quant à la divulgation supplémentaire aux états financiers proposée dans l'exposé-sondage, les entités plaidant que le niveau d'information requis était trop détaillé et ne serait pas utile pour les utilisateurs des états financiers.

- 33.2 Considérant l'hypothèse que l'exposé-sondage tel que publié par le FASB serait adopté dans son intégralité, veuillez indiquer si le traitement comptable demandé par Énergir à la référence (iii) serait ainsi conforme aux PCGR américains.

Réponse :

Le traitement comptable demandé par Énergir se rapproche de l'exposé-sondage publié par le FASB, mais comporte une différence en ce qui concerne l'amortissement annuel des coûts initiaux de configuration et de personnalisation des projets infonuagiques. En effet, tel que mentionné à la page 8, lignes 4 à 6 de la référence (iii), Énergir demande que l'amortissement de ces coûts soit intégré au coût de service en tant qu'amortissement comptable du CFR et non à titre de dépense d'exploitation, comme le suggère l'exposé-sondage.

- 33.3 En lien avec le balisage des technologies de l'information de la référence (i), veuillez commenter l'avancement des travaux d'examen du portefeuille des applications existantes « sur-site » en lien avec le déplacement de certaines charges de travail vers une solution infonuagique.

Réponse : À ce jour Énergir n'a pas débuté l'examen du portefeuille des applications existantes « sur-site ».

- 33.4 Pour le projet CRM, veuillez indiquer la durée du terme non-annulable du contrat de service et les informations requises aux points a, b et c de l'exposé-sondage de la référence (ii).

Réponse :

[REDACTED]

[REDACTED]

- 33.5 Veuillez commenter, le cas échéant, la différence entre la durée du terme non-annulable indiquée en réponse à la question précédente et la durée d'amortissement demandée par Énergir pour le projet CRM.

Réponse :

La stratégie d'approvisionnement pour le projet CRM est basée sur un équilibre entre l'engagement ferme d'Énergir et la protection des prix.



Considérant ce qui précède, la durée de vie utile estimée la plus probable du projet CRM est de 10 ans puisque l'intention actuelle d'Énergir est d'utiliser la solution développée par le projet sur un terme anticipé de 10 ans, duquel découle la durée d'amortissement demandée du projet.

33.6 En lien avec les tableaux de la référence (iv), veuillez indiquer la provenance des données suivantes (référence aux pièces du dossier) et, si applicable, le calcul détaillé des montants :

- Portefeuille de projets (On premise + SaaS) 2019 1 950 000 \$
- Projet CRM 513 000 \$
- Amortissement 2 515 000 \$

Réponse :

Le tableau présenté à la référence (iv) est le résultat d'un calcul différentiel entre le traitement demandé par Énergir (Scénario 1) et le traitement actuel (Scénario 2). Le détail de chacun de ces scénarios est présenté à l'Annexe Q-33.6, et la différence (l'impact différentiel ou marginal) entre les deux scénarios correspond aux tableaux présentés à la référence (iv). La base de référence utilisée est constituée uniquement des investissements prévus au dossier tarifaire 2018-2019.

Ainsi, puisqu'il s'agit d'un calcul différentiel, le montant de 1 950 k\$ de la rubrique « *portefeuille de projets (On premise + SaaS) 2019* » de la référence (iv) est uniquement constitué des coûts initiaux de configuration et de personnalisation de logiciels infonuagiques (SaaS) relatifs à des projets dont la réalisation est prévue au cours de l'année financière 2018-2019. Ce montant correspond à la différence entre les investissements en frais reportés prévus au cours de l'année financière 2018-2019 si la Régie autorise la demande d'Énergir (12 030 k\$, Annexe Q-33.6, page 1, ligne 3) et ceux comptabilisés selon les normes comptables actuellement en vigueur (10 080 k\$, Annexe Q-33.6, page 3, ligne 3). Dans le calcul de l'impact tarifaire marginal, la contrepartie de l'investissement en frais reporté de 1 950 k\$ se retrouve dans les économies attendues dans les dépenses d'exploitation (Annexe Q-33.6, page 5, ligne 14).

L'investissement marginal de 1 950 k\$ (Annexe Q-33.6, page 5, ligne 3) en coûts initiaux de configuration et de personnalisation de logiciels infonuagiques (SaaS) se détaille comme suit :

- un investissement de 725 k\$ est prévu pour un projet dans le secteur Talents et gouvernance (RH);
- un investissement de 725 k\$ est prévu pour un projet dans le secteur Approvisionnement biens et services; et
- une enveloppe de 500 k\$ est prévue pour un ensemble de petits projets qui seront réalisés selon les besoins et les priorités, au moment opportun.

L'investissement marginal de 513 k\$ présenté à la ligne 4 de la page 1 de la référence (iv) est constitué des coûts initiaux de configuration et de personnalisation touchant la portion infonuagique (SaaS) du projet CRM et qui sont prévus être réalisés au cours de l'année financière 2018-2019. Ce montant correspond à la différence entre les investissements en frais reportés prévus pour le projet CRM au cours de l'année financière 2018-2019 si la Régie autorise la demande d'Énergir (██████, Annexe Q-33.6, page 1, lignes 5 + 6) et ceux comptabilisés selon les normes comptables actuellement en vigueur (██████, Annexe Q-33.6, page 3, lignes 5 + 6). Dans le calcul de l'impact tarifaire marginal, la contrepartie de l'investissement en frais reporté de 513 k\$ se retrouve dans les économies attendues dans les dépenses d'exploitation (Annexe Q-33.6, page 5, ligne 16).

Finalement, le montant d'amortissement marginal de 2 515 k\$ présenté à la ligne 8 de la page 2 de la référence (iv) est constitué de l'amortissement marginal des coûts initiaux de configuration et de personnalisation de logiciels infonuagiques (SaaS) relatifs au projet CRM et au portefeuille de projets SaaS, dont la réalisation est prévue au cours de l'année financière 2018-2019. Ce montant correspond à la différence entre l'amortissement total prévu de ces coûts initiaux au cours de l'année financière 2018-2019 (1 399 k\$, Annexe Q-33.6, page 7, ligne 9) si la demande d'Énergir est autorisée par la Régie et celui comptabilisé prévu en fonction des normes comptables actuellement en vigueur (3 914 k\$, Annexe Q-33.6, page 8, ligne 9).

Dans le scénario 1, le montant total des investissements prévus en frais reportés (développement informatique) à l'année 2019 (Annexe Q-33.6, page 1, ligne 8, année 2019) soit 13,9 M\$, correspond au montant total prévu à la pièce des additions à la base de tarification du dossier tarifaire 2018-2019 (B-0072, GM-L, Document 3, page 1, ligne 2).

33.7 Veuillez présenter et commenter les projets infonuagiques planifiés au cours des cinq prochaines années ainsi que les coûts prévus qui seraient capitalisables si le traitement réglementaire demandé par Énergir était autorisé. Veuillez présenter l'impact tarifaire de ces projets selon le même format que les tableaux de la référence (iv).

Réponse :

Comme mentionné par Énergir dans la réponse de la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'ACIG à la pièce GM-T, Document 11, les projets informatiques

impliquant l'utilisation de solutions infonuagiques se feront de plus en plus courants dans les années à venir, vu la tendance à la hausse des fournisseurs d'applications à fournir et à encourager ce genre de service. Très peu utilisées chez Énergir il y a quelques années à peine, ces solutions représenteront sous peu la majorité des solutions retenues.

Énergir estime qu'en 2019, les développements informatiques qui seront réalisés à l'aide de solutions infonuagiques représenteront 2,5 M\$ (référence (iv), page 1, ligne 5), se traduisant par une faible augmentation de la valeur actuelle nette des tarifs de 0,3 M\$ sur 10 ans (référence (iv), page 2, ligne 26). Il n'est pas possible à l'heure actuelle de fournir une telle information pour les années suivantes. En effet, l'exercice pour les années subséquentes nécessiterait qu'Énergir soit en mesure d'évaluer, pour chacune de ces périodes, les projets informatiques spécifiques que le distributeur compte accomplir, le choix de leur solution ainsi que les coûts et bénéfices associés. Une telle étude est effectuée habituellement à la présentation des initiatives de projets et n'est donc présentement pas disponible.

Cependant, Énergir présente dans le tableau suivant une estimation des développements informatiques totaux prévus pour les cinq prochaines années. Compte tenu de la tendance du marché expliquée précédemment, il est à prévoir que la proportion d'investissements effectués en SaaS sera en hausse croissante chaque année d'ici cinq ans. Bien qu'il soit impossible de prévoir avec précision cette proportion en date d'aujourd'hui, il existe une possibilité que les investissements SaaS représentent d'ici cinq ans la totalité des investissements en développement informatiques chez Énergir.

Développements informatiques prévus pour les 5 prochaines années					
Projets	2018-2019 ⁽¹⁾ (M\$)	2019-2020 (M\$)	2020-2021 (M\$)	2021-2022 (M\$)	2022-2023 (M\$)
Portefeuille de projets d'amélioration et de développement	8,0	8,0	6,5	6,5	6,5
Projets Evergreen ⁽²⁾	4,0	3,9	4,1	4,3	4,7
Projets majeurs ⁽³⁾	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Sous-total non inflationné	13,9	11,9	10,6	10,8	11,2
Taux d'inflation utilisé	0,0%	1,8%	1,3%	1,5%	1,5%
Total inflationné	13,9 ⁽⁴⁾	12,1	10,9	11,3	11,9

(1) 2,5 M\$ en coûts initiaux de configuration et personnalisation SaaS identifiés pour 2018-2019.

(2) Maintien du parc informatique par l'achat et la mise à niveau des logiciels.

(3) Projets \geq 1,5 M\$ inclus dans la base de tarification pour 2018-2019. Pour les années suivantes, aucun projet n'a été soumis et approuvé par la Régie. Conséquemment, ces projets n'ont pas été inclus dans le tableau ci-dessus.

(4) Montant total prévu à la pièce des additions à la base de tarification du dossier tarifaire 2018-2019 (B-0072, GM-L, Document 3, page 1, ligne 2) Une version révisée de la page 10 de la pièce B-0072, GM-L, Document 3 est déposée puisqu'une erreur de répartition a été notée.

Il est à noter que pour les années 2019-2020 et suivantes le tableau ne présente aucun Projets majeurs, c'est-à-dire des projets dont la valeur est plus grande ou égale à 1,5 M\$, parce qu'à ce

jour, aucun projet n'a été soumis et approuvé par la Régie pour cet horizon. Énergir rappelle toutefois, comme mentionné à la pièce B-0174, GM-N, Document 19, Annexe 2A pages 9 à 12, qu'elle devra déployer davantage de projets majeurs TI dans les quatre à cinq prochaines années. Cette situation s'explique en grande partie par des besoins anticipés de remplacement de systèmes vieillissants, essentiels notamment à la gestion des finances, de la mobilité en plus du système de gestion intégré (ERP) lesquels approchent de leur fin de vie utile. Lorsque les projets et les solutions nécessaires à leur réalisation auront été définis, Énergir les présentera à la Régie pour approbation.

- 34. Références :** (i) Pièce [B-0069](#), p. 8, Tableau 2;
(ii) Décision [D-2018-046](#), p.6, par 19.

Préambule :

(i) Énergir présente les investissements prévus à l’horizon 2023. Pour le projet de relocalisation de la conduite du pont Trudel, elle prévoit des coûts totaux de 1,2 M\$.

(ii) « [19] *Les coûts totaux du Projet sont estimés à 1,559 M\$. Énergir présente une analyse de sensibilité de l’effet tarifaire du Projet en fonction de variations des coûts de plus ou moins 15 %. En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le coût en capital prospectif utilisé pour le calcul de l’effet tarifaire est de 5,43 % conformément à la décision D-2017-094. »*

Demande:

34.1 En lien avec le projet de relocalisation de la conduite du pont Trudel, veuillez expliquer l’écart de 0,359 M\$ entre le montant de la référence (i) et le montant autorisé par la décision D-2018-046 de la référence (ii).

Réponse :

L’écart de 0,359 M\$ entre le budget initial du 15 décembre 2017 de 1,559 M\$ et la projection pour les coûts du projet du pont Trudel de 1,2 M\$ pour l’exercice 2018-2019 du plan pluriannuel s’explique par le fait qu’il est prévu qu’une partie des investissements soit déjà engagée au 1^{er} octobre 2018 soit au cours de l’exercice 2017-2018.

35. Référence : Pièce [B-0078](#), p. 1.

Préambule :

ÉTAT DU PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES ET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS						
Actif (passif) au titre des prestations définies 2018 et 2019- ATPD / (PTPD)						
Actif (passif) au titre des prestations définies (en milliers de \$)	Régimes de retraite	Assurances collectives	4/8 2018 Total	Régimes de retraite	Assurances collectives	CT 2019 Total
4 Obligation						
5 Solde au début de la période	(767 117)	(111 981)	(879 098)	(798 230)	(118 034)	(916 264)
6 Coût des services rendus et intérêts	(47 314)	(8 249)	(55 563)	(49 810)	(9 595)	(59 405)
7 Cotisations des salariés	(10 436)	-	(10 436)	(10 436)	-	(10 436)
8 Prestations versées	26 636	2 197	28 833	28 203	3 053	31 256
	(798 230)	(118 034)	(916 264)	(830 273)	(124 576)	(954 849)
10 Actifs des régimes						
11 Solde au début de la période	691 157	-	691 157	735 296	-	735 296
12 Rendement réel des actifs des régimes	40 135	-	40 135	43 063	-	43 063
13 Cotisations (employeur et salariés)	30 656	2 197	32 853	30 426	3 053	33 479
14 Prestations versées	(26 653)	(2 197)	(28 849)	(28 203)	(3 053)	(31 257)
	735 296	-	735 296	780 581	-	780 581
16 ATPD / (PTPD)	(62 935)	(118 034)	(180 968)	(49 692)	(124 576)	(174 267)
Impacts sur la base de tarification ⁽¹⁾						
Base de tarification (en milliers de \$)	Régimes de retraite	Assurances collectives	4/8 2018 Total	Régimes de retraite	Assurances collectives	CT 2019 Total
19 CFR - transition	(46 323)	78 227	31 904	(43 750)	73 881	30 131
20 CFR - écarts actuariels	117 863	12 743	130 607	109 993	9 589	119 582
21 CFR - coûts des services passés	-	1 345	1 345	-	1 345	1 345
22 Actifs réglementaires	71 540	92 316	163 855	66 243	84 815	151 058
23 Passif au titre des prestations définies (PTPD)	(62 935)	(118 034)	(180 968)	(49 692)	(124 576)	(174 267)
24 Solde au 30 septembre	8 605	(25 718)	(17 113)	16 551	(39 761)	(23 209)
25 Moyenne des 13 soldes			(18 482)			(17 497)

Demande :

35.1 Pour les prestations versées des régimes de retraites de l'année 4/8 2018, veuillez expliquer la différence entre les montants présentés en réduction de l'obligation (ligne 8) et des actifs des régimes (ligne 14).

Réponse :

La demande fait référence à un écart de 16 k\$ entre les prestations versées présentées en réduction de l'obligation et des actifs des régimes. Les montants de ces prestations devraient être équivalents. Or, dans l'exercice de prévision budgétaire 2018, un ajustement non significatif (16 k\$) a été porté en contrepartie des prestations versées dans l'actif du régime afin de concilier le soldes au 30 septembre 2018 du passif au titre des prestations constituées (PTPD) des régimes de retraite de cette prévision avec ceux présentés dans le rapport AON prévisionnel.

COÛTS DE SERVICE ET REVENU ADDITIONNEL REQUIS**Gaz naturel renouvelable (GNR)**

- 36. Références :**
- (i) Décision [D-2018-062](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0181](#), p. 21;
 - (iii) Pièce [B-0101](#), p. 4 et 8.

Préambule :

(iii) « [31] Également, la Régie demande à Énergir de présenter, au plus tard le 8 juin 2018, à 12 h, les impacts financiers de nature comptable et tarifaire en lien avec les achats et les revenus de GNR présentés à la pièce B-0127. »

(iv) En suivi de la décision citée en référence (i), Énergir indique que :

« La pièce B-0127, GM-Q, Document 12 vise à présenter, à titre informatif, le tarif de GNR qui résulterait de la méthodologie proposée dans le dossier R-4008-2017, si celle-ci était approuvée par la Régie. »

(v) Énergir définit la rubrique L17 comme suit :

« L17 – Coût du transport sur les achats de GNR en franchise : Coûts fonctionnalisés au service de transport découlant de l'application de la méthode de fonctionnalisation du coût des achats de GNR tel que proposé par Énergir dans le document R-4008-2017, B-0022, Gaz-Métro-1, Document 1, page 26. » [nous soulignons]

Demandes :

36.1 Veuillez présenter la fonctionnalisation du coût du transport sur les achats de GNR en franchise de la référence (iii) si la méthode de fonctionnalisation proposée au dossier R-4008-2017 n'était pas appliquée au présent dossier.

Réponse :

Si les achats de GNR en franchise avaient été basés sur la méthode du coût évité comme présenté à la pièce Gaz Métro- 1, Document 2 du dossier R-3909-2014, ces achats auraient été intégrés dans le calcul de la fonctionnalisation des achats de fourniture par service. En effet, les achats de GNR projetés auraient été considérés comme des achats réguliers de gaz de réseau et intégrés au prix du service de fourniture du distributeur. Cette éventualité laisse supposer que la Régie ne reconnaîtrait

pas le caractère distinctif du service de fourniture de GNR par Énergir¹² dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019.

Le tableau 1 présente l'application de la méthode du coût évité et l'intégration des achats de GNR dont le total à la colonne 4 aurait été présenté à la pièce B-0101, page 4, lignes 12 à 18

Tableau 1 : Fonctionnalisation des achats de fourniture en franchise par service.

	ACHATS DE GAZ NATUREL D'ÉVAPORATION EN FRANCHISE (1)	ACHATS DE GNR EN FRANCHISE (2)	ADAT _{franchise} ⁽¹⁾ (3)	Total (4)
12 Volumes d'achats projetés (GJ)	138 299	318 634	36 374	493 307
13 Coûts projetés moyen des achats en franchise (\$/GJ)	3,982	3,922	3,982	3,943
14 Coûts d'achats (\$)	550 681	1 249 786	144 837	1 945 304
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE				
15 Portion Fourniture à Dawn				
16 Prix "Futures" moyen projetés à Dawn (\$/GJ)	3,155	3,119	3,157	3,132
17 Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	436 341	993 942	114 826	1 545 109
18 Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	114 340	255 843	30 011	400 195

(1) ADAT_{franchise} : clients en service de fourniture de GNR avec transfert de propriété, livré en franchise.

En intégrant les achats de GNR en franchise, les coûts fonctionnalisés au transport auraient totalisés 400 K\$. Ce total serait apparu à la pièce B-0101, page 1, ligne 18.

Le coût de transport pour les achats de gaz naturel d'évaporation en franchise de 114 K\$ (colonne 1, ligne 18 du tableau 1), reporté à la pièce B-0101, page 1, ligne 16, demeure inchangé puisque la fonctionnalisation de ces achats n'aurait subi aucune modification.

Le coût fonctionnalisé au transport pour les achats de GNR en franchise de 256 K\$ (colonne 2, ligne 18 du tableau 1) valorisé selon la méthode du coût évité de même que les achats de clients en service de fourniture de GNR avec transfert de propriété livrés en franchise de 30 K\$ (colonne 3, ligne 18 du tableau 1) valorisés au taux de transport estimé au dossier original se seraient reportés à la pièce B-0101, page 1, ligne 17 en remplacement du 299 K\$. Ceci créerait une diminution du coût de transport de 13 K\$. Cette diminution serait expliquée en partie par le fait qu'au dossier original :

- le coût de transport de l'ensemble des volumes de GNR, incluant les volumes en ADAT_{franchise}, est valorisé sur la base du tarif de transport zone sud, auquel a été ajouté le cavalier de GNR produit sur le territoire du distributeur et le biogaz en réseau dédié estimé au dossier tarifaire 2018-2019 (référence: B-0101, page 1, ligne 17);
- les volumes de GNR et les volumes en ADAT_{franchise} sont exclus de la fonctionnalisation des achats de fourniture de gaz de réseau en franchise par service, tel que proposé au dossier R-4008-2017.

¹² Nouveau service demandé au dossier R-4008-2014

36.2 Advenant le cas où le dossier R-4008-2017 ne soit pas complété avant la tenue de l'audience, outre le coût du transport sur les achats de GNR en franchise de la référence (iii), veuillez indiquer si d'autres impacts financiers de nature comptable et tarifaire seraient à considérer pour l'établissement des tarifs au présent dossier.

Réponse :

Tel que mentionné à la pièce B-0181, GM-Q, Document 15, pages 4 et 5, le prix du GNR n'a pas d'impact financier de nature comptable et tarifaire sur les services de transport, d'équilibrage, de distribution et de SPEDE.

Ce constat demeure vrai même si la méthode des coûts évités avait été appliquée pour établir le prix du GNR. En effet, considérant que le prix de vente du GNR est équivalent à son coût d'achat, les revenus de fourniture présentés à la pièce B-0100 et les coûts de fourniture auraient été les mêmes. Conséquemment, aucun impact tarifaire ne serait à considérer au présent dossier.

Modification au traitement comptable réglementaire des avantages sociaux futurs

- 37. Références :**
- (i) Pièce [B-0050](#), p. 6, 7 et 8;
 - (ii) Pièce [B-0078](#), p. 2 ;
 - (iii) Pièce [B-0096](#);
 - (iv) Dossier R-4012-2017, Pièce [B-0146](#), p. 3.

Préambule :

(i) P. 6 :

« De plus, pour des fins de simplification, Énergir propose de continuer de présenter, au niveau réglementaire, tous les coûts reliés aux ASF dans la rubrique des dépenses d'exploitation. Ainsi, dans le cadre des dossiers tarifaires et rapports annuels, le coût des autres composantes du coût des ASF continuerait d'être regroupé au sein des dépenses d'exploitation au lieu d'être présenté à titre de frais financiers. Il est à noter que cette simplification n'entraînerait aucun écart entre les résultats statutaires et réglementaires puisqu'il ne s'agirait que d'une reclassification visant à faciliter l'analyse du coût de régimes de retraite par la Régie et les intervenants aux dossiers. »

P. 7 :

« Comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-125, relative à la demande Modifications de conventions comptables ASC 715, Compensation – Retirement benefits et Demande de création de comptes d'écarts associés (R-4009-2017), Hydro-Québec Distribution et Transport ont harmonisé leur traitement comptable réglementaire avec la mise à jour ASU 2017-07 décrite précédemment. La demande du distributeur et du transporteur est, en ce sens, similaire à celle d'Énergir. »

P. 8 :

La présente demande est formulée dans un souci d'harmonisation des traitements réglementaires avec les principes comptables utilisés pour l'établissement des états financiers statutaires, un aspect auquel la Régie accorde de l'importance. Énergir souhaite également mentionner qu'étant donné la durée résiduelle de cinq ans des dispenses des ACVM permettant l'utilisation des PCGR des États-Unis, cette mesure n'est pas transitoire. [nous soulignons]

(ii) Énergir présente un tableau intitulé « Composition de la charge du régime de retraite ». Ce tableau inclut également des montants prévus pour les assurances collectives.

(iii) Énergir présente l'évolution du revenu d'exploitation pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2019.

(iv) Hydro-Québec Transport présente les éléments de son revenu requis pour les années 2016-2018.

Demandes:

37.1 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de présenter le coût des autres composantes des avantages sociaux futurs de façon distincte des dépenses d'exploitation au tableau présentant l'évolution du revenu net d'exploitation (référence (iii)), tel que présenté par Hydro-Québec en référence (iv).

Réponse :

Énergir croit opportun de maintenir la présentation du coût des autres composantes des avantages sociaux futurs à même la rubrique des dépenses d'exploitation. En effet, Énergir réitère que ces composantes font partie intégrante des coûts relatifs aux services rendus **par les employés** des activités à tarifs réglementés d'Énergir et sont nécessaires pour offrir le service de distribution.

De plus, l'approche retenue par Énergir permet de regrouper la totalité de la charge de retraite, soit le coût des services rendus et le coût des autres composantes, sous une même constituante du coût de service, reflétant également le fait que ces composantes sont indissociables. En effet, le coût des autres composantes des avantages sociaux futurs est conséquent des coûts (revenus) de financement et d'investissement du régime.

En troisième lieu, ce maintien permet d'assurer une continuité dans la présentation des pièces entre les différents dossiers réglementaires, augmentant leur comparabilité.

Le coût des autres composantes des avantages sociaux futurs pourrait être présenté distinctement des dépenses d'exploitation, mais ceci, le cas échéant, se ferait au détriment des avantages mentionnés ci-dessus.

37.2 Veuillez confirmer que le tableau de la référence (ii) présente la composition de la charge liée aux avantages sociaux futurs.

Réponse :

Énergir le confirme.

37.3 Veuillez déposer une mise à jour du tableau de la référence (ii) afin de présenter l'impact de l'application de la nouvelle norme ASC 715 sur la charge liée aux avantages sociaux futurs à compter du 1^{er} octobre 2018.

Réponse :

La nouvelle norme ASC 715 n'entraîne pas d'impact sur la composition de la charge de retraite. Ainsi, le coût des services rendus et le coût des autres composantes des avantages sociaux (intérêts débiteurs, rendement prévu des actifs du régime, amortissement du coût des services passés et amortissement des gains et pertes d'expérience) en font partie intégrante. En ce sens, le tableau de la référence (ii), tel que déposé, présente la charge de retraite prévue pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2019.

- 37.4 Veuillez justifier le classement du tableau de la référence (ii) avec les pièces portant sur les investissements (GM-L) plutôt que celles portant sur le coût de service (GM-N).

Réponse :

La page 1 de la pièce B-0078 présente le calcul détaillé du passif et de l'actif au titre des prestations définies (ATPD/PTPD) des régimes de retraite et assurances collectives se retrouvant à la base de tarification. L'ATPD et le PTPD étant directement influencés par le calcul de la charge du régime de retraite (et assurances collectives) présenté à la page 2 de la pièce B-0078, Énergir a cru pertinent de les présenter ensemble de façon à faciliter l'analyse de l'un et de l'autre.

Énergir reconnaît que la page 2, portant sur le calcul de la charge, pourrait être présentée séparément à la section portant sur le coût de service (GM-N) plutôt qu'avec le détail de l'ATPD/PTPD (section GM-L). Cependant, Énergir tient à souligner qu'aucun des montants présentés dans le calcul de la charge ne peut être directement référencé à d'autres pièces de la section GM-N portant sur le coût de service.

Dépenses d'opération

- 38. Références :** (i) Pièce [B-0112](#), p. 2;
(ii) Dossier R-4024-2017, pièce [B-0025](#).

Préambule :

- (i) Énergir présente un tableau sur les dépenses d'opération par nature pour les exercices clos les 30 septembre 2018 et 2019.
- (ii) Énergir présente un tableau sur les dépenses d'opération par nature pour l'exercice clos les 30 septembre 2017.
- (iii) A partir des références (i) et (ii), la Régie établit le tableau suivant :

Dépenses d'opération par nature - Principaux écarts

Nature des coûts (000 \$)	4/8 2018	Réel 2017	Écart (\$)	Écart (%)
Services externes	9 285	7 935	1 350	17,0%
Électricité et gaz	1 729	1 373	356	25,9%
Publicité	587	485	102	21,0%
Cotisations professionnelles	218	172	46	26,8%
Autres	1 281	1 023	258	25,2%
Plan de main-d'œuvre (ETP)	1 456	1 399	57	4,0%

Demandes:

38.1 Veuillez expliquer chacun des écarts de la référence (iii).

Réponse :**Services externes :**

L'écart de 1,35 M\$ entre le réel 2017 et le 4/8 2018 provient principalement du secteur de l'Exploitation. Une partie de cet écart, soit un montant de 650 k\$ est attribuable aux programmes de revêtement de branchements et de remplacement de compteurs surdimensionnés dont la réalisation a été différée de 2017 à 2018, à la suite d'une priorisation des activités du secteur. De plus, en 2018, la mise en place du programme d'inspection interne des conduites à la Transmission et la hausse des surveillances aériennes des conduites ont respectivement créé des écarts de 500 k\$ et 150 k\$. Ces augmentations de coûts en 2018 sont partiellement atténuées par une diminution des travaux correctifs initialement prévus pour environ 450 k\$.

La projection 4/8 2018 inclut des dépenses relatives à la flotte de véhicules qui sont reliées au changement d'identité du distributeur. En effet, des dépenses sont prévues pour les changements de nom et de logo sur une partie de la flotte de véhicules pour environ 450 k\$.

Électricité et gaz : L'écart est dû principalement au besoin en électricité supplémentaire relatif à la mise en service de nouveaux postes de compression de St-Maurice et de la Tuque.

Publicité : La variation de 102 k\$ provient principalement d'un ajustement dans la comptabilisation de certaines dépenses liées aux communications internes. En effet, au réel 2017, ces dépenses ont été imputées dans la rubrique « services professionnels », alors qu'au 4/8 2018, elles ont été prévues dans la rubrique « publicité ».

Cotisations professionnelles :

La variation est due à l'addition prévue de cadres devant payer une cotisation professionnelle à leur ordre professionnel, notamment des ingénieurs, des conseillers du secteur des TI, etc.

Autres :

La variation est due essentiellement à l'enregistrement en 2017 de certaines dépenses dans des rubriques comptables différentes que celles prévues au 4/8 2018, notamment des dépenses de fournitures. Le reste de l'écart est attribuable à une hausse des besoins divers dans plusieurs secteurs de l'entreprise.

38.2 Veuillez détailler et commenter par secteur, l'ajout de 57 équivalent temps plein (ETP) entre le réel 2017 et la prévision 4/8 2018 du tableau de la référence (iii).

Réponse :

Variation du nombre d'équivalent temps plein entre le réel 2017 et la prévision 4/8 2018 (en ETP)			
Secteurs	4/8 2018	Réel 2017	Écart
Présidence et audit interne	10	10	-
Gestion des risques	3	1	2
Réglementation, Clients & Communautés	280	271	9
Talents et gouvernance	102	97	5
Affaires corporatives & chef des finances	299	282	17
Opérations, transport & dév. énergies nouvelles	762	739	23
Total	1 456	1 400 (Note 1)	56

Note 1 : Dans le rapport annuel, l'utilisation d'arrondis avait occasionné un écart sur le nombre total.

Énergir prévoit une provision pour postes vacants lors des exercices budgétaires (voir pièce B-0112, GM-N, Document 20, p. 1, l. 40). Cette provision permet de contrer l'effet lié au délai de comblement des postes prévus. Celle-ci est exprimée en dollars, mais n'est pas traduite en équivalent temps plein (ETP). Donc, le nombre d'ETP présenté dans le 4/8 2018 ne tient pas compte des postes vacants liés au délai de comblement des postes qui se matérialiseront au réel.

Gestion des risques (+2 ETP) :

Deux nouveaux postes occupés à temps plein sont prévus au 4/8 2018 dans l'équipe de gestion des risques (+2 ETP).

Réglementation, Clients & Communautés (+9 ETP) :

La variation est principalement due (+7 ETP) à une embauche plus tardive au Service à la clientèle en 2017 ce qui a fait diminuer le nombre d'équivalent temps plein moyen pour l'année. Le niveau de la projection 2018 se rapproche du réel 2016.

Des nouveaux postes sont également nécessaires aux directions du développement durable et des communications (+1 ETP) ainsi qu'à la réglementation et tarification (+1 ETP).

Talents et gouvernance (+5 ETP) :

La variation est due à l'ajout de nouveaux postes de direction (+4 ETP), dont deux sont entrés en fonction en fin d'exercice 2017 et présents toute l'année 2018. De plus, un nouveau poste de coordonnateur RH est prévu à la direction des relations de travail et rémunération (+1 ETP).

Affaires corporatives & chef des finances (+17 ETP) :

Du personnel additionnel est prévu à la direction de la gestion des immeubles et de la flotte (+5 ETP), principalement pour des postes à la sûreté et à la flotte. De plus, le délai de comblement des postes budgétés en 2017 a entraîné un écart (+3 ETP) pour l'exercice 2017.

Des nouveaux postes sont également prévus au 4/8 2018 à la direction des technologies de l'information (+ 7 ETP) pour combler des besoins en conseillers dans l'équipe de développement et entretien, d'un chef de service Innovation, d'un conseiller bureautique et d'un conseiller pour la gestion du portefeuille TI.

Le reste de la variation (+2 ETP) est expliquée principalement par des postes qui sont restés vacants au cours de l'année 2017 dans la direction des affaires juridiques et du secrétariat corporatif.

Opérations, transport & dév. énergies nouvelles (+23 ETP) :

La variation du nombre d'ETP est principalement expliquée par le délai de comblement de postes en 2017 à l'Exploitation (+ 18 ETP). De nouvelles cohortes d'employés sont formées chaque année et le nombre d'ETP peut varier en fonction de plusieurs facteurs, notamment du taux de réussite des nouvelles cohortes et le nombre de départs à la retraite. Comme mentionné précédemment, une

provision pour postes vacants en dollars est prévue au budget afin de contrer l'effet du comblement des postes.

Dans le secteur de la Construction et développement de marché émergent, un nouveau poste de conseiller au développement et GNR (+1 ETP) est prévu pour 2018.

Le reste de la variation est expliquée par l'ajout d'un poste de chef de groupe (+1 ETP) et le délai de comblement de postes prévus (+2 ETP) aux approvisionnements gaziers.

- 39. Références :** (i) Pièce [B-0104](#), p. 3 ;
(ii) Pièce [B-0112](#), p. 9.

Préambule :

(i) Énergir présente la variation de la charge liée aux avantages sociaux entre le montant 4/8 2018 et celui prévu pour l'année 2019. Le total de la charge liée aux avantages sociaux s'élève à 64,7 M\$ et 64,5 M\$ respectivement.

(ii) Pour chaque secteur, Énergir présente les dépenses d'opération, desquelles sont soustraites notamment les frais généraux et la main d'œuvre imputée aux immobilisations afin d'établir les dépenses d'exploitation. Pour les avantages sociaux présentés à la page 9, Énergir ne présente pas distinctement les montants imputés aux immobilisations.

Demandes:

- 39.1 Veuillez déposer une mise à jour de la page 9 de la pièce de la référence (ii) afin de présenter les avantages sociaux avant la capitalisation aux immobilisations, les montants imputés aux immobilisations et autres ajustements le cas échéant et les dépenses d'exploitation.

Réponse :

Voir annexe Q-39.1. Énergir tient à souligner que le tableau de la référence (ii) présentait déjà les avantages sociaux avant la capitalisation aux immobilisations, les montants imputés aux immobilisations et autres ajustements le cas échéant. Les montants des avantages sociaux transférés aux immobilisations et aux activités non réglementées étaient eux présentés dans les différents secteurs à ces mêmes rubriques (pages 3 à 8 de la référence (ii)). La prévision et le suivi sont effectués ainsi puisque les avantages sociaux capitalisables aux immobilisations et rechargeables aux ANR sont directement reliés aux employés, qui eux sont attirés à des secteurs de l'entreprise.

Ainsi, à la suite de la mise à jour de la page 9 de la référence (ii), il faut retirer des autres secteurs (pages 3 à 8 de la référence (ii)) les montants des avantages sociaux imputés aux immobilisations et ceux rechargés aux ANR afin d'arriver au total adéquat des dépenses d'exploitation.

- 39.2 Veuillez expliquer le revenu de 200 000 \$ lié aux avantages sociaux.

Réponse :

Le revenu de 200 000\$ prévu et lié aux avantages sociaux est un montant qui est remboursé par la Fiducie globale à Énergir pour des services de gestion des régimes de retraite qui sont effectués à l'interne par différents secteurs comme les ressources humaines, la direction financière, le secrétariat corporatif ainsi que pour les jetons de présence des administrateurs siégeant au Comité de la caisse.

MODIFICATIONS AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF*

40. Référence : Pièce [B-0196](#), p.5.

Préambule :

« Dans cette optique, Énergir propose de ne plus systématiquement émettre de chèques à ses clients dont le solde créditeur serait inférieur à 5,00\$, à moins que ces derniers n'en fassent la demande. Énergir juge qu'un seuil de 5,00\$ est raisonnable. [...] » [nous soulignons]

Demandes :

40.1 Veuillez expliquer comment Énergir a déterminé qu'un montant de 5,00 \$ est raisonnable?

Réponse :

Énergir a d'abord évalué un coût de base pour l'émission d'un chèque à environ 1,50 \$, correspondant aux coûts d'impression, de l'enveloppe, du timbre et de la main-d'œuvre. À cela s'ajoutent des frais additionnels estimés à 3,85 \$ par chèque pour les chèques qui sont retournés à Énergir (évalués à environ 40 % des cas) correspondant au traitement d'un chèque non encaissé (soit le traitement du retour du courrier et de l'annulation du chèque).

D'autres coûts sont également ajoutés lorsque Énergir doit enquêter auprès des clients pour réémettre à nouveau le chèque.

Outre les considérations monétaires liées au traitement bancaire et à l'envoi papier des chèques, Énergir est soucieuse de l'aspect environnemental et de la perception de la clientèle associée aux coûts d'encaissement de chèques au montant relativement peu élevé.

40.2 Veuillez indiquer si la facture du client, sur laquelle apparaît un solde créditeur de moins de 5,00 \$, portera une mention à l'effet qu'Énergir n'émettra de chèque de remboursement que dans le cas où le client en fait la demande ?

Réponse :

Énergir n'a pas prévu apporter une telle mention sur la facture du client. Les modalités applicables à la remise des dépôts aux clients sont décrites dans les *Conditions de services et Tarif* lesquelles sont en tout temps disponibles sur le site web d'Énergir.

PROJET INTRAGAZ / SANS BESOIN MARGE EXCEDENTAIRE - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2019-2021

	oct-19 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-19 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-19 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-20 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-20 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-20 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-20 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-20 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-20 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-20 (10 ⁶ m ³) (10)	août-20 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-20 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1 Tarif D1	155	284	383	437	401	332	202	118	80	72	72	80	1 837	780	2 617
2 Tarif D3	20	22	24	22	22	24	21	21	19	19	18	19	115	138	252
3 Tarif D4	215	232	255	265	253	261	236	220	193	215	220	213	1 267	1 511	2 778
4 Total Continue	391	537	662	725	677	617	459	359	292	305	311	312	3 218	2 429	5 647
5 Interruptible	18	23	30	31	32	30	20	19	13	12	13	21	147	116	262
6 Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7 Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
8 Sous-Total Demande	417	564	694	759	712	650	483	382	313	326	332	340	3 378	2 593	5 971
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10 Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	19	15	34
11 Compression - transport	10	12	12	18	12	11	6	6	6	4	3	4	64	38	102
12 Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	3	3	6
13 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14 Sous-total avant injections	431	580	711	783	729	666	492	391	321	333	338	347	3 469	2 653	6 122
INVENTAIRES injections															
15 Union Gas	0	0	13	12	8	0	12	4	61	64	55	8	33	203	236
16 LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17 Pointe-du-Lac *	2	0	0	3	5	1	0	0	0	0	0	0	9	2	11
18 Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	15	4	117	121
19 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 Sous-total injections et échanges	16	11	13	14	13	1	15	29	82	85	72	27	52	326	378
21 TOTAL DEMANDE	446	591	724	797	742	667	508	421	404	418	410	374	3 521	2 980	6 501
APPROVISIONNEMENT															
22 FTLH Emp - GMT - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	70	67	341	480	821
23 Transport par échange Emp - GMT	0	7	7	7	7	7	0	0	0	0	0	0	35	0	35
24 Transport fourni par les clients	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	23	27	51
25 Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
26 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11	-41	0	-53	-53
28 Sous-Total Transports	79	79	82	81	76	81	74	75	77	80	68	35	400	487	887
Achats à Dawn (GR)															
29 Achats dans le territoire	2	2	2	2	2	2	2	3	10	10	13	13	10	53	63
30 Achats à Empress (GR)	4	3	3	4	3	2	1	2	3	2	2	1	15	14	29
31 Achats à Dawn (GR)	21	187	234	271	272	230	121	17	0	0	0	5	1 194	164	1 358
32 Livraisons à Dawn (GR)	323	301	308	317	289	321	306	320	312	323	323	310	1 535	2 217	3 752
33 Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
35 Sous-total réceptions, achats & livraisons	352	496	549	596	569	559	433	345	326	337	341	331	2 769	2 465	5 235
INVENTAIRES retraits															
36 Union Gas	15	15	66	70	59	6	0	0	0	0	0	7	215	21	236
37 LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38 Pointe-du-Lac *	0	0	1	4	5	0	0	0	0	0	0	0	11	0	11
39 Saint-Flavien *	0	0	25	45	32	19	0	0	0	0	0	0	121	0	121
40 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41 Sous-total retraits et échanges	15	16	93	119	96	26	1	1	1	1	1	8	351	27	378
42 TOTAL APPROVISIONNEMENT	446	591	724	797	742	667	508	421	404	418	410	374	3 521	2 980	6 500
43 INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

PROJET INTRAGAZ / SANS BESOIN MARGE EXCEDENTAIRE - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2020-2021

	oct-20 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-20 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-20 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-21 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-21 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-21 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-21 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-21 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-21 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-21 (10 ⁶ m ³) (10)	août-21 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-21 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1	Tarif D1	154	281	380	433	375	336	207	119	79	72	79	1 806	782	2 588
2	Tarif D3	20	22	24	22	21	24	21	19	19	18	19	113	137	250
3	Tarif D4	215	232	254	264	245	259	235	219	194	214	220	1 254	1 510	2 763
4	Total Continue	388	535	657	719	641	620	463	359	292	305	311	3 173	2 429	5 601
5	Interruption	18	24	30	31	31	30	20	19	14	13	21	146	118	264
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7	Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	0	33	33
8	Sous-Total Demande	415	561	690	753	675	653	488	383	313	325	340	3 332	2 596	5 928
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10	Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	19	15	34
11	Compression - transport	10	11	11	17	10	11	5	6	4	2	4	59	37	96
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	0	3	3	6
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
14	Sous-total avant injections	428	576	706	776	691	668	497	391	322	332	346	3 417	2 655	6 072
INVENTAIRES injections															
15	Union Gas	0	0	13	12	8	0	11	9	63	68	44	33	204	238
16	LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17	Pointe-du-Lac *	3	0	0	4	5	0	0	0	0	0	0	10	3	12
18	Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	4	117	121
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Sous-total injections et échanges	16	11	13	16	13	0	15	34	85	89	61	54	328	382
21	TOTAL DEMANDE	444	587	719	792	704	668	512	426	407	421	399	3 471	2 983	6 454
APPROVISIONNEMENT															
22	FTLH Emp - GMT - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	67	339	480	819
23	Transport par échange Emp - GMT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	4	5	5	5	4	5	4	4	4	4	3	23	27	50
25	Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	0	33	33
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Cession / vente de transport FTLH	0	-24	-24	-24	-22	-24	0	0	0	0	-22	-48	-119	-189
28	Sous-Total Transports	79	48	50	50	45	50	74	75	77	80	58	243	470	714
Achats à Dawn (GR)															
29	Achats dans le territoire	13	14	14	14	14	14	14	15	15	16	16	68	102	171
30	Achats à Empress (GR)	4	2	2	2	2	1	1	2	3	2	1	9	13	22
31	Achats à Dawn (GR)	8	206	250	288	259	253	115	12	0	0	9	1 255	146	1 401
32	Livraisons à Dawn (GR)	321	299	306	315	287	319	304	318	310	321	308	1 527	2 204	3 731
33	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	349	523	574	621	565	591	438	350	330	341	341	2 873	2 483	5 356
INVENTAIRES retraits															
36	Union Gas	15	14	66	70	58	7	0	0	0	0	8	215	23	238
37	LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38	Pointe-du-Lac *	0	0	2	5	5	0	0	0	0	0	0	12	0	12
39	Saint-Flavien *	0	0	25	45	31	20	0	0	0	0	0	121	0	121
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Sous-total retraits et échanges	16	16	95	120	94	28	1	1	1	1	9	352	29	382
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	444	587	718	791	704	668	512	426	407	421	399	3 469	2 983	6 452
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

PROJET INTRAGAZ / SANS BESOIN MARGE EXCEDENTAIRE - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2021-2022

	oct-21 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-21 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-21 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-22 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-22 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-22 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-22 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-22 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-22 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-22 (10 ⁶ m ³) (10)	août-22 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-22 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1 Tarif D1	152	278	377	429	383	329	201	117	78	71	71	78	1 796	770	2 565
2 Tarif D3	20	21	23	22	22	24	21	21	19	18	18	19	113	136	249
3 Tarif D4	216	232	255	266	245	260	236	219	194	215	221	213	1 259	1 513	2 772
4 Total Continue	388	532	655	717	649	613	458	358	291	304	310	310	3 167	2 419	5 586
5 Interruptible	19	24	30	31	31	30	20	19	14	13	13	21	146	118	264
6 Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7 Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
8 Sous-Total Demande	415	559	687	750	683	646	483	381	312	325	332	339	3 325	2 586	5 912
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10 Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	19	15	34
11 Compression - transport	10	11	10	16	10	10	5	5	6	4	2	4	58	36	94
12 Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	3	3	6
13 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14 Sous-total avant injections	429	574	703	773	699	661	492	390	321	332	338	345	3 410	2 645	6 055
INVENTAIRES injections															
15 Union Gas	0	0	13	13	8	0	11	11	67	72	35	8	34	204	238
16 LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17 Pointe-du-Lac *	3	0	0	4	6	0	1	0	0	0	0	0	10	4	13
18 Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	15	4	117	121
19 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 Sous-total injections et échanges	16	11	13	16	14	0	16	36	89	92	52	27	54	328	383
21 TOTAL DEMANDE	445	585	716	789	713	662	508	426	409	424	390	372	3 464	2 974	6 438
APPROVISIONNEMENT															
22 FTLH Emp - GMT - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
23 Transport par échange Emp - GMT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Transport fourni par les clients	4	5	5	5	4	5	4	4	4	4	4	3	23	27	50
25 Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
26 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 Cession / vente de transport FTLH	0	-27	-28	-28	-25	-28	0	0	0	0	-34	-51	-137	-85	-222
28 Sous-Total Transports	79	45	46	46	42	46	74	75	77	80	46	25	226	455	681
29 Achats à Dawn (GR)	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17	18	18	80	118	198
30 Achats à Empress (GR)	4	2	2	2	1	1	1	2	3	2	1	0	8	13	21
31 Achats à Dawn (GR)	7	204	248	286	265	248	107	10	0	0	0	10	1 251	134	1 385
32 Livraisons à Dawn (GR)	322	300	307	315	288	319	304	319	311	322	322	308	1 529	2 207	3 736
33 Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
35 Sous-total réceptions, achats & livraisons	350	524	575	623	574	588	432	350	332	343	343	339	2 883	2 489	5 372
INVENTAIRES retraits															
36 Union Gas	14	14	66	70	59	6	0	0	0	0	0	8	216	22	238
37 LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38 Pointe-du-Lac *	0	0	2	5	6	0	1	0	0	0	0	0	12	1	13
39 Saint-Flavien *	0	0	25	45	31	20	0	0	0	0	0	0	121	0	121
40 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41 Sous-total retraits et échanges	15	16	94	120	97	27	2	1	1	1	1	9	354	29	383
42 TOTAL APPROVISIONNEMENT	445	585	715	789	712	662	508	426	409	424	390	372	3 462	2 974	6 436
43 INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

SANS PROJET INTRAGAZ - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2019-2020

	oct-19 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-19 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-19 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-20 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-20 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-20 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-20 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-20 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-20 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-20 (10 ⁶ m ³) (10)	août-20 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-20 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1 Tarif D1	155	284	383	437	401	332	202	118	80	72	72	80	1 837	780	2 617
2 Tarif D3	20	22	24	22	22	24	21	21	19	19	18	19	115	138	252
3 Tarif D4	215	232	255	265	253	261	236	220	193	215	220	213	1 267	1 511	2 778
4 Total Continue	391	537	662	725	677	617	459	359	292	305	311	312	3 218	2 429	5 647
5 Interruptible	18	23	30	31	32	30	20	19	13	12	13	21	147	116	262
6 Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7 Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
8 Sous-Total Demande	417	564	694	759	712	650	483	382	313	326	332	340	3 378	2 593	5 971
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10 Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	19	15	34
11 Compression - transport	10	12	12	18	12	12	6	6	6	4	3	4	66	38	104
12 Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	3	3	6
13 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14 Sous-total avant injections	431	580	711	783	729	667	492	391	321	333	338	347	3 470	2 653	6 124
INVENTAIRES injections															
15 Union Gas	0	0	13	11	8	0	12	5	61	64	55	8	33	204	237
16 LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17 Pointe-du-Lac *	2	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	0	5	2	7
18 Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	15	4	117	121
19 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 Sous-total injections et échanges	16	11	13	13	12	0	16	30	82	85	72	27	49	327	376
21 TOTAL DEMANDE	446	591	724	796	741	667	508	421	404	418	410	374	3 519	2 980	6 499
APPROVISIONNEMENT															
22 FTLH Emp - GMIT - avant vente	70	67	70	70	65	70	67	70	67	70	70	67	341	480	821
23 Transport par échange Emp - GMIT	0	19	20	20	18	20	0	0	0	0	0	0	97	0	97
24 Transport fourni par les clients	4	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	3	23	27	51
25 Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
26 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 Cession / vente de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11	-41	0	-53	-53
28 Sous-Total Transports	79	91	94	94	88	94	74	75	77	80	68	35	461	487	949
Achats à Dawn (GR)															
29 Achats dans le territoire	2	2	2	2	2	2	2	3	10	10	13	13	10	53	63
30 Achats à Empress (GR)	4	3	3	4	3	3	1	2	3	2	2	1	18	14	31
31 Achats à Dawn (GR)	21	174	222	258	260	217	121	17	0	0	0	5	1 131	164	1 295
32 Livraisons à Dawn (GR)	323	301	308	317	289	321	306	320	312	323	323	310	1 535	2 217	3 752
33 Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
35 Sous-total réceptions, achats & livraisons	352	483	537	584	558	546	434	345	326	337	341	331	2 709	2 466	5 175
INVENTAIRES retraits															
36 Union Gas	15	15	65	69	59	6	0	0	0	0	0	7	215	21	237
37 LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38 Pointe-du-Lac *	0	0	1	3	3	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
39 Saint-Flavien *	0	0	25	45	32	19	0	0	0	0	0	0	121	0	121
40 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41 Sous-total retraits et échanges	15	17	93	118	95	27	1	1	1	1	1	8	348	27	375
42 TOTAL APPROVISIONNEMENT	446	591	724	796	741	667	508	421	404	418	410	374	3 519	2 980	6 499
43 INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

SANS PROJET INTRAGAZ - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2020-2021

	oct-20 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-20 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-20 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-21 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-21 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-21 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-21 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-21 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-21 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-21 (10 ⁶ m ³) (10)	août-21 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-21 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1	Tarif D1	154	281	380	433	375	336	207	119	79	72	79	1 806	782	2 588
2	Tarif D3	20	22	24	22	21	24	21	19	19	18	19	113	137	250
3	Tarif D4	215	232	254	264	245	259	235	219	194	214	213	1 254	1 510	2 763
4	Total Continue	388	535	657	719	641	620	463	359	292	305	311	3 173	2 429	5 601
5	Interruption	18	24	30	31	31	30	20	19	14	13	21	146	118	264
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7	Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	0	33	33
8	Sous-Total Demande	415	561	690	753	675	653	488	383	313	325	340	3 332	2 596	5 928
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	3	2	6
10	Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	19	15	34
11	Compression - transport	10	11	11	17	10	11	5	5	6	4	2	60	37	97
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	0	3	3	6
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
14	Sous-total avant injections	428	577	706	776	691	668	497	391	322	332	346	3 418	2 655	6 073
INVENTAIRES injections															
15	Union Gas	0	0	13	11	8	0	12	9	63	68	44	33	206	238
16	LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17	Pointe-du-Lac *	3	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	6	3	9
18	Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	4	117	121
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Sous-total injections et échanges	16	11	13	14	12	0	16	34	85	89	61	49	329	378
21	TOTAL DEMANDE	444	587	719	790	703	668	513	426	407	421	399	3 468	2 984	6 452
APPROVISIONNEMENT															
22	FTLH Emp - GMT - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	67	339	480	819
23	Transport par échange Emp - GMT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Transport fourni par les clients	4	5	5	5	4	5	4	4	4	4	3	23	27	50
25	Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	0	33	33
26	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Cession / vente de transport FTLH	0	-12	-12	-12	-11	-12	0	0	0	-22	-48	-59	-70	-128
28	Sous-Total Transports	79	60	62	62	56	62	74	75	77	80	58	304	470	774
Achats à Dawn (GR)															
29	Achats dans le territoire	13	14	14	14	14	14	14	15	15	16	16	68	102	171
30	Achats à Empress (GR)	4	2	2	3	2	2	1	2	3	2	1	11	13	24
31	Achats à Dawn (GR)	8	193	238	274	247	240	116	12	0	0	10	1 193	147	1 340
32	Livraisons à Dawn (GR)	321	299	306	315	287	319	304	318	310	321	308	1 527	2 204	3 731
33	Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3
35	Sous-total réceptions, achats & livraisons	349	511	563	608	553	578	439	350	330	341	341	2 813	2 485	5 298
INVENTAIRES retraits															
36	Union Gas	15	15	66	69	58	7	0	0	0	0	8	215	23	238
37	LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38	Pointe-du-Lac *	0	0	1	4	3	0	0	0	0	0	0	8	0	8
39	Saint-Flavien *	0	0	25	45	31	20	0	0	0	0	0	121	0	121
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Sous-total retraits et échanges	16	16	94	118	93	28	1	1	1	1	9	349	29	378
42	TOTAL APPROVISIONNEMENT	444	587	719	788	703	668	513	426	407	421	399	3 466	2 984	6 450
43	INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-2	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

SANS PROJET INTRAGAZ - DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER - ANNEE 2021-2022

	oct-21 (10 ⁶ m ³) (1)	nov-21 (10 ⁶ m ³) (2)	déc-21 (10 ⁶ m ³) (3)	janv-22 (10 ⁶ m ³) (4)	févr-22 (10 ⁶ m ³) (5)	mars-22 (10 ⁶ m ³) (6)	avr-22 (10 ⁶ m ³) (7)	mai-22 (10 ⁶ m ³) (8)	juin-22 (10 ⁶ m ³) (9)	juil-22 (10 ⁶ m ³) (10)	août-22 (10 ⁶ m ³) (11)	sept-22 (10 ⁶ m ³) (12)	Hiver (10 ⁶ m ³) (13)	Été (10 ⁶ m ³) (14)	Total (10 ⁶ m ³) (15)
DEMANDE															
1 Tarif D1	152	278	377	429	383	329	201	117	78	71	71	78	1 796	770	2 565
2 Tarif D3	20	21	23	22	22	24	21	21	19	18	18	19	113	136	249
3 Tarif D4	216	232	255	266	245	260	236	219	194	215	221	213	1 259	1 513	2 772
4 Total Continue	388	532	655	717	649	613	458	358	291	304	310	310	3 167	2 419	5 586
5 Interruptible	19	24	30	31	31	30	20	19	14	13	13	21	146	118	264
6 Client biogaz en réseau dédié	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
7 Gaz d'appoint concurrence	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
8 Sous-Total Demande	415	559	687	750	683	646	483	381	312	325	332	339	3 325	2 586	5 912
9 Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6
10 Gaz perdu	2	3	4	4	4	4	3	2	2	2	2	2	19	15	34
11 Compression - transport	10	11	11	17	10	11	5	5	6	4	2	4	60	36	96
12 Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	3	3	6
13 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
14 Sous-total avant injections	429	574	703	773	699	662	492	390	321	332	338	345	3 411	2 645	6 056
INVENTAIRES injections															
15 Union Gas	0	0	13	12	9	0	11	11	67	72	35	9	33	205	238
16 LSR (DaQ) *	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	3	10
17 Pointe-du-Lac *	3	0	0	2	4	0	0	0	0	0	0	0	6	3	9
18 Saint-Flavien *	14	4	0	0	0	0	4	25	22	20	17	15	4	117	121
19 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 Sous-total injections et échanges	16	11	13	14	13	0	15	36	89	92	52	28	50	328	378
21 TOTAL DEMANDE	445	585	716	787	712	662	507	426	409	424	390	373	3 461	2 973	6 435
APPROVISIONNEMENT															
22 FTLH Emp - GMIT - avant vente	70	67	70	70	63	70	67	70	67	70	70	67	339	480	819
23 Transport par échange Emp - GMIT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 Transport fourni par les clients	4	5	5	5	4	5	4	4	4	4	4	3	23	27	50
25 Gaz d'appoint	5	0	0	0	0	0	2	2	6	6	6	6	0	33	33
26 FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27 Cession / vente de transport FTLH	0	-15	-16	-16	-14	-16	0	0	0	0	-34	-51	-76	-85	-161
28 Sous-Total Transports	79	57	59	59	53	59	74	75	77	80	46	25	286	455	741
29 Achats à Dawn (GR)	16	16	16	16	16	16	16	16	17	17	18	18	80	118	198
30 Achats à Empress (GR)	4	2	2	3	2	2	1	2	3	2	1	0	10	13	23
31 Achats à Dawn (GR)	7	191	236	273	254	235	107	10	0	0	0	11	1 189	135	1 324
32 Livraisons à Dawn (GR)	322	300	307	315	288	319	304	319	311	322	322	308	1 529	2 207	3 736
33 Biogaz	3	3	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	13	16	29
34 Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	3
35 Sous-total réceptions, achats & livraisons	350	512	563	610	563	575	432	350	332	343	343	340	2 823	2 490	5 313
INVENTAIRES retraits															
36 Union Gas	14	15	66	69	59	7	0	0	0	0	0	7	216	22	238
37 LSR (DaQ) *	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5	6	10
38 Pointe-du-Lac *	0	0	1	3	4	0	0	0	0	0	0	0	8	0	8
39 Saint-Flavien *	0	0	25	45	31	20	0	0	0	0	0	0	121	0	121
40 Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41 Sous-total retraits et échanges	15	16	94	118	95	28	1	1	1	1	1	8	350	28	378
42 TOTAL APPROVISIONNEMENT	445	585	715	787	711	662	507	426	409	424	390	373	3 459	2 973	6 432
43 INTERRUPTIONS BRUTES	0	0	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire est 38,26 MJ/m³

Capacités quotidiennes en retrait					
Site d'entreposage à Pointe-du-Lac - avant projet					
RETRAIT - 10³m³/jour¹			RETRAIT - GJ/jour		
Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT	Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT
16 700	22 700	1 200	638 942	868 502	45 912
12 300	16 700	1 100	470 598	638 942	42 086
9 300	12 300	1 000	355 818	470 598	38 260
6 900	9 300	800	263 994	355 818	30 608
1 900	6 900	500	72 694	263 994	19 130
-	1 900	200	-	72 694	7 652

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

Capacités quotidiennes en retrait					
Site d'entreposage à Pointe-du-Lac - après projet					
RETRAIT - 10³m³/jour¹			RETRAIT - GJ/jour¹		
Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT	Borne inférieure	Borne supérieure	RETRAIT
30 200	36 600	1 600	1 155 452	1 400 316	61 216
27 200	30 200	1 500	1 040 672	1 155 452	57 390
25 800	27 200	1 400	987 108	1 040 672	53 564
23 200	25 800	1 300	887 632	987 108	49 738
20 800	23 200	1 200	795 808	887 632	45 912
18 600	20 800	1 100	711 636	795 808	42 086
16 600	18 600	1 000	635 116	711 636	38 260
14 200	16 600	800	543 292	635 116	30 608
10 200	14 200	500	390 252	543 292	19 130
-	10 200	200	-	390 252	7 652

1. Pouvoir calorifique de 38,26 MJ/m³

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE							APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle							Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)		
01-oct-18	0,09	1,83	10 788	410	176	0	883	12 257	2 243	6 688	0	0	3 299	26	0	0	0	12 257		
02-oct-18	0,37	7,12	10 512	418	176	0	883	11 988	2 243	6 419	0	0	3 299	26	0	0	0	11 988		
03-oct-18	0,17	4,16	10 462	412	176	0	883	11 932	2 243	6 363	0	0	3 299	26	0	0	0	11 932		
04-oct-18	0,46	0,78	10 527	420	176	0	822	11 944	2 243	6 375	0	0	3 299	26	0	0	0	11 944		
05-oct-18	0,57	10,86	10 622	424	176	0	822	12 042	2 243	6 473	0	0	3 299	26	0	0	0	12 042		
06-oct-18	1,71	5,17	10 983	456	176	0	822	12 436	2 243	6 867	0	0	3 299	26	0	0	0	12 436		
07-oct-18	1,23	21,97	10 986	443	176	0	822	12 426	2 243	6 857	0	0	3 299	26	0	0	0	12 426		
08-oct-18	3,73	26,05	11 764	515	176	0	822	13 276	2 243	7 707	0	0	3 299	26	0	0	0	13 276		
09-oct-18	2,48	41,46	11 639	479	176	0	822	13 115	2 243	7 546	0	0	3 299	26	0	0	0	13 115		
10-oct-18	3,36	31,93	11 778	504	176	0	822	13 279	2 243	7 710	0	0	3 299	26	0	0	0	13 279		
11-oct-18	0,90	16,47	11 015	433	176	0	822	12 445	2 243	6 876	0	0	3 299	26	0	0	0	12 445		
12-oct-18	1,40	12,77	10 936	447	176	0	822	12 381	2 243	6 812	0	0	3 299	26	0	0	0	12 381		
13-oct-18	2,15	37,06	11 301	469	176	0	822	12 767	2 243	7 198	0	0	3 299	26	0	0	0	12 767		
14-oct-18	2,90	45,59	11 640	491	176	0	822	13 128	2 243	7 559	0	0	3 299	26	0	0	0	13 128		
15-oct-18	4,09	48,28	12 105	525	176	0	822	13 627	2 243	8 058	0	0	3 299	26	0	0	0	13 627		
16-oct-18	4,56	56,47	12 392	539	176	0	822	13 928	2 243	8 359	0	0	3 299	26	0	0	0	13 928		
17-oct-18	5,29	78,72	12 742	560	176	0	822	14 299	2 243	8 730	0	0	3 299	26	0	0	0	14 299		
18-oct-18	5,90	59,69	12 949	578	176	0	822	14 524	2 243	8 955	0	0	3 299	26	0	0	0	14 524		
19-oct-18	4,38	52,84	12 491	533	176	0	822	14 022	2 243	8 453	0	0	3 299	26	0	0	0	14 022		
20-oct-18	4,95	64,93	12 571	550	176	0	822	14 118	2 243	8 549	0	0	3 299	26	0	0	0	14 118		
21-oct-18	7,67	109,95	13 649	629	176	0	822	15 275	2 243	9 706	0	0	3 299	26	0	0	0	15 275		
22-oct-18	9,45	143,02	14 582	680	176	0	822	16 280	2 243	10 691	0	0	3 299	26	0	0	0	16 280		
23-oct-18	9,00	121,53	14 534	667	176	0	705	16 092	2 243	10 513	0	0	3 299	26	0	0	0	16 092		
24-oct-18	6,29	102,89	13 855	589	176	0	705	15 254	2 243	9 455	0	0	3 299	26	0	0	0	15 254		
25-oct-18	8,15	129,98	13 992	643	176	0	705	15 516	2 243	9 947	0	0	3 299	26	0	0	0	15 516		
26-oct-18	6,74	87,21	13 573	602	176	0	705	15 056	2 243	9 487	0	0	3 299	26	0	0	0	15 056		
27-oct-18	8,59	98,37	14 076	655	176	0	705	15 612	2 243	10 043	0	0	3 299	26	0	0	0	15 612		
28-oct-18	11,85	159,25	15 493	749	176	0	705	17 123	2 243	10 958	596	0	3 299	26	0	0	0	17 123		
29-oct-18	10,84	204,92	15 614	720	176	0	705	17 215	2 243	10 948	698	0	3 299	26	0	0	0	17 215		
30-oct-18	9,92	92,54	14 868	694	176	0	705	16 442	2 243	10 873	0	0	3 299	26	0	0	0	16 442		
31-oct-18	7,10	72,40	13 807	612	176	0	705	15 300	2 243	9 731	0	0	3 299	26	0	0	0	15 300		
01-nov-18	2,08	25,96	14 045	488	7	0	708	15 247	2 243	9 820	0	0	3 157	26	0	0	0	15 247		
02-nov-18	5,88	52,78	14 960	602	7	0	708	16 277	2 243	10 850	0	0	3 157	26	0	0	0	16 277		
03-nov-18	7,95	59,81	16 087	665	7	0	708	17 466	2 243	12 039	0	0	3 157	26	0	0	0	17 466		
04-nov-18	9,81	76,64	17 000	721	7	0	708	18 436	2 243	12 890	119	0	3 157	26	0	0	0	18 436		
05-nov-18	5,39	65,04	15 603	587	7	0	708	16 905	2 243	11 478	0	0	3 157	26	0	0	0	16 905		
06-nov-18	4,62	42,85	14 818	564	7	0	708	16 096	2 243	10 670	0	0	3 157	26	0	0	0	16 096		
07-nov-18	9,39	134,95	16 717	708	7	0	708	18 139	2 243	12 713	0	0	3 157	26	0	0	0	18 139		
08-nov-18	8,51	99,87	16 769	682	7	0	708	18 165	2 243	12 739	0	0	3 157	26	0	0	0	18 165		
09-nov-18	6,51	92,48	15 958	621	7	0	708	17 294	2 243	11 867	0	0	3 157	26	0	0	0	17 294		
10-nov-18	7,63	107,50	16 198	655	7	0	373	17 232	2 243	11 805	0	0	3 157	26	0	0	0	17 232		
11-nov-18	11,00	144,86	17 615	757	7	0	728	19 107	2 243	12 904	750	0	3 157	53	0	0	0	19 107		
12-nov-18	10,12	113,55	17 538	730	7	0	728	19 004	2 243	12 893	657	0	3 157	53	0	0	0	19 004		
13-nov-18	9,05	128,02	17 125	698	7	0	728	18 558	2 243	12 881	224	0	3 157	53	0	0	0	18 558		
14-nov-18	3,65	85,10	14 988	535	7	0	728	16 258	2 243	10 805	0	0	3 157	53	0	0	0	16 258		
15-nov-18	7,05	73,03	15 594	638	7	0	728	16 967	2 243	11 514	0	0	3 157	53	0	0	0	16 967		
16-nov-18	10,40	138,79	17 327	739	7	0	728	18 801	2 243	12 897	451	0	3 157	53	0	0	0	18 801		
17-nov-18	11,43	174,03	18 141	770	7	0	728	19 646	2 243	12 909	1 284	0	3 157	53	0	0	0	19 646		
18-nov-18	11,79	176,69	18 385	780	7	0	728	19 900	2 243	12 913	1 534	0	3 157	53	0	0	0	19 900		
19-nov-18	10,73	122,45	17 860	749	7	0	728	19 344	2 243	12 900	990	0	3 157	53	0	0	0	19 344		
20-nov-18	12,68	190,31	18 663	807	7	0	728	20 205	2 243	12 923	1 829	0	3 157	53	0	0	0	20 205		
21-nov-18	13,63	163,93	19 102	836	7	0	728	20 673	2 243	12 935	2 192	93	3 157	53	0	0	0	20 673		
22-nov-18	16,24	292,20	20 542	915	7	0	728	22 192	2 243	12 965	2 192	1 581	3 157	53	0	0	0	22 192		
23-nov-18	18,23	233,03	21 298	975	7	0	728	23 007	2 243	12 989	2 192	2 374	3 157	53	0	0	0	23 007		
24-nov-18	15,52	393,55	21 095	893	7	0	728	22 723	2 243	12 957	2 192	2 122	3 157	53	0	0	0	22 723		
25-nov-18	13,16	200,32	19 345	822	7	0	728	20 902	2 243	12 929	2 192	328	3 157	53	0	0	0	20 902		
26-nov-18	12,35	152,48	18 664	797	7	0	728	20 196	2 243	12 919	1 823	0	3 157	53	0	0	0	20 196		
27-nov-18	14,79	244,58	19 747	871	7	0	728	21 353	2 243	12 948	2 192	759	3 157	53	0	0	0	21 353		
28-nov-18	19,34	325,36	21 853	1 008	7	0	728	23 596	2 243	13 002	2 192	2 950	3 157	53	0	0	0	23 596		
29-nov-18	17,36	260,34	21 395	948	7	0	728	23 078	2 243	12 978	2 192	2 455	3 157	53	0	0	0	23 078		
30-nov-18	14,12	214,91	19 912	851	7	0	705	21 475	2 243	12 940	2 192	889	3 157	53	0	0	0	21 475		

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
01-févr-19	20,44	229,51	23 575	1 139	0	0	388	25 101	2 243	12 996	2 192	3 274	3 158	26	1 212	0	0	25 101	
02-févr-19	24,83	175,79	24 636	1 284	0	0	388	26 308	2 243	13 046	2 192	4 430	3 158	26	1 212	0	0	26 308	
03-févr-19	18,49	120,00	22 697	1 075	0	0	388	24 159	2 243	12 974	2 192	2 354	3 158	26	1 212	0	0	24 159	
04-févr-19	21,48	358,00	23 903	1 174	0	0	388	25 464	2 243	13 008	2 192	3 624	3 158	26	1 212	0	0	25 464	
05-févr-19	25,44	343,33	25 514	1 304	0	0	388	27 206	2 243	13 053	2 192	5 321	3 158	26	1 212	0	0	27 206	
06-févr-19	21,95	278,33	24 483	1 189	0	0	388	26 059	2 243	13 013	2 192	4 214	3 158	26	1 212	0	0	26 059	
07-févr-19	23,18	491,19	25 276	1 229	0	0	388	26 893	2 243	13 027	2 192	5 034	3 158	26	1 212	0	0	26 893	
08-févr-19	25,83	678,47	26 942	1 317	0	0	388	28 646	2 243	13 058	2 192	5 679	3 158	26	1 212	1 078	0	28 646	
09-févr-19	22,79	215,89	24 601	1 217	0	0	388	26 206	2 243	13 023	2 192	4 351	3 158	26	1 212	0	0	26 206	
10-févr-19	26,70	368,74	26 163	1 346	0	0	388	27 897	2 243	13 068	2 192	5 679	3 158	26	1 212	319	0	27 897	
11-févr-19	29,92	444,67	27 914	1 452	0	-867	307	28 806	2 243	13 104	2 192	5 679	3 158	26	1 212	1 191	0	28 806	
12-févr-19	27,47	583,06	27 855	1 371	0	-823	10	28 413	2 243	13 076	2 192	5 679	3 158	26	1 212	826	0	28 413	
13-févr-19	28,57	521,79	27 784	1 407	0	-484	10	28 717	2 243	13 089	2 192	5 679	3 158	26	1 212	1 118	0	28 717	
14-févr-19	22,47	426,84	25 470	1 206	0	-422	307	26 562	2 243	13 019	2 192	4 711	3 158	26	1 212	0	0	26 562	
15-févr-19	23,97	386,29	25 247	1 256	0	0	585	27 088	2 243	13 036	2 192	5 372	3 158	26	1 060	0	0	27 088	
16-févr-19	20,95	302,88	24 076	1 156	0	0	585	25 817	2 243	13 002	2 192	4 135	3 158	26	1 060	0	0	25 817	
17-févr-19	19,36	290,07	23 186	1 104	0	0	585	24 874	2 243	12 984	2 192	3 210	3 158	26	1 060	0	0	24 874	
18-févr-19	17,17	264,96	22 190	1 031	0	0	585	23 807	2 243	12 959	2 192	2 168	3 158	26	1 060	0	0	23 807	
19-févr-19	13,35	400,84	21 111	905	0	0	509	22 525	2 243	12 915	2 192	929	3 158	26	1 060	0	0	22 525	
20-févr-19	13,96	314,16	20 654	926	0	0	386	21 966	2 243	12 922	2 192	364	3 158	26	1 060	0	0	21 966	
21-févr-19	12,29	98,69	19 413	870	0	0	386	20 670	2 243	12 903	1 278	0	3 158	26	1 060	0	0	20 670	
22-févr-19	11,27	141,08	19 040	837	0	0	386	20 262	2 243	12 892	993	0	3 158	26	0	0	0	20 262	
23-févr-19	16,64	197,58	20 978	1 014	0	0	386	22 374	2 243	12 953	2 192	856	3 158	26	0	0	0	22 374	
24-févr-19	15,58	185,73	21 104	979	0	0	386	22 468	2 243	13 044	2 192	959	3 158	26	0	0	0	22 468	
25-févr-19	14,74	205,88	20 778	951	0	0	386	22 114	2 243	12 931	2 192	614	3 158	26	0	0	0	22 114	
26-févr-19	17,72	247,40	21 861	1 049	0	0	386	23 296	2 243	12 965	2 192	1 762	3 158	26	0	0	0	23 296	
27-févr-19	16,25	328,97	21 924	1 001	0	0	386	23 310	2 243	12 948	2 192	1 793	3 158	26	0	0	0	23 310	
28-févr-19	19,01	161,88	22 170	1 092	0	0	386	23 648	2 243	12 980	2 192	2 099	3 158	26	0	0	0	23 648	
01-mars-19	19,70	336,57	22 523	1 146	0	0	377	24 046	2 243	12 985	2 192	2 633	3 158	26	808	0	0	24 046	
02-mars-19	24,33	500,68	24 682	1 303	0	0	377	26 362	2 243	13 038	2 192	4 897	3 158	26	808	0	0	26 362	
03-mars-19	26,04	579,84	25 962	1 361	0	0	377	27 700	2 243	13 057	2 192	5 705	3 158	26	808	509	0	27 700	
04-mars-19	21,73	432,12	24 196	1 215	0	0	377	25 787	2 243	13 008	2 192	4 351	3 158	26	808	0	0	25 787	
05-mars-19	22,71	386,82	23 961	1 248	0	0	377	25 585	2 243	13 019	2 192	4 138	3 158	26	808	0	0	25 585	
06-mars-19	20,66	311,52	23 120	1 179	0	0	377	24 675	2 243	12 996	2 192	3 251	3 158	26	808	0	0	24 675	
07-mars-19	19,05	216,16	22 069	1 124	0	0	377	23 569	2 243	12 978	2 192	2 164	3 158	26	808	0	0	23 569	
08-mars-19	17,80	227,19	21 528	1 081	0	0	376	22 986	2 243	12 964	2 192	1 710	3 158	26	692	0	0	22 986	
09-mars-19	18,34	350,69	21 996	1 100	0	0	376	23 471	2 243	12 970	2 192	2 190	3 158	26	692	0	0	23 471	
10-mars-19	14,32	267,90	20 426	964	0	0	376	21 765	2 243	12 924	2 192	529	3 158	26	692	0	0	21 765	
11-mars-19	13,06	256,91	19 579	921	0	0	376	20 875	2 243	12 910	1 845	0	3 158	26	692	0	0	20 875	
12-mars-19	15,32	185,61	19 981	997	0	0	376	21 354	2 243	12 935	2 192	107	3 158	26	692	0	0	21 354	
13-mars-19	12,47	166,19	19 181	901	0	0	376	20 458	2 243	12 903	1 434	0	3 158	26	692	0	0	20 458	
14-mars-19	13,37	293,11	19 625	931	0	0	376	20 932	2 243	12 913	1 899	0	3 158	26	692	0	0	20 932	
15-mars-19	16,80	278,99	20 817	1 048	0	0	376	22 241	2 243	12 952	2 192	976	3 158	26	692	0	0	22 241	
16-mars-19	17,34	199,70	21 067	1 066	0	0	376	22 509	2 243	12 958	2 192	1 238	3 158	26	692	0	0	22 509	
17-mars-19	16,23	174,14	20 665	1 028	0	0	376	22 069	2 243	12 946	2 192	811	3 158	26	692	0	0	22 069	
18-mars-19	13,77	236,83	19 935	945	0	0	376	21 255	2 243	12 918	2 192	25	3 158	26	692	0	0	21 255	
19-mars-19	11,65	140,37	18 672	873	0	0	376	19 920	2 243	12 894	906	0	3 158	26	692	0	0	19 920	
20-mars-19	10,72	149,31	18 163	841	0	0	376	19 400	2 243	12 883	396	0	3 158	26	692	0	0	19 400	
21-mars-19	10,45	155,76	18 025	832	0	0	376	19 233	2 243	12 880	233	0	3 158	26	692	0	0	19 233	
22-mars-19	14,73	462,14	20 440	977	0	0	376	21 793	2 243	12 929	2 192	552	3 158	26	692	0	0	21 793	
23-mars-19	15,86	209,10	20 402	1 016	0	0	376	21 793	2 243	12 942	2 192	540	3 158	26	692	0	0	21 793	
24-mars-19	12,15	108,01	18 935	890	0	0	376	20 200	2 243	12 900	1 181	0	3 158	26	692	0	0	20 200	
25-mars-19	11,19	131,19	18 330	857	0	0	376	19 563	2 243	12 889	554	0	3 158	26	692	0	0	19 563	
26-mars-19	9,80	127,38	17 757	810	0	0	376	18 942	2 243	12 822	0	0	3 158	26	692	0	0	18 942	
27-mars-19	9,29	98,30	17 357	793	0	0	376	18 525	2 243	12 405	0	0	3 158	26	692	0	0	18 525	
28-mars-19	7,87	80,64	16 774	745	0	0	376	17 894	2 243	11 774	0	0	3 158	26	692	0	0	17 894	
29-mars-19	7,06	89,60	16 396	718	0	0	370	17 483	2 243	12 055	0	0	3 158	26	0	0	0	17 483	
30-mars-19	8,67	117,78	16 950	772	0	0	370	18 093	2 243	12 665	0	0	3 158	26	0	0	0	18 093	
31-mars-19	5,80	64,37	15 965	675	0	0	370	17 010	2 243	11 582	0	0	3 158	26	0	0	0	17 010	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
01-avr-19	10,86	163,94	16 940	746	67	0	373	18 125	2 243	12 646	0	0	3 209	26	0	0	0	18 125	
02-avr-19	10,17	199,87	17 318	725	67	0	373	18 483	2 243	12 938	0	0	3 209	26	0	66	0	18 483	
03-avr-19	11,44	240,16	17 818	763	67	0	373	19 021	2 243	12 952	589	0	3 209	26	0	0	0	19 021	
04-avr-19	12,62	282,64	18 485	798	67	0	373	19 724	2 243	12 966	1 279	0	3 209	26	0	0	0	19 724	
05-avr-19	14,84	341,50	19 551	865	67	0	373	20 856	2 243	12 991	2 192	194	3 209	26	0	0	0	20 856	
06-avr-19	13,61	213,95	18 924	828	67	0	373	20 191	2 243	12 977	1 735	0	3 209	26	0	0	0	20 191	
07-avr-19	12,00	185,12	18 160	780	67	0	373	19 379	2 243	12 959	942	0	3 209	26	0	0	0	19 379	
08-avr-19	10,56	174,72	17 478	737	67	0	373	18 654	2 243	12 942	194	0	3 209	26	0	39	0	18 654	
09-avr-19	9,60	147,43	16 920	708	67	0	373	18 068	2 243	12 588	0	0	3 209	26	0	0	0	18 068	
10-avr-19	8,40	130,05	16 361	672	67	0	373	17 473	2 243	11 994	0	0	3 209	26	0	0	0	17 473	
11-avr-19	9,16	137,96	16 527	695	67	0	373	17 662	2 243	12 183	0	0	3 209	26	0	0	0	17 662	
12-avr-19	8,05	107,33	16 123	662	67	0	373	17 225	2 243	11 746	0	0	3 209	26	0	0	0	17 225	
13-avr-19	8,76	93,47	16 209	683	67	0	373	17 332	2 243	11 853	0	0	3 209	26	0	0	0	17 332	
14-avr-19	6,68	50,81	15 430	621	67	0	373	16 491	2 243	11 012	0	0	3 209	26	0	0	0	16 491	
15-avr-19	7,66	98,78	15 721	650	67	0	373	16 811	2 243	11 332	0	0	3 209	26	0	0	0	16 811	
16-avr-19	7,11	124,32	15 713	633	67	0	373	16 786	2 243	11 307	0	0	3 209	26	0	0	0	16 786	
17-avr-19	6,36	74,97	15 241	611	67	0	373	16 292	2 243	10 813	0	0	3 209	26	0	0	0	16 292	
18-avr-19	4,56	28,56	14 401	557	67	0	373	15 398	2 243	9 919	0	0	3 209	26	0	0	0	15 398	
19-avr-19	0,54	3,78	12 773	437	67	0	373	13 650	2 243	8 171	0	0	3 209	26	0	0	0	13 650	
20-avr-19	1,12	65,50	12 785	455	67	0	373	12 679	2 243	8 200	0	0	3 209	26	0	0	0	13 679	
21-avr-19	3,77	35,16	13 643	534	67	0	373	14 617	2 243	9 138	0	0	3 209	26	0	0	0	14 617	
22-avr-19	1,47	20,01	13 066	465	67	0	373	13 971	2 243	8 492	0	0	3 209	26	0	0	0	13 971	
23-avr-19	5,03	114,36	14 369	572	67	0	373	15 369	2 243	9 901	0	0	3 209	26	0	0	0	15 369	
24-avr-19	5,96	81,22	14 223	599	67	0	373	15 962	2 243	10 283	0	0	3 209	26	0	0	0	15 962	
25-avr-19	5,55	60,66	14 805	587	67	0	373	15 832	2 243	10 353	0	0	3 209	26	0	0	0	15 832	
26-avr-19	3,43	45,32	13 992	524	67	0	373	14 956	2 243	9 477	0	0	3 209	26	0	0	0	14 956	
27-avr-19	2,10	12,00	13 221	484	67	0	373	15 068	2 243	9 589	0	0	3 209	26	0	0	0	15 068	
28-avr-19	4,12	86,56	14 027	544	67	0	373	15 935	2 243	10 456	0	0	3 209	26	0	0	0	15 935	
29-avr-19	2,94	40,74	13 670	509	67	0	373	15 542	2 243	10 063	0	0	3 209	26	0	0	0	15 542	
30-avr-19	0,31	7,22	12 548	430	67	0	373	14 341	2 243	8 862	0	0	3 209	26	0	0	0	14 341	
01-mai-19	5,05	40,58	12 956	701	54	0	1 293	15 004	2 243	9 575	0	0	3 160	26	0	0	0	15 004	
02-mai-19	7,37	137,08	14 511	786	54	0	1 293	16 644	2 243	11 214	0	0	3 160	26	0	0	0	16 644	
03-mai-19	5,95	84,87	14 084	734	54	0	1 293	16 165	2 243	10 735	0	0	3 160	26	0	0	0	16 165	
04-mai-19	3,16	30,95	12 831	632	54	0	1 293	14 810	2 243	9 381	0	0	3 160	26	0	0	0	14 810	
05-mai-19	4,23	54,38	12 999	671	54	0	1 293	15 017	2 243	9 588	0	0	3 160	26	0	0	0	15 017	
06-mai-19	2,18	13,04	12 276	596	54	0	1 293	14 219	2 243	8 790	0	0	3 160	26	0	0	0	14 219	
07-mai-19	0,82	9,29	11 611	546	54	0	1 293	13 504	2 243	8 075	0	0	3 160	26	0	0	0	13 504	
08-mai-19	1,20	15,48	11 628	560	54	0	1 293	13 536	2 243	8 106	0	0	3 160	26	0	0	0	13 536	
09-mai-19	3,73	62,16	12 668	653	54	0	370	13 745	2 243	8 315	0	0	3 160	26	0	0	0	13 745	
10-mai-19	1,40	24,67	12 007	567	54	0	1 232	13 860	2 243	8 430	0	0	3 160	26	0	0	0	13 860	
11-mai-19	0,62	7,46	11 461	539	54	0	1 232	13 285	2 243	7 856	0	0	3 160	26	0	0	0	13 285	
12-mai-19	1,85	20,01	11 840	584	54	0	1 232	13 710	2 243	8 280	0	0	3 160	26	0	0	0	13 710	
13-mai-19	0,72	11,48	11 551	542	54	0	1 232	13 379	2 243	7 949	0	0	3 160	26	0	0	0	13 379	
14-mai-19	0,55	6,64	11 370	536	54	0	1 232	13 192	2 243	7 762	0	0	3 160	26	0	0	0	13 192	
15-mai-19	0,12	2,28	11 195	520	54	0	1 232	13 001	2 243	7 572	0	0	3 160	26	0	0	0	13 001	
16-mai-19	0,99	100,21	11 766	552	54	0	1 232	13 604	2 243	8 174	0	0	3 160	26	0	0	0	13 604	
17-mai-19	2,71	45,75	12 249	615	54	0	1 232	14 150	2 243	8 721	0	0	3 160	26	0	0	0	14 150	
18-mai-19	0,48	5,05	11 534	534	54	0	1 232	13 353	2 243	7 923	0	0	3 160	26	0	0	0	13 353	
19-mai-19	0,24	1,69	11 226	525	54	0	1 232	13 036	2 243	7 607	0	0	3 160	26	0	0	0	13 036	
20-mai-19	0,42	5,95	11 279	532	54	0	1 232	13 097	2 243	7 667	0	0	3 160	26	0	0	0	13 097	
21-mai-19	0,29	4,22	11 247	527	54	0	1 232	13 060	2 243	7 630	0	0	3 160	26	0	0	0	13 060	
22-mai-19	0,36	8,12	11 269	529	54	0	1 232	13 083	2 243	7 654	0	0	3 160	26	0	0	0	13 083	
23-mai-19	0,01	0,24	11 132	516	54	0	1 232	12 934	2 243	7 504	0	0	3 160	26	0	0	0	12 934	
24-mai-19	0,03	0,57	11 108	517	54	0	1 232	12 912	2 243	7 482	0	0	3 160	26	0	0	0	12 912	
25-mai-19	0,20	2,92	11 173	523	54	0	1 232	12 982	2 243	7 552	0	0	3 160	26	0	0	0	12 982	
26-mai-19	0,06	0,73	11 137	518	54	0	1 232	12 941	2 243	7 512	0	0	3 160	26	0	0	0	12 941	
27-mai-19	0,02	0,40	11 107	517	54	0	1 232	12 910	2 243	7 480	0	0	3 160	26	0	0	0	12 910	
28-mai-19	0,00	0,17	11 096	516	54	0	1 232	12 898	2 243	7 469	0	0	3 160	26	0	0	0	12 898	
29-mai-19	0,02	0,00	11 099	517	54	0	1 232	12 902	2 243	7 472	0	0	3 160	26	0	0	0	12 902	
30-mai-19	0,09	0,05	11 127	519	54	0	1 232	12 932	2 243	7 503	0	0	3 160	26	0	0	0	12 932	
31-mai-19	0,05	1,25	11 123	518	54	0	370	12 065	2 243	6 635	0	0	3 160	26	0	0	0	12 065	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
01-juin-19	0,81	11,40	10 027	404	187	0	785	11 402	2 243	5 854	0	0	3 278	26	0	0	0	11 402	
02-juin-19	1,91	29,32	10 513	434	187	0	785	11 919	2 243	6 371	0	0	3 278	26	0	0	0	11 919	
03-juin-19	0,43	3,07	10 048	394	187	0	785	11 414	2 243	5 866	0	0	3 278	26	0	0	0	11 414	
04-juin-19	0,03	0,17	9 771	383	187	0	785	11 125	2 243	5 577	0	0	3 278	26	0	0	0	11 125	
05-juin-19	0,06	0,64	9 747	384	187	0	785	11 102	2 243	5 554	0	0	3 278	26	0	0	0	11 102	
06-juin-19	0,25	1,43	9 814	389	187	0	785	11 175	2 243	5 626	0	0	3 278	26	0	0	0	11 175	
07-juin-19	0,01	0,11	9 748	382	187	0	785	11 102	2 243	5 554	0	0	3 278	26	0	0	0	11 102	
08-juin-19	0,18	5,52	9 799	387	187	0	785	11 158	2 243	5 610	0	0	3 278	26	0	0	0	11 158	
09-juin-19	0,13	2,15	9 786	385	187	0	785	11 144	2 243	5 596	0	0	3 278	26	0	0	0	11 144	
10-juin-19	0,10	1,15	9 768	385	187	0	785	11 124	2 243	5 576	0	0	3 278	26	0	0	0	11 124	
11-juin-19	0,01	0,05	9 733	382	187	0	785	11 087	2 243	5 539	0	0	3 278	26	0	0	0	11 087	
12-juin-19	0,01	0,27	9 727	382	187	0	785	11 081	2 243	5 533	0	0	3 278	26	0	0	0	11 081	
13-juin-19	0,00	0,01	9 723	382	187	0	785	11 076	2 243	5 528	0	0	3 278	26	0	0	0	11 076	
14-juin-19	0,00	0,01	9 721	382	187	0	785	11 075	2 243	5 527	0	0	3 278	26	0	0	0	11 075	
15-juin-19	0,05	0,44	9 738	383	187	0	785	11 093	2 243	5 545	0	0	3 278	26	0	0	0	11 093	
16-juin-19	0,00	0,04	9 727	382	187	0	1 362	11 658	2 243	6 110	0	0	3 278	26	0	0	0	11 658	
17-juin-19	0,00	0,09	9 722	382	187	0	1 362	11 653	2 243	6 105	0	0	3 278	26	0	0	0	11 653	
18-juin-19	0,00	0,02	9 722	382	187	0	1 362	11 652	2 243	6 104	0	0	3 278	26	0	0	0	11 652	
19-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 362	11 652	2 243	6 104	0	0	3 278	26	0	0	0	11 652	
20-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 362	11 652	2 243	6 104	0	0	3 278	26	0	0	0	11 652	
21-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	577	10 867	2 243	5 319	0	0	3 278	26	0	0	0	10 867	
22-juin-19	0,00	0,01	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
23-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
24-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
25-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
26-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
27-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
28-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
29-juin-19	0,00	0,00	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
30-juin-19	0,00	0,01	9 721	382	187	0	1 295	11 585	2 243	6 037	0	0	3 278	26	0	0	0	11 585	
01-juil-19	0,11	0,91	9 975	354	194	0	1 295	11 819	2 243	6 260	0	0	3 289	26	0	0	0	11 819	
02-juil-19	0,03	0,00	9 954	352	194	0	1 295	11 796	2 243	6 238	0	0	3 289	26	0	0	0	11 796	
03-juil-19	0,00	0,00	9 938	351	194	0	1 295	11 778	2 243	6 220	0	0	3 289	26	0	0	0	11 778	
04-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
05-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
06-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
07-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
08-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
09-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
10-juil-19	0,00	0,04	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
11-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 295	11 776	2 243	6 218	0	0	3 289	26	0	0	0	11 776	
12-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	577	11 058	2 243	5 499	0	0	3 289	26	0	0	0	11 058	
13-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 090	11 571	2 243	6 012	0	0	3 289	26	0	0	0	11 571	
14-juil-19	0,00	0,53	9 937	351	194	0	1 047	11 530	2 243	5 972	0	0	3 289	26	0	0	0	11 530	
15-juil-19	0,05	0,21	9 954	353	194	0	1 047	11 548	2 243	5 990	0	0	3 289	26	0	0	0	11 548	
16-juil-19	0,00	0,00	9 940	351	194	0	1 047	11 533	2 243	5 975	0	0	3 289	26	0	0	0	11 533	
17-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
18-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
19-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
20-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
21-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
22-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
23-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
24-juil-19	0,00	0,00	9 937	351	194	0	1 047	11 530	2 243	5 971	0	0	3 289	26	0	0	0	11 530	
25-juil-19	0,00	0,00	9 936	351	194	0	1 047	11 529	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 529	
26-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
27-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
28-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
29-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
30-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	
31-juil-19	0,00	0,00	9 935	351	194	0	1 047	11 528	2 243	5 970	0	0	3 289	26	0	0	0	11 528	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
01-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	1 047	11 732	2 243	6 150	0	0	3 313	26	0	0	0	11 732	
02-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	370	11 055	2 243	5 472	0	0	3 313	26	0	0	0	11 055	
03-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
04-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
05-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
06-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
07-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
08-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
09-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
10-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
11-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
12-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
13-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
14-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
15-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
16-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
17-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	986	11 671	2 243	6 088	0	0	3 313	26	0	0	0	11 671	
18-août-19	0,00	0,19	10 120	365	201	0	986	11 673	2 243	6 090	0	0	3 313	26	0	0	0	11 673	
19-août-19	0,02	0,85	10 127	366	201	0	986	11 679	2 243	6 097	0	0	3 313	26	0	0	0	11 679	
20-août-19	0,04	0,04	10 132	366	201	0	986	11 685	2 243	6 103	0	0	3 313	26	0	0	0	11 685	
21-août-19	0,01	0,51	10 127	365	201	0	986	11 679	2 243	6 097	0	0	3 313	26	0	0	0	11 679	
22-août-19	0,00	0,00	10 119	365	201	0	986	11 672	2 243	6 089	0	0	3 313	26	0	0	0	11 672	
23-août-19	0,25	0,08	10 208	372	201	0	370	11 151	2 243	5 569	0	0	3 313	26	0	0	0	11 151	
24-août-19	0,02	0,08	10 150	366	201	0	945	11 661	2 243	6 079	0	0	3 313	26	0	0	0	11 661	
25-août-19	0,00	0,02	10 121	365	201	0	945	11 632	2 243	6 050	0	0	3 313	26	0	0	0	11 632	
26-août-19	0,00	0,00	10 119	365	201	0	945	11 630	2 243	6 047	0	0	3 313	26	0	0	0	11 630	
27-août-19	0,07	0,29	10 141	367	201	0	945	11 654	2 243	6 071	0	0	3 313	26	0	0	0	11 654	
28-août-19	0,00	0,00	10 125	365	201	0	945	11 636	2 243	6 053	0	0	3 313	26	0	0	0	11 636	
29-août-19	0,00	0,00	10 118	365	201	0	945	11 630	2 243	6 047	0	0	3 313	26	0	0	0	11 630	
30-août-19	0,15	1,41	10 171	369	201	0	945	11 687	2 243	6 104	0	0	3 313	26	0	0	0	11 687	
31-août-19	0,35	4,39	10 259	374	201	0	945	11 780	2 243	6 197	0	0	3 313	26	0	0	0	11 780	
01-sept-19	0,00	0,01	10 191	602	193	0	947	11 933	2 243	6 388	0	0	3 275	26	0	0	0	11 933	
02-sept-19	0,00	0,00	10 161	602	193	0	947	11 902	2 243	6 358	0	0	3 275	26	0	0	0	11 902	
03-sept-19	0,00	0,00	10 161	602	193	0	947	11 902	2 243	6 358	0	0	3 275	26	0	0	0	11 902	
04-sept-19	0,00	0,01	10 161	602	193	0	947	11 903	2 243	6 358	0	0	3 275	26	0	0	0	11 903	
05-sept-19	0,01	0,01	10 163	602	193	0	947	11 905	2 243	6 360	0	0	3 275	26	0	0	0	11 905	
06-sept-19	0,00	0,00	10 161	602	193	0	947	11 903	2 243	6 359	0	0	3 275	26	0	0	0	11 903	
07-sept-19	0,00	0,00	10 161	602	193	0	947	11 902	2 243	6 358	0	0	3 275	26	0	0	0	11 902	
08-sept-19	0,00	0,10	10 162	602	193	0	947	11 903	2 243	6 359	0	0	3 275	26	0	0	0	11 903	
09-sept-19	0,01	0,06	10 164	602	193	0	947	11 906	2 243	6 362	0	0	3 275	26	0	0	0	11 906	
10-sept-19	0,04	0,13	10 173	603	193	0	947	11 916	2 243	6 372	0	0	3 275	26	0	0	0	11 916	
11-sept-19	0,02	0,25	10 170	603	193	0	947	11 912	2 243	6 368	0	0	3 275	26	0	0	0	11 912	
12-sept-19	0,08	0,77	10 190	605	193	0	373	11 360	2 243	5 816	0	0	3 275	26	0	0	0	11 360	
13-sept-19	0,17	5,03	10 234	609	193	0	886	11 921	2 243	6 377	0	0	3 275	26	0	0	0	11 921	
14-sept-19	0,50	2,78	10 335	623	193	0	886	12 037	2 243	6 492	0	0	3 275	26	0	0	0	12 037	
15-sept-19	1,30	13,43	10 635	657	193	0	886	12 370	2 243	6 826	0	0	3 275	26	0	0	0	12 370	
16-sept-19	1,87	21,60	10 903	682	193	0	886	12 663	2 243	7 118	0	0	3 275	26	0	0	0	12 663	
17-sept-19	0,05	0,39	10 339	604	193	0	886	12 021	2 243	6 477	0	0	3 275	26	0	0	0	12 021	
18-sept-19	2,91	31,76	11 138	626	193	0	886	12 942	2 243	7 398	0	0	3 275	26	0	0	0	12 942	
19-sept-19	0,64	5,81	10 622	629	193	0	886	12 329	2 243	6 784	0	0	3 275	26	0	0	0	12 329	
20-sept-19	0,07	1,05	10 239	605	193	0	886	11 922	2 243	6 378	0	0	3 275	26	0	0	0	11 922	
21-sept-19	0,11	1,32	10 205	607	193	0	1 241	12 245	2 243	6 674	0	0	3 275	53	0	0	0	12 245	
22-sept-19	0,87	17,00	10 483	639	193	0	1 241	12 555	2 243	6 984	0	0	3 275	53	0	0	0	12 555	
23-sept-19	1,01	11,35	10 575	645	193	0	1 241	12 654	2 243	7 083	0	0	3 275	53	0	0	0	12 654	
24-sept-19	0,32	3,91	10 357	615	193	0	1 241	12 406	2 243	6 835	0	0	3 275	53	0	0	0	12 406	
25-sept-19	1,61	8,05	10 698	670	193	0	1 241	12 802	2 243	7 231	0	0	3 275	53	0	0	0	12 802	
26-sept-19	0,23	2,14	10 376	612	193	0	1 241	12 422	2 243	6 851	0	0	3 275	53	0	0	0	12 422	
27-sept-19	0,15	0,54	10 226	608	193	0	1 241	12 268	2 243	6 697	0	0	3 275	53	0	0	0	12 268	
28-sept-19	0,38	1,82	10 295	618	193	0	1 241	12 347	2 243	6 776	0	0	3 275	53	0	0	0	12 347	
29-sept-19	5,92	81,53	12 222	855	193	0	1 241	14 511	2 243	8 940	0	0	3 275	53	0	0	0	14 511	
30-sept-19	4,24	44,38	12 084	783	193	0	1 090	14 149	2 243	8 578	0	0	3 275	53	0	0	0	14 149	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT									
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptibles	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR	Appro. Total
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Octobre	146,30	1 946,20	387 946	16 844	5 441	0	24 606	434 838	69 543	260 906	1 294	0	102 277	818	0	0	0	434 838
Novembre	320,40	4 587,40	534 344	22 410	204	0	21 284	578 243	67 300	371 970	29 388	13 551	94 715	1 320	0	0	0	578 243
Décembre	562,50	8 395,70	644 375	30 974	0	0	11 677	687 026	69 543	396 459	49 969	47 025	96 783	818	25 446	982	0	687 026
Janvier	677,70	10 592,70	748 437	31 746	0	-5 120	11 828	786 891	69 543	401 390	63 825	103 490	97 319	818	44 510	5 923	72	786 891
Février	571,80	8 762,00	660 545	31 880	0	-2 595	10 830	700 661	62 813	363 888	59 259	89 968	88 431	739	31 030	4 532	0	700 661
Mars	458,30	7 334,90	625 496	30 358	0	0	11 635	667 490	69 543	396 994	45 710	35 819	97 911	818	20 185	509	0	667 490
Avril	208,80	3 368,10	467 143	18 871	2 020	0	14 871	502 905	67 300	331 304	6 931	194	96 280	792	0	105	0	502 905
Mai	44,90	697,70	365 661	17 641	1 671	0	36 959	421 932	69 543	253 609	0	0	97 962	818	0	0	0	421 932
Juin	4,00	55,90	293 484	11 568	5 609	0	30 814	341 475	67 300	175 034	0	0	98 349	792	0	0	0	341 475
Juillet	0,20	1,70	308 078	10 893	6 029	0	34 764	359 764	69 543	187 454	0	0	101 948	818	0	0	0	359 764
Août	0,90	10,30	314 051	11 342	6 246	0	29 059	360 698	69 543	187 635	0	0	102 702	818	0	0	0	360 698
Septembre	22,50	255,20	313 983	19 014	5 779	0	30 137	368 913	67 300	202 315	0	0	98 243	1 056	0	0	0	368 913
Total	3 018	46 008	5 663 544	253 543	33 000	-7 715	268 465	6 210 837	818 818	3 528 958	256 374	290 047	1 172 920	10 425	121 172	12 052	72	6 210 837

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT					APPROVISIONNEMENT					
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont					Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volums Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
01-oct-19	0,09	1,81	10 880	396	176	0	513	11 964	2 243	6 359	0	0	3 335	26	0	0	0	11 964	
02-oct-19	0,37	7,02	10 590	404	176	0	513	11 683	2 243	6 077	0	0	3 335	26	0	0	0	11 683	
03-oct-19	0,16	4,10	10 536	398	176	0	513	11 625	2 243	6 019	0	0	3 335	26	0	0	0	11 625	
04-oct-19	0,45	0,76	10 606	406	176	0	451	11 639	2 243	6 034	0	0	3 335	26	0	0	0	11 639	
05-oct-19	0,56	10,72	10 705	410	176	0	451	11 742	2 243	6 136	0	0	3 335	26	0	0	0	11 742	
06-oct-19	1,69	5,09	11 084	441	176	0	451	12 152	2 243	6 547	0	0	3 335	26	0	0	0	12 152	
07-oct-19	1,22	21,72	11 088	428	176	0	1 028	12 720	2 243	7 115	0	0	3 335	26	0	0	0	12 720	
08-oct-19	3,71	25,82	11 909	498	176	0	908	13 490	2 243	7 885	0	0	3 335	26	0	0	0	13 490	
09-oct-19	2,46	41,20	11 775	463	176	0	451	12 865	2 243	7 260	0	0	3 335	26	0	0	0	12 865	
10-oct-19	3,34	31,66	11 923	488	176	0	451	13 038	2 243	7 433	0	0	3 335	26	0	0	0	13 038	
11-oct-19	0,89	16,27	11 118	419	176	0	451	12 164	2 243	6 559	0	0	3 335	26	0	0	0	12 164	
12-oct-19	1,38	12,62	11 036	433	176	0	451	12 094	2 243	6 489	0	0	3 335	26	0	0	0	12 094	
13-oct-19	2,13	36,76	11 419	454	176	0	451	12 500	2 243	6 894	0	0	3 335	26	0	0	0	12 500	
14-oct-19	2,88	45,29	11 777	475	176	0	451	12 879	2 243	7 274	0	0	3 335	26	0	0	0	12 879	
15-oct-19	4,07	47,98	12 269	508	176	0	1 028	13 981	2 243	8 376	0	0	3 335	26	0	0	0	13 981	
16-oct-19	4,53	56,13	12 572	521	176	0	908	14 177	2 243	8 572	0	0	3 335	26	0	0	0	14 177	
17-oct-19	5,26	78,35	12 943	542	176	0	451	14 112	2 243	8 507	0	0	3 335	26	0	0	0	14 112	
18-oct-19	5,88	59,37	13 163	559	176	0	451	14 349	2 243	8 744	0	0	3 335	26	0	0	0	14 349	
19-oct-19	4,35	52,55	12 678	516	176	0	451	13 821	2 243	8 216	0	0	3 335	26	0	0	0	13 821	
20-oct-19	4,92	64,63	12 763	532	176	0	451	13 922	2 243	8 317	0	0	3 335	26	0	0	0	13 922	
21-oct-19	7,65	109,56	13 904	609	176	0	451	15 140	2 243	9 535	0	0	3 335	26	0	0	0	15 140	
22-oct-19	9,43	142,63	14 893	659	176	0	451	16 180	2 243	10 575	0	0	3 335	26	0	0	0	16 180	
23-oct-19	8,98	121,16	14 843	647	176	0	1 008	16 672	2 243	11 067	0	0	3 335	26	0	0	0	16 672	
24-oct-19	6,26	102,54	13 805	570	176	0	887	15 437	2 243	9 832	0	0	3 335	26	0	0	0	15 437	
25-oct-19	8,13	129,59	14 288	623	176	0	431	15 497	2 243	9 892	0	0	3 335	26	0	0	0	15 497	
26-oct-19	6,72	86,87	13 824	583	176	0	431	15 013	2 243	9 408	0	0	3 335	26	0	0	0	15 013	
27-oct-19	8,57	97,94	14 357	635	176	0	431	15 598	2 243	9 993	0	0	3 335	26	0	0	0	15 598	
28-oct-19	11,82	158,76	15 858	727	176	0	431	17 191	2 243	11 586	0	0	3 335	26	0	0	0	17 191	
29-oct-19	10,82	204,37	15 966	698	176	0	431	17 291	2 243	11 686	0	0	3 335	26	0	0	0	17 291	
30-oct-19	9,90	92,22	15 196	672	176	0	431	16 475	2 243	10 869	0	0	3 335	26	0	0	0	16 475	
31-oct-19	7,08	72,11	14 073	593	176	0	1 008	15 849	2 243	10 244	0	0	3 335	26	0	0	0	15 849	
01-nov-19	2,05	25,66	14 128	474	7	0	892	15 500	2 243	9 803	0	0	3 428	26	0	0	0	15 500	
02-nov-19	5,85	52,49	15 082	586	7	0	431	16 106	2 243	10 408	0	0	3 428	26	0	0	0	16 106	
03-nov-19	7,92	59,51	16 258	647	7	0	431	17 343	2 243	11 646	0	0	3 428	26	0	0	0	17 343	
04-nov-19	9,79	76,33	17 212	702	7	0	431	18 352	2 243	12 551	104	0	3 428	26	0	0	0	18 352	
05-nov-19	5,36	64,74	15 753	571	7	0	431	16 762	2 243	11 065	0	0	3 428	26	0	0	0	16 762	
06-nov-19	4,59	42,47	14 933	549	7	0	431	15 919	2 243	10 222	0	0	3 428	26	0	0	0	15 919	
07-nov-19	9,36	134,54	16 916	689	7	0	431	18 043	2 243	12 346	0	0	3 428	26	0	0	0	18 043	
08-nov-19	8,49	99,56	16 971	664	7	0	1 008	18 649	2 243	12 536	416	0	3 428	26	0	0	0	18 649	
09-nov-19	6,48	92,10	16 123	604	7	0	922	17 657	2 243	11 959	0	0	3 428	26	0	0	0	17 657	
10-nov-19	7,60	107,17	16 374	637	7	0	0	17 018	2 243	11 321	0	0	3 428	26	0	0	0	17 018	
11-nov-19	10,98	144,48	18 854	737	7	0	356	18 954	2 243	12 564	666	0	3 428	53	0	0	0	18 954	
12-nov-19	10,09	113,24	17 774	711	7	0	356	18 848	2 243	12 554	570	0	3 428	53	0	0	0	18 848	
13-nov-19	9,02	127,63	17 342	679	7	0	356	18 384	2 243	12 542	118	0	3 428	53	0	0	0	18 384	
14-nov-19	3,62	84,77	15 112	520	7	0	356	15 994	2 243	10 270	0	0	3 428	53	0	0	0	15 994	
15-nov-19	7,02	72,70	15 744	620	7	0	356	16 727	2 243	11 003	0	0	3 428	53	0	0	0	16 727	
16-nov-19	10,38	138,43	17 554	719	7	0	933	19 213	2 243	12 557	931	0	3 428	53	0	0	0	19 213	
17-nov-19	11,40	173,61	18 403	750	7	0	847	20 006	2 243	12 569	1 713	0	3 428	53	0	0	0	20 006	
18-nov-19	11,76	178,30	18 658	760	7	0	356	19 781	2 243	12 573	1 483	0	3 428	53	0	0	0	19 781	
19-nov-19	10,71	122,06	18 110	729	7	0	356	19 202	2 243	12 561	917	0	3 428	53	0	0	0	19 202	
20-nov-19	12,65	189,92	18 948	787	7	0	356	20 998	2 243	12 584	1 790	0	3 428	53	0	0	0	20 998	
21-nov-19	13,61	163,49	19 406	815	7	0	356	20 584	2 243	12 595	2 192	74	3 428	53	0	0	0	20 584	
22-nov-19	16,21	291,63	20 910	892	7	0	356	22 164	2 243	12 625	2 192	1 624	3 428	53	0	0	0	22 164	
23-nov-19	18,21	232,50	21 899	951	7	0	356	23 012	2 243	12 648	2 192	2 449	3 428	53	0	0	0	23 012	
24-nov-19	15,49	382,87	21 487	871	7	0	933	23 297	2 243	12 616	2 192	2 765	3 428	53	0	0	0	23 297	
25-nov-19	13,13	199,77	19 660	801	7	0	847	21 314	2 243	12 589	2 192	809	3 428	53	0	0	0	21 314	
26-nov-19	12,32	152,11	18 949	777	7	0	356	20 088	2 243	12 580	1 785	0	3 428	53	0	0	0	20 088	
27-nov-19	14,76	244,10	20 080	849	7	0	356	21 291	2 243	12 608	2 192	768	3 428	53	0	0	0	21 291	
28-nov-19	19,32	324,76	22 279	984	7	0	356	23 625	2 243	12 660	2 192	3 049	3 428	53	0	0	0	23 625	
29-nov-19	17,33	259,86	21 801	925	7	0	356	23 088	2 243	12 638	2 192	2 535	3 428	53	0	0	0	23 088	
30-nov-19	14,09	214,42	20 252	829	7	0	352	21 421	2 243	12 600	2 192	905	3 428	53	0	0	0	21 421	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT					APPROVISIONNEMENT				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise			Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volums Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
01-déc-19	8,00	185,03	17 205	667	0	0	10	17 881	2 243	11 008	0	0	3 391	26	1 212	0	0	17 881
02-déc-19	11,54	197,94	17 870	774	0	0	297	18 941	2 243	12 068	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 941
03-déc-19	10,76	149,03	17 787	751	0	0	297	18 835	2 243	11 962	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 835
04-déc-19	9,81	109,98	17 248	722	0	0	297	18 266	2 243	11 394	0	0	3 391	26	1 212	0	0	18 266
05-déc-19	13,86	92,36	18 499	845	0	0	297	19 641	2 243	12 566	202	0	3 391	26	1 212	0	0	19 641
06-déc-19	12,93	240,10	19 079	817	0	0	297	20 193	2 243	12 556	764	0	3 391	26	1 212	0	0	20 193
07-déc-19	17,32	282,81	20 654	950	0	0	231	21 835	2 243	12 604	2 192	167	3 391	26	1 212	0	0	21 835
08-déc-19	23,88	276,60	23 345	1 149	0	0	10	24 504	2 243	12 675	2 192	2 764	3 391	26	1 212	0	0	24 504
09-déc-19	16,48	268,66	21 405	925	0	0	10	22 339	2 243	12 594	2 192	680	3 391	26	1 212	0	0	22 339
10-déc-19	12,30	209,09	19 016	798	0	0	10	19 824	2 243	12 549	402	0	3 391	26	1 212	0	0	19 824
11-déc-19	13,46	156,00	18 822	833	0	0	10	19 664	2 243	12 562	230	0	3 391	26	1 212	0	0	19 664
12-déc-19	17,72	201,80	20 570	962	0	0	10	21 542	2 243	12 608	2 061	0	3 391	26	1 212	0	0	21 542
13-déc-19	18,71	129,51	21 093	992	0	0	10	22 095	2 243	12 619	2 192	411	3 391	26	1 212	0	0	22 095
14-déc-19	18,16	294,55	21 559	975	0	0	297	22 831	2 243	12 613	2 192	1 154	3 391	26	1 212	0	0	22 831
15-déc-19	23,21	520,65	24 024	1 129	0	0	297	25 449	2 243	12 668	2 192	3 717	3 391	26	1 212	0	0	25 449
16-déc-19	24,33	381,71	24 444	1 163	0	0	297	25 903	2 243	12 680	2 192	4 159	3 391	26	1 212	0	0	25 903
17-déc-19	19,09	229,73	22 222	1 004	0	0	297	22 222	2 243	12 623	2 192	1 834	3 391	26	1 212	0	0	23 522
18-déc-19	22,67	250,82	23 015	1 112	0	0	297	24 424	2 243	12 662	2 192	2 698	3 391	26	1 212	0	0	24 424
19-déc-19	25,93	400,13	25 009	1 211	0	0	269	26 489	2 243	12 697	2 192	4 728	3 391	26	1 212	0	0	26 489
20-déc-19	27,22	304,95	25 458	1 251	0	0	10	26 718	2 243	12 711	2 192	4 942	3 391	26	1 212	0	0	26 718
21-déc-19	19,59	365,78	23 143	1 019	0	0	10	24 171	2 243	12 628	2 192	2 478	3 391	26	1 212	0	0	24 171
22-déc-19	15,38	258,10	20 559	891	0	0	0	21 450	2 243	12 582	2 192	1 014	3 391	26	0	0	21 450	
23-déc-19	14,43	170,29	19 514	862	0	0	0	20 377	2 243	12 572	2 143	0	3 391	26	0	0	20 377	
24-déc-19	14,88	140,68	19 475	876	0	0	0	20 351	2 243	12 577	2 112	0	3 391	26	0	0	20 351	
25-déc-19	21,98	220,07	22 253	1 091	0	0	0	23 345	2 243	12 654	2 192	2 837	3 391	26	0	0	23 345	
26-déc-19	16,85	337,96	21 577	936	0	0	287	22 800	2 243	12 598	2 192	2 348	3 391	26	0	0	22 800	
27-déc-19	15,85	177,96	20 179	905	0	0	287	21 371	2 243	12 588	2 192	931	3 391	26	0	0	21 371	
28-déc-19	20,07	426,34	22 384	1 033	0	0	287	23 705	2 243	12 633	2 192	3 218	3 391	26	0	0	23 705	
29-déc-19	25,28	607,30	25 223	1 192	0	0	287	26 702	2 243	12 690	2 192	5 705	3 391	26	0	454	26 702	
30-déc-19	28,66	474,44	26 463	1 294	0	-319	287	27 725	2 243	12 727	2 192	5 705	3 391	26	0	1 440	27 725	
31-déc-19	20,96	316,94	23 597	1 060	0	-267	260	24 650	2 243	12 643	2 192	4 154	3 391	26	0	0	24 650	
01-janv-20	15,97	348,87	21 453	837	0	0	0	22 290	2 243	12 557	2 192	1 861	3 410	26	0	0	22 290	
02-janv-20	22,75	524,48	23 840	1 026	0	0	0	24 866	2 243	12 626	2 192	4 368	3 410	26	0	0	24 866	
03-janv-20	19,91	308,81	22 826	947	0	0	12	23 785	2 243	12 597	2 192	1 781	3 410	26	1 535	0	23 785	
04-janv-20	13,84	157,15	19 997	777	0	0	12	20 787	2 243	12 535	1 037	0	3 410	26	1 535	0	20 787	
05-janv-20	14,55	174,18	19 705	797	0	0	12	20 515	2 243	12 542	758	0	3 410	26	1 535	0	20 515	
06-janv-20	15,25	201,91	20 103	817	0	0	299	21 219	2 243	12 550	1 454	0	3 410	26	1 535	0	21 219	
07-janv-20	21,94	327,86	22 850	1 004	0	0	299	24 153	2 243	12 618	2 192	2 129	3 410	26	1 535	0	24 153	
08-janv-20	16,49	237,17	21 353	851	0	0	299	22 504	2 243	12 562	2 192	535	3 410	26	1 535	0	22 504	
09-janv-20	18,20	214,22	21 327	899	0	0	299	22 525	2 243	12 580	2 192	539	3 410	26	1 535	0	22 525	
10-janv-20	17,12	282,27	21 352	869	0	0	299	22 520	2 243	12 569	2 192	545	3 410	26	1 535	0	22 520	
11-janv-20	12,58	138,95	19 239	742	0	0	273	20 254	2 243	12 522	517	0	3 410	26	1 535	0	20 254	
12-janv-20	10,25	110,89	17 918	677	0	0	12	18 607	2 243	11 392	0	0	3 410	26	1 535	0	18 607	
13-janv-20	17,65	358,44	21 011	884	0	0	12	21 907	2 243	12 574	2 118	0	3 410	26	1 535	0	21 907	
14-janv-20	29,50	191,61	25 189	1 215	0	0	12	26 416	2 243	12 695	2 192	4 315	3 410	26	1 535	0	26 416	
15-janv-20	26,24	462,36	28 130	1 124	0	0	12	27 266	2 243	12 662	2 192	5 198	3 410	26	1 535	0	27 266	
16-janv-20	25,79	416,69	25 511	1 111	0	0	12	26 634	2 243	12 657	2 192	4 570	3 410	26	1 535	0	26 634	
17-janv-20	28,75	366,01	26 302	1 194	0	0	299	27 795	2 243	12 687	2 192	5 701	3 410	26	1 535	0	27 795	
18-janv-20	19,36	379,19	23 456	932	0	0	299	24 687	2 243	12 592	2 192	2 689	3 410	26	1 535	0	24 687	
19-janv-20	18,79	258,05	21 952	916	0	0	299	23 167	2 243	12 586	2 192	1 175	3 410	26	1 535	0	23 167	
20-janv-20	31,45	760,35	27 839	1 269	0	0	299	29 408	2 243	12 715	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 581	29 408	
21-janv-20	33,52	339,66	28 379	1 327	0	-599	299	29 406	2 243	12 736	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 559	29 406	
22-janv-20	30,47	570,96	28 310	1 242	0	-564	273	29 260	2 243	12 705	2 192	5 705	3 410	26	1 535	1 444	29 260	
23-janv-20	27,78	489,14	26 834	1 167	0	-363	12	27 650	2 243	12 677	2 192	5 566	3 410	26	1 535	0	27 650	
24-janv-20	24,53	632,27	25 946	1 076	0	0	12	27 034	2 243	12 644	2 192	4 984	3 410	26	1 535	0	27 034	
25-janv-20	25,26	268,12	24 677	1 097	0	0	12	25 786	2 243	12 652	2 192	3 728	3 410	26	1 535	0	25 786	
26-janv-20	26,94	434,32	25 863	1 143	0	0	12	27 018	2 243	12 669	2 192	4 943	3 410	26	1 535	0	27 018	
27-janv-20	23,76	245,72	24 328	1 055	0	0	12	25 394	2 243	12 636	2 192	3 351	3 410	26	1 535	0	25 394	
28-janv-20	20,85	227,52	22 973	973	0	0	299	24 246	2 243	12 607	2 192	2 232	3 410	26	1 535	0	24 246	
29-janv-20	21,34	447,70	23 584	987	0	0	299	24 870	2 243	12 612	2 192	2 852	3 410	26	1 535	0	24 870	
30-janv-20	22,33	293,38	23 459	1 015	0	0	299	24 773	2 243	12 622	2 192	2 745	3 410	26	1 535	0	24 773	
31-janv-20	23,15	402,06	24 191	1 038	0	0	299	25 528	2 243	12 630	2 192	3 491	3 410	26	1 535	0	25 528	

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE							APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle							Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés Jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volums Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)		
01-févr-20	20,47	240,33	23 473	1 117	0	0	297	24 887	2 243	12 638	2 192	3 140	3 437	26	1 212	0	0	24 887		
02-févr-20	24,84	169,41	24 483	1 259	0	0	291	26 034	2 243	12 685	2 192	4 239	3 437	26	1 212	0	0	26 034		
03-févr-20	18,64	116,91	22 590	1 058	0	0	10	23 658	2 243	12 618	2 192	1 930	3 437	26	1 212	0	0	23 658		
04-févr-20	21,51	364,44	23 806	1 151	0	0	0	24 967	2 243	12 649	2 192	3 208	3 437	26	1 212	0	0	24 967		
05-févr-20	25,39	346,91	25 380	1 277	0	0	0	26 667	2 243	12 691	2 192	4 866	3 437	26	1 212	0	0	26 667		
06-févr-20	21,93	286,36	24 362	1 165	0	0	10	25 536	2 243	12 654	2 192	3 772	3 437	26	1 212	0	0	25 536		
07-févr-20	23,17	492,42	25 144	1 205	0	0	10	26 359	2 243	12 667	2 192	4 582	3 437	26	1 212	0	0	26 359		
08-févr-20	25,78	679,42	26 805	1 290	0	0	297	28 392	2 243	12 695	2 192	5 705	3 437	26	1 212	881	0	28 392		
09-févr-20	22,81	223,41	24 490	1 193	0	0	297	25 980	2 243	12 663	2 192	4 207	3 437	26	1 212	0	0	25 980		
10-févr-20	26,65	375,43	26 043	1 318	0	0	297	27 658	2 243	12 705	2 192	5 705	3 437	26	1 212	138	0	27 658		
11-févr-20	29,87	447,94	27 787	1 422	0	-310	297	29 196	2 243	12 740	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 616	25	29 196		
12-févr-20	27,43	583,86	27 719	1 343	0	-295	297	29 065	2 243	12 713	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 536	0	29 065		
13-févr-20	28,52	526,29	27 660	1 379	0	-302	297	29 034	2 243	12 725	2 192	5 705	3 437	26	1 212	1 493	0	29 034		
14-févr-20	22,45	428,10	25 331	1 182	0	-263	265	26 515	2 243	12 659	2 192	4 746	3 437	26	1 212	0	0	26 515		
15-févr-20	24,05	390,21	25 155	1 234	0	0	8	26 397	2 243	12 677	2 192	4 762	3 437	26	1 060	0	0	26 397		
16-févr-20	21,16	306,64	24 028	1 140	0	0	8	25 176	2 243	12 645	2 192	3 572	3 437	26	1 060	0	0	25 176		
17-févr-20	19,76	297,83	23 223	1 094	0	0	8	24 326	2 243	12 630	2 192	2 737	3 437	26	1 060	0	0	24 326		
18-févr-20	17,56	272,00	22 233	1 023	0	0	8	23 264	2 243	12 606	2 192	1 699	3 437	26	1 060	0	0	23 264		
19-févr-20	13,85	404,88	21 177	903	0	0	8	22 088	2 243	12 566	2 192	563	3 437	26	1 060	0	0	22 088		
20-févr-20	14,63	317,64	20 784	928	0	0	295	22 008	2 243	12 574	2 192	475	3 437	26	1 060	0	0	22 008		
21-févr-20	13,21	95,22	19 616	882	0	0	295	20 794	2 243	12 559	2 192	0	3 437	26	1 060	0	0	20 794		
22-févr-20	12,20	136,92	19 265	849	0	0	295	20 409	2 243	12 548	2 192	0	3 437	26	949	0	0	20 409		
23-févr-20	16,94	202,72	21 031	1 003	0	0	295	22 328	2 243	12 599	2 192	881	3 437	26	949	0	0	22 328		
24-févr-20	15,95	193,94	21 129	971	0	0	295	22 395	2 243	12 589	2 192	958	3 437	26	949	0	0	22 395		
25-févr-20	15,42	213,21	20 915	954	0	0	295	22 163	2 243	12 583	2 192	733	3 437	26	949	0	0	22 163		
26-févr-20	17,94	259,17	21 893	1 036	0	0	263	23 191	2 243	12 610	2 192	1 733	3 437	26	949	0	0	23 191		
27-févr-20	16,37	334,15	21 851	985	0	0	8	22 843	2 243	12 593	2 192	1 402	3 437	26	949	0	0	22 843		
28-févr-20	19,19	156,59	22 073	1 076	0	0	8	23 157	2 243	12 624	2 192	1 685	3 437	26	949	0	0	23 157		
29-févr-20	10,93	183,95	19 581	809	0	0	8	20 397	2 243	12 534	2 192	1 207	3 437	26	949	0	0	20 397		
01-mars-20	24,25	498,71	23 812	1 285	0	0	7	25 103	2 243	12 700	2 192	3 672	3 441	26	829	0	0	25 103		
02-mars-20	26,05	579,70	25 987	1 345	0	0	7	27 339	2 243	12 720	2 192	5 705	3 441	26	829	182	0	27 339		
03-mars-20	21,67	421,78	24 151	1 198	0	0	294	25 642	2 243	12 671	2 192	4 240	3 441	26	829	0	0	25 642		
04-mars-20	22,37	383,25	23 835	1 221	0	0	294	25 350	2 243	12 678	2 192	3 940	3 441	26	829	0	0	25 350		
05-mars-20	20,20	326,06	22 977	1 149	0	0	294	24 419	2 243	12 654	2 192	3 034	3 441	26	829	0	0	24 419		
06-mars-20	19,61	222,04	22 221	1 129	0	0	294	23 644	2 243	12 648	2 192	2 264	3 441	26	829	0	0	23 644		
07-mars-20	18,10	231,35	21 680	1 078	0	0	294	23 052	2 243	12 631	2 192	1 690	3 441	26	829	0	0	23 052		
08-mars-20	18,75	344,39	22 127	1 100	0	0	293	23 520	2 243	12 638	2 192	2 272	3 441	26	707	0	0	23 520		
09-mars-20	14,44	274,18	20 495	955	0	0	165	21 615	2 243	12 589	2 192	417	3 441	26	707	0	0	21 615		
10-mars-20	13,10	260,21	19 573	910	0	0	6	20 488	2 243	12 574	2 192	0	3 441	26	707	0	0	20 488		
11-mars-20	15,53	193,09	20 047	992	0	0	6	21 045	2 243	12 602	2 192	0	3 441	26	707	0	0	21 045		
12-mars-20	12,74	170,08	19 260	898	0	0	6	20 164	2 243	12 570	2 192	0	3 441	26	707	0	0	20 164		
13-mars-20	13,43	300,00	19 651	921	0	0	6	20 577	2 243	12 578	2 192	1 582	3 441	26	707	0	0	20 577		
14-mars-20	17,06	283,77	20 899	1 043	0	0	6	21 947	2 243	12 619	2 192	719	3 441	26	707	0	0	21 947		
15-mars-20	17,50	204,35	21 140	1 058	0	0	293	22 490	2 243	12 624	2 192	1 257	3 441	26	707	0	0	22 490		
16-mars-20	16,43	179,20	20 736	1 022	0	0	293	22 061	2 243	12 612	2 192	829	3 441	26	707	0	0	22 061		
17-mars-20	13,81	242,77	19 949	934	0	0	293	21 175	2 243	12 582	2 192	0	3 441	26	707	0	0	21 175		
18-mars-20	11,77	145,06	18 679	865	0	0	293	19 837	2 243	12 560	2 192	860	3 441	26	707	0	0	19 837		
19-mars-20	10,82	152,78	18 183	833	0	0	293	19 309	2 243	12 549	2 192	343	3 441	26	707	0	0	19 309		
20-mars-20	10,53	161,57	18 021	824	0	0	266	19 111	2 243	12 546	2 192	148	3 441	26	707	0	0	19 111		
21-mars-20	14,84	454,78	20 429	968	0	0	6	21 403	2 243	12 594	2 192	199	3 441	26	707	0	0	21 403		
22-mars-20	16,00	212,12	20 440	1 008	0	0	6	21 453	2 243	12 607	2 192	237	3 441	26	707	0	0	21 453		
23-mars-20	12,28	122,71	18 990	882	0	0	6	19 878	2 243	12 565	2 192	895	3 441	26	707	0	0	19 878		
24-mars-20	11,43	137,24	18 398	854	0	0	6	19 248	2 243	12 556	2 192	274	3 441	26	707	0	0	19 248		
25-mars-20	9,95	128,56	17 774	804	0	0	6	18 584	2 243	12 566	2 192	0	3 441	26	707	0	0	18 584		
26-mars-20	9,56	103,64	17 415	791	0	0	293	18 499	2 243	12 082	2 192	0	3 441	26	707	0	0	18 499		
27-mars-20	8,17	79,45	16 825	744	0	0	287	17 857	2 243	12 146	2 192	0	3 441	26	707	0	0	17 857		
28-mars-20	7,63	95,04	16 555	726	0	0	287	17 567	2 243	11 857	2 192	0	3 441	26	707	0	0	17 567		
29-mars-20	9,02	112,62	17 034	773	0	0	287	18 094	2 243	12 383	2 192	0	3 441	26	707	0	0	18 094		
30-mars-20	6,92	61,76	16 287	702	0	0	287	17 276	2 243	11 566	2 192	0	3 441	26	707	0	0	17 276		
31-mars-20	5,42	88,55	15 661	652	0	0	261	16 573	2 243	10 863	2 192	0	3 441	26	707	0	0	16 573		

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT					Appro. Total				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire					
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volums Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint					
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
01-avr-20	10,27	194,85	16 801	704	67	0	0	17 572	2 243	12 035	0	0	3 267	26	0	0	0	17 572
02-avr-20	11,20	211,98	17 670	731	67	0	0	18 468	2 243	12 552	379	0	3 267	26	0	0	0	18 468
03-avr-20	12,50	277,41	18 440	768	67	0	0	19 276	2 243	12 567	0	1 173	3 267	26	0	0	0	19 276
04-avr-20	14,72	341,13	19 561	833	67	0	0	20 461	2 243	12 591	2 192	141	3 267	26	0	0	0	20 461
05-avr-20	13,48	235,07	18 991	797	67	0	0	19 855	2 243	12 577	1 741	0	3 267	26	0	0	0	19 855
06-avr-20	11,74	182,52	18 081	747	67	0	0	18 895	2 243	12 558	800	0	3 267	26	0	0	0	18 895
07-avr-20	10,72	171,80	17 512	717	67	0	577	18 873	2 243	12 547	790	0	3 267	26	0	0	0	18 873
08-avr-20	9,85	159,30	17 064	692	67	0	577	18 400	2 243	12 537	326	0	3 267	26	0	0	0	18 400
09-avr-20	8,47	135,07	16 413	651	67	0	167	17 299	2 243	11 762	0	0	3 267	26	0	0	0	17 299
10-avr-20	9,25	142,30	16 572	674	67	0	0	17 314	2 243	11 777	0	0	3 267	26	0	0	0	17 314
11-avr-20	8,20	109,18	16 171	644	67	0	0	16 882	2 243	11 345	0	0	3 267	26	0	0	0	16 882
12-avr-20	8,93	94,28	16 271	665	67	0	0	17 003	2 243	11 466	0	0	3 267	26	0	0	0	17 003
13-avr-20	6,75	52,54	15 439	601	67	0	0	16 107	2 243	10 571	0	0	3 267	26	0	0	0	16 107
14-avr-20	7,72	101,34	15 727	630	67	0	0	16 425	2 243	10 888	0	0	3 267	26	0	0	0	16 425
15-avr-20	7,24	127,04	15 745	616	67	0	0	16 428	2 243	10 891	0	0	3 267	26	0	0	0	16 428
16-avr-20	6,54	75,53	15 274	595	67	0	577	16 514	2 243	10 977	0	0	3 267	26	0	0	0	16 514
17-avr-20	4,82	32,42	14 456	545	67	0	577	15 646	2 243	10 109	0	0	3 267	26	0	0	0	15 646
18-avr-20	1,01	5,68	12 865	435	67	0	167	13 535	2 243	7 998	0	0	3 267	26	0	0	0	13 535
19-avr-20	1,31	69,39	12 804	444	67	0	0	13 315	2 243	7 778	0	0	3 267	26	0	0	0	13 315
20-avr-20	3,89	37,23	13 628	519	67	0	0	14 214	2 243	8 677	0	0	3 267	26	0	0	0	14 214
21-avr-20	1,65	23,76	13 057	454	67	0	0	13 578	2 243	8 041	0	0	3 267	26	0	0	0	13 578
22-avr-20	5,08	115,45	14 344	553	67	0	0	14 964	2 243	9 428	0	0	3 267	26	0	0	0	14 964
23-avr-20	6,10	82,58	14 932	583	67	0	0	15 582	2 243	10 045	0	0	3 267	26	0	0	0	15 582
24-avr-20	5,60	62,82	14 789	568	67	0	0	15 425	2 243	9 888	0	0	3 267	26	0	0	0	15 425
25-avr-20	3,58	47,60	13 984	510	67	0	577	15 138	2 243	9 601	0	0	3 267	26	0	0	0	15 138
26-avr-20	2,40	14,87	13 256	475	67	0	577	14 375	2 243	8 838	0	0	3 267	26	0	0	0	14 375
27-avr-20	4,18	88,97	14 011	527	67	0	1 091	15 696	2 243	10 160	0	0	3 267	26	0	0	0	15 696
28-avr-20	3,00	42,22	13 618	493	67	0	923	15 101	2 243	9 565	0	0	3 267	26	0	0	0	15 101
29-avr-20	0,45	10,84	12 504	419	67	0	923	13 914	2 243	8 377	0	0	3 267	26	0	0	0	13 914
30-avr-20	0,27	3,51	12 162	414	67	0	923	13 566	2 243	8 030	0	0	3 267	26	0	0	0	13 566
01-mai-20	5,55	109,58	13 416	714	54	0	923	15 107	2 243	9 616	0	0	3 221	26	0	0	0	15 107
02-mai-20	6,31	81,55	14 036	730	54	0	923	15 744	2 243	10 253	0	0	3 221	26	0	0	0	15 744
03-mai-20	3,52	36,68	12 962	630	54	0	923	14 568	2 243	9 078	0	0	3 221	26	0	0	0	14 568
04-mai-20	4,90	49,12	13 205	679	54	0	1 500	15 439	2 243	9 948	0	0	3 221	26	0	0	0	15 439
05-mai-20	2,59	12,83	12 421	596	54	0	1 437	14 509	2 243	9 018	0	0	3 221	26	0	0	0	14 509
06-mai-20	0,87	9,95	11 584	534	54	0	923	13 095	2 243	7 605	0	0	3 221	26	0	0	0	13 095
07-mai-20	1,23	16,45	11 560	547	54	0	923	13 085	2 243	7 594	0	0	3 221	26	0	0	0	13 085
08-mai-20	4,33	66,43	12 841	659	54	0	923	14 477	2 243	8 986	0	0	3 221	26	0	0	0	14 477
09-mai-20	1,62	31,67	12 091	561	54	0	0	12 706	2 243	7 216	0	0	3 221	26	0	0	0	12 706
10-mai-20	0,63	6,42	11 394	526	54	0	862	12 835	2 243	7 344	0	0	3 221	26	0	0	0	12 835
11-mai-20	2,20	22,12	11 892	582	54	0	862	13 390	2 243	7 899	0	0	3 221	26	0	0	0	13 390
12-mai-20	0,75	11,41	11 508	530	54	0	1 439	13 531	2 243	8 040	0	0	3 221	26	0	0	0	13 531
13-mai-20	0,55	7,05	11 281	523	54	0	1 325	13 183	2 243	7 693	0	0	3 221	26	0	0	0	13 183
14-mai-20	0,16	2,48	11 112	509	54	0	862	12 537	2 243	7 046	0	0	3 221	26	0	0	0	12 537
15-mai-20	1,03	110,92	11 740	540	54	0	862	13 196	2 243	7 705	0	0	3 221	26	0	0	0	13 196
16-mai-20	3,07	43,88	12 307	614	54	0	862	13 836	2 243	8 345	0	0	3 221	26	0	0	0	13 836
17-mai-20	0,50	5,04	11 489	521	54	0	862	12 926	2 243	7 435	0	0	3 221	26	0	0	0	12 926
18-mai-20	0,25	1,87	11 134	512	54	0	862	12 561	2 243	7 071	0	0	3 221	26	0	0	0	12 561
19-mai-20	0,43	5,85	11 186	519	54	0	862	12 620	2 243	7 130	0	0	3 221	26	0	0	0	12 620
20-mai-20	0,31	4,30	11 157	514	54	0	1 439	13 164	2 243	7 673	0	0	3 221	26	0	0	0	13 164
21-mai-20	0,37	7,86	11 177	516	54	0	1 325	13 072	2 243	7 581	0	0	3 221	26	0	0	0	13 072
22-mai-20	0,01	0,28	11 034	503	54	0	862	12 453	2 243	6 962	0	0	3 221	26	0	0	0	12 453
23-mai-20	0,04	0,58	11 008	504	54	0	862	12 428	2 243	6 938	0	0	3 221	26	0	0	0	12 428
24-mai-20	0,21	3,56	11 080	511	54	0	862	12 506	2 243	7 016	0	0	3 221	26	0	0	0	12 506
25-mai-20	0,08	0,94	11 043	506	54	0	862	12 465	2 243	6 974	0	0	3 221	26	0	0	0	12 465
26-mai-20	0,02	0,44	11 009	504	54	0	862	12 429	2 243	6 938	0	0	3 221	26	0	0	0	12 429
27-mai-20	0,00	0,16	10 995	503	54	0	862	12 414	2 243	6 923	0	0	3 221	26	0	0	0	12 414
28-mai-20	0,01	0,01	10 997	504	54	0	1 439	12 994	2 243	7 503	0	0	3 221	26	0	0	0	12 994
29-mai-20	0,10	0,11	11 029	507	54	0	1 325	12 914	2 243	7 424	0	0	3 221	26	0	0	0	12 914
30-mai-20	0,05	1,36	11 025	505	54	0	862	12 445	2 243	6 955	0	0	3 221	26	0	0	0	12 445
31-mai-20	0,00	0,00	10 997	503	54	0	0	11 554	2 243	6 064	0	0	3 221	26	0	0	0	11 554

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT					APPROVISIONNEMENT				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire	Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volums Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, GNR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
01-juin-20	0,81	11,24	10 033	393	187	0	785	11 398	2 243	5 552	0	0	3 576	26	0	0	0	11 398
02-juin-20	1,92	29,04	10 551	423	187	0	785	11 946	2 243	6 100	0	0	3 576	26	0	0	0	11 946
03-juin-20	0,42	3,02	10 061	383	187	0	785	11 416	2 243	5 570	0	0	3 576	26	0	0	0	11 416
04-juin-20	0,03	0,16	9 769	373	187	0	785	11 113	2 243	5 268	0	0	3 576	26	0	0	0	11 113
05-juin-20	0,06	0,62	9 744	374	187	0	785	11 089	2 243	5 243	0	0	3 576	26	0	0	0	11 089
06-juin-20	0,25	1,41	9 815	379	187	0	785	11 165	2 243	5 319	0	0	3 576	26	0	0	0	11 165
07-juin-20	0,01	0,11	9 745	372	187	0	785	11 089	2 243	5 243	0	0	3 576	26	0	0	0	11 089
08-juin-20	0,18	5,41	9 799	377	187	0	785	11 147	2 243	5 301	0	0	3 576	26	0	0	0	11 147
09-juin-20	0,13	2,13	9 785	375	187	0	785	11 133	2 243	5 287	0	0	3 576	26	0	0	0	11 133
10-juin-20	0,10	1,14	9 766	374	187	0	785	11 112	2 243	5 266	0	0	3 576	26	0	0	0	11 112
11-juin-20	0,01	0,05	9 730	372	187	0	785	11 074	2 243	5 228	0	0	3 576	26	0	0	0	11 074
12-juin-20	0,01	0,26	9 723	372	187	0	785	11 067	2 243	5 221	0	0	3 576	26	0	0	0	11 067
13-juin-20	0,00	0,01	9 719	372	187	0	785	11 062	2 243	5 216	0	0	3 576	26	0	0	0	11 062
14-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	785	11 061	2 243	5 215	0	0	3 576	26	0	0	0	11 061
15-juin-20	0,05	0,43	9 735	373	187	0	785	11 079	2 243	5 234	0	0	3 576	26	0	0	0	11 079
16-juin-20	0,00	0,04	9 723	372	187	0	1 362	11 644	2 243	5 798	0	0	3 576	26	0	0	0	11 644
17-juin-20	0,00	0,08	9 719	372	187	0	1 362	11 639	2 243	5 793	0	0	3 576	26	0	0	0	11 639
18-juin-20	0,00	0,02	9 718	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 793	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638
19-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638
20-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 362	11 638	2 243	5 792	0	0	3 576	26	0	0	0	11 638
21-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	197	10 472	2 243	4 627	0	0	3 576	26	0	0	0	10 472
22-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
23-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
24-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
25-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
26-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
27-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
28-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 295	11 571	2 243	5 725	0	0	3 576	26	0	0	0	11 571
29-juin-20	0,00	0,00	9 717	372	187	0	1 216	11 492	2 243	5 646	0	0	3 576	26	0	0	0	11 492
30-juin-20	0,00	0,01	9 717	372	187	0	718	10 994	2 243	5 148	0	0	3 576	26	0	0	0	10 994
01-juil-20	0,11	0,81	9 930	345	194	0	718	11 188	2 243	5 338	0	0	3 581	26	0	0	0	11 188
02-juil-20	0,03	0,00	9 908	343	194	0	718	11 164	2 243	5 314	0	0	3 581	26	0	0	0	11 164
03-juil-20	0,00	0,00	9 891	343	194	0	718	11 146	2 243	5 295	0	0	3 581	26	0	0	0	11 146
04-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
05-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
06-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 295	11 720	2 243	5 870	0	0	3 581	26	0	0	0	11 720
07-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 186	11 611	2 243	5 760	0	0	3 581	26	0	0	0	11 611
08-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
09-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
10-juil-20	0,00	0,04	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
11-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	718	11 143	2 243	5 293	0	0	3 581	26	0	0	0	11 143
12-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	0	10 425	2 243	4 575	0	0	3 581	26	0	0	0	10 425
13-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
14-juil-20	0,00	0,53	9 890	343	194	0	1 254	11 681	2 243	5 830	0	0	3 581	26	0	0	0	11 681
15-juil-20	0,05	0,22	9 907	344	194	0	1 140	11 586	2 243	5 736	0	0	3 581	26	0	0	0	11 586
16-juil-20	0,00	0,00	9 893	343	194	0	677	11 107	2 243	5 257	0	0	3 581	26	0	0	0	11 107
17-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
18-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
19-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
20-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
21-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
22-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 254	11 679	2 243	5 829	0	0	3 581	26	0	0	0	11 679
23-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 140	11 565	2 243	5 715	0	0	3 581	26	0	0	0	11 565
24-juil-20	0,00	0,00	9 889	343	194	0	677	11 104	2 243	5 253	0	0	3 581	26	0	0	0	11 104
25-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
26-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
27-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
28-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
29-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	677	11 102	2 243	5 252	0	0	3 581	26	0	0	0	11 102
30-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 254	11 679	2 243	5 829	0	0	3 581	26	0	0	0	11 679
31-juil-20	0,00	0,00	9 888	343	194	0	1 140	11 565	2 243	5 715	0	0	3 581	26	0	0	0	11 565

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						CAPACITÉS DE TRANSPORT PRIMAIRE EN AMONT					APPROVISIONNEMENT				
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont					Réception dans le territoire				
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volumne Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PDL	Retrait LSR	Appro. Total
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
01-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	677	11 312	1 874	5 699	0	0	3 713	26	0	0	0	11 312
02-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	0	10 635	1 874	5 022	0	0	3 713	26	0	0	0	10 635
03-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
04-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
05-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
06-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
07-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 192	11 828	1 874	6 214	0	0	3 713	26	0	0	0	11 828
08-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 079	11 714	1 874	6 101	0	0	3 713	26	0	0	0	11 714
09-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
10-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
11-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
12-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
13-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
14-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
15-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 192	11 828	1 874	6 214	0	0	3 713	26	0	0	0	11 828
16-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	1 079	11 714	1 874	6 101	0	0	3 713	26	0	0	0	11 714
17-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	616	11 251	1 874	5 638	0	0	3 713	26	0	0	0	11 251
18-oct-20	0,00	0,19	10 083	353	201	0	616	11 253	1 874	5 640	0	0	3 713	26	0	0	0	11 253
19-oct-20	0,02	0,50	10 091	353	201	0	616	11 261	1 874	5 648	0	0	3 713	26	0	0	0	11 261
20-oct-20	0,04	0,03	10 096	354	201	0	616	11 266	1 874	5 653	0	0	3 713	26	0	0	0	11 266
21-oct-20	0,01	0,83	10 091	353	201	0	616	11 261	1 874	5 648	0	0	3 713	26	0	0	0	11 261
22-oct-20	0,00	0,00	10 082	353	201	0	616	11 252	1 874	5 639	0	0	3 713	26	0	0	0	11 252
23-oct-20	0,25	2,48	10 175	359	201	0	577	11 312	1 874	5 699	0	0	3 713	26	0	0	0	11 312
24-oct-20	0,02	0,08	10 111	353	201	0	1 038	11 703	1 874	6 090	0	0	3 713	26	0	0	0	11 703
25-oct-20	0,00	0,02	10 083	353	201	0	575	11 212	1 874	5 599	0	0	3 713	26	0	0	0	11 212
26-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	575	11 210	1 874	5 597	0	0	3 713	26	0	0	0	11 210
27-oct-20	0,07	0,28	10 105	354	201	0	575	11 235	1 874	5 622	0	0	3 713	26	0	0	0	11 235
28-oct-20	0,00	0,00	10 087	353	201	0	575	11 216	1 874	5 603	0	0	3 713	26	0	0	0	11 216
29-oct-20	0,00	0,00	10 081	353	201	0	575	11 210	1 874	5 596	0	0	3 713	26	0	0	0	11 210
30-oct-20	0,15	1,38	10 136	357	201	0	575	11 269	1 874	5 656	0	0	3 713	26	0	0	0	11 269
31-oct-20	0,35	4,31	10 229	362	201	0	1 151	11 943	1 874	6 330	0	0	3 713	26	0	0	0	11 943
01-sept-20	0,00	0,01	10 148	596	193	0	1 055	11 991	871	7 406	0	0	3 688	26	0	0	0	11 991
02-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
03-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 894	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
04-sept-20	0,00	0,01	10 117	596	193	0	575	11 480	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 480
05-sept-20	0,01	0,01	10 119	596	193	0	575	11 482	871	6 897	0	0	3 688	26	0	0	0	11 482
06-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 480	871	6 895	0	0	3 688	26	0	0	0	11 480
07-sept-20	0,00	0,00	10 117	595	193	0	575	11 479	871	6 894	0	0	3 688	26	0	0	0	11 479
08-sept-20	0,00	0,10	10 117	596	193	0	1 151	12 057	871	7 472	0	0	3 688	26	0	0	0	12 057
09-sept-20	0,01	0,06	10 120	596	193	0	1 151	12 060	871	7 475	0	0	3 688	26	0	0	0	12 060
10-sept-20	0,04	0,12	10 129	597	193	0	742	11 661	871	7 076	0	0	3 688	26	0	0	0	11 661
11-sept-20	0,02	0,24	10 126	596	193	0	575	11 490	871	6 905	0	0	3 688	26	0	0	0	11 490
12-sept-20	0,08	0,75	10 146	599	193	0	0	10 938	871	6 353	0	0	3 688	26	0	0	0	10 938
13-sept-20	0,17	4,91	10 191	603	193	0	513	11 499	871	6 914	0	0	3 688	26	0	0	0	11 499
14-sept-20	0,49	2,73	10 295	616	193	0	513	11 617	871	7 032	0	0	3 688	26	0	0	0	11 617
15-sept-20	1,28	13,21	10 604	650	193	0	513	11 959	871	7 374	0	0	3 688	26	0	0	0	11 959
16-sept-20	1,85	21,34	10 880	674	193	0	513	12 260	871	7 675	0	0	3 688	26	0	0	0	12 260
17-sept-20	0,05	0,38	10 300	598	193	0	1 090	12 180	871	7 595	0	0	3 688	26	0	0	0	12 180
18-sept-20	2,87	31,43	11 122	718	193	0	1 090	13 122	871	8 537	0	0	3 688	26	0	0	0	13 122
19-sept-20	0,63	5,72	10 591	622	193	0	680	12 086	871	7 501	0	0	3 688	26	0	0	0	12 086
20-sept-20	0,07	1,03	10 197	598	193	0	513	11 501	871	6 916	0	0	3 688	26	0	0	0	11 501
21-sept-20	0,11	1,30	10 161	600	193	0	869	11 823	871	7 212	0	0	3 688	53	0	0	0	11 823
22-sept-20	0,85	16,76	10 446	632	193	0	869	12 139	871	7 527	0	0	3 688	53	0	0	0	12 139
23-sept-20	0,99	11,18	10 541	638	193	0	869	12 240	871	7 629	0	0	3 688	53	0	0	0	12 240
24-sept-20	0,31	3,86	10 317	609	193	0	869	11 987	871	7 376	0	0	3 688	53	0	0	0	11 987
25-sept-20	1,58	7,89	10 668	663	193	0	869	12 392	871	7 781	0	0	3 688	53	0	0	0	12 392
26-sept-20	0,23	2,10	10 337	605	193	0	1 446	12 581	871	7 969	0	0	3 688	53	0	0	0	12 581
27-sept-20	0,14	0,53	10 184	602	193	0	1 446	12 424	871	7 812	0	0	3 688	53	0	0	0	12 424
28-sept-20	0,38	1,79	10 254	612	193	0	1 330	12 388	871	7 777	0	0	3 688	53	0	0	0	12 388
29-sept-20	5,87	81,05	12 251	846	193	0	869	14 158	871	9 547	0	0	3 688	53	0	0	0	14 158
30-sept-20	4,19	43,96	12 103	774	193	0	597	13 766	871	9 155	0	0	3 688	53	0	0	0	13 766

Demande et sources d'approvisionnement dans le territoire d'Énergir pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020 (10³m³)

Date	INFORMATIONS		DEMANDE						APPROVISIONNEMENT										
	Conditions climatiques		Demande de la clientèle						Capacités de transport primaire en amont				Réception dans le territoire		Entreposage en franchise				Appro. Total
	Degrés jours prévus	Degrés jours prévus X vent	Clientèle continue	Clientèle Interruptible	Clientèle Gaz d'appoint	Volume Interruptions	Demande Hors-clientèle (injection)	Demande totale	FTLH Emp-GMIT	FTSH Parkway-EDA	FTSH Dawn-EDA	STS Parkway-GMIT	Transport marché secondaire, client avec transport, ONR, Biogaz, Gaz appoint	LSR Évaporation train #1	Retrait St-Flavien	Retrait PdL	Retrait LSR		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	
Octobre	145,70	1 937,60	393 842	16 306	5 441	0	17 671	433 260	69 543	259 501	0	0	103 398	818	0	0	0	433 260	
Novembre	319,60	4 575,20	541 774	21 830	204	0	14 633	578 441	67 300	381 793	30 220	14 978	102 830	1 320	0	0	0	578 441	
Décembre	561,30	8 377,30	652 893	30 189	0	-586	5 248	697 543	69 543	387 310	51 750	55 646	105 135	818	25 446	1 894	0	697 543	
Janvier	676,30	10 570,30	727 896	31 006	0	-1 526	4 892	762 268	69 543	390 008	60 679	86 411	105 715	818	44 510	4 583	0	762 268	
Février	588,60	9 046,30	679 029	32 248	0	-1 169	4 777	714 896	65 057	366 441	60 867	84 417	99 670	765	31 979	5 663	25	714 896	
Mars	449,40	7 170,80	619 223	29 662	0	0	5 425	654 311	69 543	385 728	41 661	30 476	106 666	818	19 236	182	0	654 311	
Avril	200,90	3 248,70	462 143	18 002	2 020	0	7 657	489 821	67 300	316 175	7 401	141	98 012	792	0	0	0	489 821	
Mai	42,00	650,90	361 712	17 106	1 671	0	29 695	410 184	69 543	239 971	0	0	99 851	818	0	0	0	410 184	
Juin	4,00	55,20	293 455	11 262	5 609	0	26 316	336 641	67 300	161 265	0	0	107 285	792	0	0	0	336 641	
Juillet	0,20	1,70	306 619	10 623	6 029	0	24 930	348 201	69 543	166 842	0	0	110 997	818	0	0	0	348 201	
Août	0,90	10,10	312 902	10 959	6 246	0	21 282	351 389	58 089	177 383	0	0	115 099	818	0	0	0	351 389	
Septembre	22,20	252,50	312 932	18 811	5 779	0	23 676	361 198	26 128	223 388	0	0	110 626	1 056	0	0	0	361 198	
Total	3 011	45 897	5 674 219	248 005	33 000	-3 281	186 202	6 138 144	768 435	3 435 807	252 578	272 070	1 265 284	10 451	121 172	12 322	25	6 138 144	

Annexe Q33.6 - Impact tarifaire - SCÉNARIO 1 (CONFIGURATION SAAS CAPITALISABLE)

Présentation des investissements prévus de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (Scénario 1)
(000 \$)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
1												
2	COÛTS - FRAIS REPORTEES											
3	0	12 030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12 030
4			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	2 850	13 884	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16 734
9	COÛTS - IMMOBILISATION											
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Coûts - Investissement initial											16 734
13	ÉCONOMIES ATTENDUES- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	FRAIS ADDITIONNELS- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Frais additionnels nets - Dépenses d'exploitation											0

Présentation des investissements prévus de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (Scénario 1)
(000 \$)

	Coût du capital prospectif après impôts 5,01%					Coût du capital prospectif avant impôts 5,43%					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
6 FRAIS REPORTÉS- solde début	0	2 850	15 335	12 459	9 582	6 706	3 829	2 156	1 686	1 215	745
7 COÛTS	2 850	13 884	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 AMORTISSEMENT	0	(1 399)	(2 876)	(2 876)	(2 876)	(2 876)	(1 673)	(470)	(470)	(470)	(745)
9 FRAIS REPORTÉS - solde fin	2 850	15 335	12 459	9 582	6 706	3 829	2 156	1 686	1 215	745	0
10 EQUIPEMENT (IMMO.) - solde début	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 COÛTS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 AMORTISSEMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 EQUIPEMENT - solde fin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 BASE DE TARIFICATION MOYENNE	0	9 093	13 897	11 020	8 144	5 268	2 993	1 921	1 450	980	372
16 IMPACT COÛT DE SERVICE											
17 RENDEMENT SUR LA BASE	0	494	755	598	442	286	163	104	79	53	20
18 IMPÔTS	0	127	193	152	112	73	41	26	20	14	5
19 AMORTISSEMENT	0	1 399	2 876	2 876	2 876	2 876	1 673	470	470	470	745
20	0	2 020	3 824	3 627	3 431	3 235	1 877	601	569	537	770
21 DÉPENSES D'EXPLOITATION											
22 Économies attendues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Frais additionnels	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE	0	2 020	3 824	3 627	3 431	3 235	1 877	601	569	537	770
25 IMPACT CUMULATIF SUR LE COÛT DE SERVICE	0	2 020	5 843	9 470	12 901	16 136	18 013	18 615	19 184	19 721	20 491
26 VALEUR ACTUELLE NETTE - EFFET NET SUR LES TARIFS		16 653	Augmentation								
27 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE ACTUALISÉ	0	1 916	3 440	3 095	2 777	2 483	1 367	415	373	334	454

Annexe Q33.6 - Impact tarifaire - SCÉNARIO 2 (CONFIGURATION SAAS NON-CAPITALISABLE)

Présentation des investissements prévus de 2018 à 2028 selon le traitement actuel (Scénario 2)
(000 \$)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
1												
2	COÛTS - FRAIS REPORTEES											
3	0	10 080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10 080
4			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7			0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	2 850	11 420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14 271
9	COÛTS - IMMOBILISATION											
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Coûts - Investissement initial											14 271
13	ÉCONOMIES ATTENDUES- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
14	0	1 950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 950
15	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
17	0	2 463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 463
18	FRAIS ADDITIONNELS- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Frais additionnels nets - Dépenses d'exploitation											2 463

Présentation des investissements prévus de 2018 à 2028 selon le traitement actuel (Scénario 2)
(000 \$)

	Coût du capital prospectif après impôts 5,01%					Coût du capital prospectif avant impôts 5,43%					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
6 FRAIS REPORTÉS- solde début	0	2 850	10 357	8 207	6 057	3 906	1 756	614	480	346	212
7 COÛTS	2 850	11 420	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 AMORTISSEMENT	0	(3 914)	(2 150)	(2 150)	(2 150)	(2 150)	(1 142)	(134)	(134)	(134)	(212)
9 FRAIS REPORTÉS - solde fin	2 850	10 357	8 207	6 057	3 906	1 756	614	480	346	212	(0)
10 EQUIPEMENT (IMMO.) - solde début	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 COÛTS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 AMORTISSEMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 EQUIPEMENT - solde fin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 BASE DE TARIFICATION MOYENNE	0	6 604	9 282	7 132	4 982	2 831	1 185	547	413	279	106
16 IMPACT COÛT DE SERVICE											
17 RENDEMENT SUR LA BASE	0	359	504	387	270	154	64	30	22	15	6
18 IMPÔTS	0	92	129	98	69	39	16	8	6	4	1
19 AMORTISSEMENT	0	3 914	2 150	2 150	2 150	2 150	1 142	134	134	134	212
20	0	4 365	2 783	2 636	2 489	2 343	1 223	171	162	153	219
21 DÉPENSES D'EXPLOITATION											
22 Économies attendues	0	2 463	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Frais additionnels	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE	0	6 828	2 783	2 636	2 489	2 343	1 223	171	162	153	219
25 IMPACT CUMULATIF SUR LE COÛT DE SERVICE	0	6 828	9 611	12 247	14 736	17 079	18 301	18 473	18 635	18 788	19 008
26 VALEUR ACTUELLE NETTE - EFFET NET SUR LES TARIFS		16 382	Augmentation								
27 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE ACTUALISÉ	0	6 476	2 504	2 249	2 015	1 799	890	118	106	95	129

Annexe Q33.6 - Impact tarifaire marginal - CALCUL DIFFÉRENTIEL

Présentation des investissements différentiels prévus de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (Scénario 1 moins Scénario 2)
(000 \$)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
1												
2	COÛTS - FRAIS REPORTEES											
3	0	1 950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 950
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	513	0	0	0	0	0	0	0	0	0	513
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	2 463	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2 463
9	COÛTS - IMMOBILISATION											
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Coûts - Investissement initial											2 463
13	ÉCONOMIES ATTENDUES- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
14	0	(1 950)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1 950)
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	(513)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(513)
17	0	(2 463)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(2 463)
18	FRAIS ADDITIONNELS- DÉPENSE D'EXPLOITATION											
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Frais additionnels nets - Dépenses d'exploitation											(2 463)

Présentation des investissements différentiels prévus de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (Scénario 1 moins Scénario 2)
(000 \$)

	Coût du capital prospectif après impôts 5,01%					Coût du capital prospectif avant impôts 5,43%					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
6 FRAIS REPORTÉS- solde début	0	0	4 978	4 252	3 526	2 799	2 073	1 542	1 205	869	533
7 COÛTS	0	2 463	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 AMORTISSEMENT	0	2 515	(726)	(726)	(726)	(726)	(531)	(336)	(336)	(336)	(533)
9 FRAIS REPORTÉS - solde fin	0	4 978	4 252	3 526	2 799	2 073	1 542	1 205	869	533	0
10 EQUIPEMENT (IMMO.) - solde début	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 COÛTS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 AMORTISSEMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 EQUIPEMENT - solde fin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 BASE DE TARIFICATION MOYENNE	0	2 489	4 615	3 889	3 163	2 436	1 807	1 373	1 037	701	266
16 IMPACT COÛT DE SERVICE											
17 RENDEMENT SUR LA BASE	0	135	251	211	172	132	98	75	56	38	14
18 IMPÔTS	0	35	64	54	44	34	25	19	14	10	4
19 AMORTISSEMENT	0	(2 515)	726	726	726	726	531	336	336	336	533
20	0	(2 345)	1 041	991	942	892	654	430	407	384	551
21 DÉPENSES D'EXPLOITATION											
22 Économies attendues	0	(2 463)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 Frais additionnels	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE	0	(4 809)	1 041	991	942	892	654	430	407	384	551
25 IMPACT CUMULATIF SUR LE COÛT DE SERVICE	0	(4 809)	(3 768)	(2 776)	(1 835)	(942)	(288)	142	549	933	1 484
26 VALEUR ACTUELLE NETTE - EFFET NET SUR LES TARIFS		272	Augmentation								
27 IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE ACTUALISÉ	0	(4 561)	937	846	762	685	477	297	267	239	325

Annexe Q33.6 - Calcul d'amortissement - SCÉNARIO 1 (CONFIGURATION SAAS CAPITALISABLE)
Présentation de l'amortissement total prévu de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (Scénario 1) :

1	CALCUL DE L'AMORTISSEMENT		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2													
3	AMORTISSEMENT COMPTABLE												
		Années											
4	Portefeuille de projets TI - On-Premise et SaaS	5,0 ans		1 203	2 406	2 406	2 406	2 406	1 203	0	0	0	0
5	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
6	CRM (On premise) 2019	10,0 ans											
7	CRM (SaaS) 2019	10,0 ans											
8	CRM (SaaS) 2018	10,0 ans											
9	TOTAL AMORTISSEMENT COMPTABLE			1 399	2 876	2 876	2 876	2 876	1 673	470	470	470	745
10													
11	AMORTISSEMENT FISCAL												
		Taux											
12	Portefeuille de projets TI - On-Premise et SaaS	5,0 ans		1 203	2 406	2 406	2 406	2 406	1 203	0	0	0	0
13	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
14	CRM (On premise) 2019	10,0 ans											
15	CRM (SaaS) 2019	10,0 ans											
16	CRM (SaaS) 2018	10,0 ans											
17	TOTAL AMORTISSEMENT FISCAL			1 399	2 876	2 876	2 876	2 876	1 673	470	470	470	745

Annexe Q33.6 - Calcul d'amortissement - SCÉNARIO 2 (CONFIGURATION SAAS NON-CAPITALISABLE)
Présentation de l'amortissement total prévu de 2018 à 2028 selon le traitement actuel (Scénario 2) :

1	CALCUL DE L'AMORTISSEMENT		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2													
3	AMORTISSEMENT COMPTABLE												
		Années											
4	Portefeuille de projets TI - On-Premise seulement	5,0 ans		1 008	2 016	2 016	2 016	2 016	1 008	0	0	0	0
5	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
6	CRM (On premise seulement) 2019	10,0 ans											
7	CRM (SaaS) 2019	1,0 ans											
8	CRM (SaaS) 2018 - CFR HB amorti sur 1 an	1,0 ans											
9	TOTAL AMORTISSEMENT COMPTABLE			3 914	2 150	2 150	2 150	2 150	1 142	134	134	134	212
10													
11	AMORTISSEMENT FISCAL												
		Taux											
12	Portefeuille de projets TI - On-Premise seulement	5,0 ans		1 008	2 016	2 016	2 016	2 016	1 008	0	0	0	0
13	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
14	CRM (On premise seulement) 2019	10,0 ans											
15	CRM (SaaS) 2019	1,0 ans											
16	CRM (SaaS) 2018 - CFR HB amorti sur 1 an	1,0 ans											
17	TOTAL AMORTISSEMENT FISCAL			3 914	2 150	2 150	2 150	2 150	1 142	134	134	134	212

Annexe Q33.6 - Calcul d'amortissement - CALCUL DIFFÉRENTIEL
Présentation de l'amortissement marginal de 2018 à 2028 si la demande d'Énergir est acceptée (scénario 1 moins scénario 2)

1	CALCUL DE L'AMORTISSEMENT		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2													
3	AMORTISSEMENT COMPTABLE	Années											
4	Portefeuille de projets TI - On-Premise et SaaS	5,0 ans		195	390	390	390	390	195	0	0	0	0
5	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
6	CRM (On premise) 2019	10,0 ans											
7	CRM (SaaS) 2019	10,0 ans											
8	CRM (SaaS) 2018	1,0 ans											
9	TOTAL AMORTISSEMENT COMPTABLE			(2 515)	726	726	726	726	531	336	336	336	533
10													
11	AMORTISSEMENT FISCAL	Taux											
12	Portefeuille de projets TI - On-Premise et SaaS	5,0 ans		195	390	390	390	390	195	0	0	0	0
13	Gems (Appro gazier)	10,0 ans											
14	CRM (On premise) 2019	10,0 ans											
15	CRM (SaaS) 2019	10,0 ans											
16	CRM (SaaS) 2018	1,0 ans											
17	TOTAL AMORTISSEMENT FISCAL			(2 515)	726	726	726	726	531	336	336	336	533

DÉPENSES D'OPÉRATION PAR NATURE POUR LES EXERCICES CLOS LES 30 SEPTEMBRE 2018 ET 2019
INFORMATIONS PAR SECTEUR (000 \$)

No de ligne	Secteur	Budget 2019 (1)	Projection 2018 (2)	Ecart B2019 - P2018 (3)=(2)-(1)
	Avantages Sociaux			
1	Salaires et avantages sociaux			
2	Salaires réguliers et garde	-	-	-
3	Temps supplémentaire	-	-	-
4	Sous-total salaires	-	-	-
5	Avantages sociaux	64 522	64 668	(146)
6	Dépenses			
7	Services professionnels	225	225	-
8	Services externes	-	-	-
9	Droits d'utilisation	-	-	-
10	Matériaux	-	-	-
11	Loyer et assurances	-	-	-
12	Frais de déplacement, de représentation et d'adhésion	-	-	-
13	Téléphonie	-	-	-
14	Carburant et huile	-	-	-
15	Fournitures de bureau	-	-	-
16	Dons et commandites	-	-	-
17	Jetons des administrateurs	-	-	-
18	Mauvaises créances	-	-	-
19	Électricité et gaz	-	-	-
20	Publicité	-	-	-
21	Revenus	(200)	(158)	(42)
22	Cotisations professionnelles	-	-	-
23	Autres	12	12	-
24		37	79	(42)
25	TOTAL DÉPENSES D'OPÉRATION	64 559	64 747	(188)
26	Frais généraux imputés aux immobilisations	(3 645)	(3 642)	(3)
27	Main-d'oeuvre imputée aux immobilisations	(10 442)	(10 586)	144
28	Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux activités non réglementées	(4 041)	(3 833)	(209)
29	Frais de gestion	-	-	-
30	Provision pour la 53e période de paie et autres	-	-	-
31	TOTAL DÉPENSES D'EXPLOITATION	46 430	46 686	(256)
32	PMO	-	-	-