

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE AU DOSSIER DU RAPPORT ANNUEL POUR L'EXERCICE FINANCIER
TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2021**

SUIVI ANNUEL DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0093](#), Annexe 4;
 - (ii) Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 110;
 - (iii) Pièce [B-0093](#), Annexe 4, p. 13;
 - (iv) Pièce [B-0093](#), Annexe 4, p. 16;
 - (v) Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 191 à 193;
 - (vi) Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 312 à 314.

Préambule :

(i) Énergir dépose l'information relative aux projets identifiés par la Régie dans la décision D-2021-156 et présente les paramètres utilisés pour le calcul de la rentabilité et de l'impact tarifaire.

(ii) « [110] Ainsi, considérant :

- *l'importance de la précision des intrants utilisés dans le modèle et la volonté d'Énergir de faire preuve d'un niveau de précision plus élevé dans ses analyses de rentabilité;*
- *que les principaux types d'actifs inclus dans un projet ont des durées de vie utile spécifiques, dont certaines sont supérieures à la période d'analyse de 40 ans;*
- *l'ordonnance précédente relative au réinvestissement en compteurs.*

la Régie ordonne à Énergir de tenir compte de la valeur résiduelle des actifs inclus dans un projet lorsqu'elle en évalue la rentabilité et l'impact tarifaire ».

(iii) Énergir dépose l'analyse financière pour le projet ID03332.

(iv) Énergir dépose l'analyse financière pour le projet ID05032.

(v) « [191] Un investissement en Renforcement peut être requis pour desservir de nouveaux clients ou de futurs clients potentiels, ou encore, pour satisfaire un ajout de charge chez des clients existants. Comme il est rarement possible d'identifier précisément les bénéficiaires d'un Renforcement et l'impact que cet investissement a sur la capacité du réseau, la Régie juge raisonnable et équitable que les coûts de Renforcement soient pris en compte uniquement au niveau du portefeuille.

[192] Par conséquent, la Régie accueille la proposition d'Énergir de continuer à considérer les montants d'investissement requis en Renforcement du réseau de distribution dans l'évaluation de la rentabilité globale du Plan de développement des investissements inférieurs au seuil.

[193] La Régie ordonne à Énergir de continuer à identifier séparément dans le Plan de développement le montant des investissements en Renforcement du réseau de distribution ».

(vi) « *[312] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie considère qu'elle doit être prudente dans la fixation du seuil minimal d'IP des projets individuels. Elle juge qu'un IP de 1,0 par projet donne suffisamment de flexibilité et de marge de manœuvre au Distributeur pour réaliser des projets a priori rentables sans faire assumer un risque indu à la clientèle existante.*

[313] Pour ces motifs, la Régie approuve le critère d'un IP de 1,0 pour chaque projet d'extension de réseau inférieur au seuil inscrit dans le Plan de développement du Distributeur présenté pour autorisation dans le cadre des dossiers tarifaires.

[314] La Régie rejette la proposition d'Énergir visant à inclure dans son Plan de développement les projets d'extension de réseau présentant un IP de 0,8 avec expectative de densification ».

Demandes :

- 1.1 Relativement aux projets en référence (i), veuillez préciser si l'analyse financière de chacun de ces projets tient compte de la valeur résiduelle des actifs inclus dans le calcul de la rentabilité et de l'impact tarifaire, tel que demandé en référence (ii).
- 1.2 Relativement au projet en référence (iii), veuillez préciser les motifs pour lesquels ce projet n'inclut aucuns frais de compteur. Veuillez également déposer une brève description du projet.
- 1.3 La Régie constate que le projet en référence (iv) est un projet d'extension et de Renforcement de réseau ayant dégagé un IP de 0,60.
 - 1.3.1 La Régie a statué que la portion des coûts de Renforcement du réseau doit être prise en compte uniquement au niveau du portefeuille (référence (v)). La Régie comprend qu'Énergir a imputé les frais de Renforcement à ce projet. Veuillez confirmer cette compréhension, le cas échéant, et commenter.
 - 1.3.2 Veuillez détailler l'inclusion de ce projet d'extension de réseau au Plan de développement du Distributeur malgré l'obtention d'un IP inférieur à 1,0 (référence (vi)).

**COMPARAISON DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT
DOSSIER TARIFAIRE 2020-2021 VERSUS RÉEL *A PRIORI***

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0093](#), p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0093](#), Annexe 2, p. 1, colonne 11, ligne 1;
 - (iii) Pièce [B-0093](#), Annexe 3, p. 1, colonne 11, ligne 1.

Préambule :

(i) « *Le marché des clients grand débit compte six projets, dont quatre ajouts de charges. La vente prévue à la Cause tarifaire 2020-2021 ne s'est pas matérialisée, mais deux nouvelles ventes non prévues se sont tenues. Dans l'ensemble, ce marché affiche une rentabilité de 2,5 comparativement à 15,1 à la cause tarifaire* ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(ii) Annexe 2 : Comparaison du plan global de développement – Nouvelles ventes - *Grand Débit*.

Nombre de clients an 1 : 4

(iii) Annexe 3 : Comparaison du plan de développement – Ajouts de charge – *Grand débit*.

Nombre de clients an 1 : 2

Demandes :

2.1 La comparaison du Plan de développement entre le dossier tarifaire 2020-2021 et le réel *a priori* indique que le marché des clients *Grand débit* présente une rentabilité inférieure à ce qui avait été prévu (référence (i)).

2.1.1. Veuillez fournir des détails additionnels sur les motifs expliquant la non-matérialisation de la vente prévue au dossier tarifaire 2020-2021.

2.1.2. Veuillez concilier les passages soulignés en référence (i) au nombre de clients identifiés aux références (ii) et (iii), soit de deux et quatre clients, respectivement.

**PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU À SAINT-RÉMI ET SAINTE-CLOTILDE;
PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU ENTRE SAINT-HENRI ET MONTMAGNY**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0117](#), p. 4;
(ii) Pièce [B-0128](#), p. 4;
(iii) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0120](#), p. 4.

Préambule :

- (i) Tableau présentant la rentabilité initiale et projetée des clients signés et potentiels pour le *Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde* :

Description	Rentabilité initiale Clients signés	Rentabilité initiale Clients signés et potentiels	Rentabilité projetée Clients signés et potentiels
Indice de profitabilité (IP)	0,97	1,00	0,44
Valeur actuelle de l'effet sur les tarifs 40 ans (000 \$)	236	72	5 276
Taux de rendement interne (%)	4,98	5,16	0,81
Point mort tarifaire (années)	40	40	>40

- (ii) Tableau présentant la rentabilité initiale et projetée des clients signés et potentiels pour le *Projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny*.

- (iii) Tableau présentant la rentabilité initiale et projetée des clients signés séparément de celle des clients potentiels pour le *Projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde*.

Demande :

- 3.1 Veuillez compléter les informations contenues aux tableaux aux références (i) et (ii) en départageant la rentabilité initiale et projetée des clients signés de celle des clients potentiels, tel que présenté à la référence (iii).

**PROJET DE MISE EN PLACE D'UNE SOLUTION INFORMATIQUE POUR LA
GESTION DES INTERVENTIONS DE SERVICE (MOBILITÉ)**

4. Référence : Pièce [B-0119](#), p. 1 et 2.

Préambule :

« La mise en production technique prévue en novembre 2020 ainsi que huit mises en production subséquentes visant à améliorer la solution ont été déployées au cours de l'année se terminant le 30 septembre 2021. Le déploiement graduel aux utilisateurs a débuté comme prévu en février 2021, mais s'est étalé sur une période plus longue que celle projetée dans le Rapport annuel 2019-2020 en raison de la gestion du changement auprès des utilisateurs finaux qui s'est avérée plus ardue que prévu. Le déploiement aux utilisateurs finaux devrait maintenant se terminer en février 2022. En date du 30 septembre 2021, 60 % des utilisateurs finaux utilisaient la nouvelle solution de mobilité. Puisque les activités du projet ont simplement été étalées dans le temps et qu'aucune nouvelle activité n'est requise, aucun impact budgétaire n'est anticipé ». [nous soulignons]

Demande :

4.1 Veuillez, le cas échéant, confirmer que le déploiement aux utilisateurs finaux s'est terminé en février 2022. Veuillez également indiquer si des coûts supplémentaires ont été encourus.

**PROJET D'INVESTISSEMENT VISANT L'EXTENSION DE RÉSEAU POUR LA
DESSERTE EN GAZ NATUREL DE MÉTAUX BLACKROCK INC. ET DE LA ZONE
INDUSTRIALO-PORTUAIRE DE SAGUENAY**

5. Référence : Pièce [B-0115](#), p. 1.

Préambule :

« Au 30 septembre 2021, le Projet est toujours en phase de planification. Le client, Métaux BlackRock Inc., a annoncé, à la fin août 2019, le report de la mise en service de son usine en 2022, notamment en raison de retards dans la clôture de son financement. Au Rapport annuel 2020, le scénario de report du Projet prévoyait une construction de juin 2021 à avril 2022. Ce scénario est maintenant écarté à la suite de discussions avec le client et un nouvel échéancier sera déterminé au moment opportun. Énergir a discuté périodiquement du statut du Projet avec ses partenaires Développement Port Saguenay et Investissement Québec afin d'analyser l'impact sur Énergir du report de la date de mise en service du Projet et afin de prolonger les différentes ententes signées initialement.

La poursuite de la planification du Projet pourra se faire lorsque le client aura complété son financement. Les prochaines étapes seront l'obtention des permis restants ainsi que la complétion des documents techniques et l'octroi du contrat pour la construction. La construction suivra pour s'arrimer à l'échéancier révisé du client ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

Demandes :

- 5.1 Veuillez élaborer quant à l'impact attendu sur les coûts du report de la date de mise en service du projet.
- 5.2 Veuillez indiquer si Énergir a, à ce jour, obtenu plus de précisions quant au processus d'avancement du financement du client. Veuillez commenter.

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

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0106](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0106](#), p. 4.

Préambule :

(i) « *En vertu de l'Accord de cession et de l'Accord de gouvernance, Sayona Québec inc. a convenu d'une série d'engagements visant à poursuivre l'établissement d'installations industrielles de conversion du spodumène au Québec (les Engagements de contenu québécois).*

Dans le cadre des Engagements de contenu québécois, une étude de faisabilité sur le développement d'une installation de conversion du spodumène sera réalisée dans les trois ans suivant la clôture de la transaction (30 août 2021). En outre, sous réserve de certaines conditions, NAL s'est engagée à convertir sa production de spodumène en hydroxyde de lithium ou en carbonate de lithium au Québec entre le sixième et le dixième anniversaire de la clôture. C'est là que réside le potentiel d'utilisation du branchement existant ».

(ii) « *Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi du projet d'extension de réseau jusqu'à la municipalité de La Corne et d'autoriser à le suspendre jusqu'à la mise en gaz éventuelle de la conduite* ».

Demandes :

- 6.1 Veuillez préciser à quelles conditions réfère Énergir lorsqu'elle mentionne « *sous réserve de certaines conditions* », et indiquer lesquelles peuvent avoir un impact sur les engagements de NAL à convertir sa production de spodumène en hydroxyde de lithium ou en carbonate de lithium (référence (i)).

6.2 La Régie comprend que l'étude de faisabilité sera effectuée dans les trois ans suivant la clôture de la transaction, soit d'ici le 30 août 2024, et que la mise en gaz de la conduite se fera au-delà de 2027 (référence (i)). Veuillez confirmer.

6.2.1. Veuillez préciser quel serait l'impact, sur la réalisation de la mise en gaz de la conduite, dans l'éventualité où il y aurait un délai ou une annulation de l'étude de faisabilité.

6.3 Veuillez indiquer comment Énergir prévoit comptabiliser les coûts encourus d'ici la mise en gaz éventuelle de la conduite (référence (i)).

6.4 En tenant compte de la référence (ii), veuillez commenter si Énergir présenterait un nouveau dossier d'investissement pour la mise en gaz de la conduite prévue au-delà de 2027.

PROJET DE RELOCALISATION DE LA CONDUITE DU PONT D'ÉTAGEMENT DE L'AUTOROUTE CÔTE-DE-LIESSE AU-DESSUS DE L'AUTOROUTE CHOMEDEY

7. **Références :** (i) Pièce [B-0133](#), p. 1.
(ii) Pièce B-0134, p. 2 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) « *Bien que les travaux soient terminés, il reste de faibles coûts de main-d'œuvre et de services professionnels pour la fermeture du projet* ».

(ii) Tableau - *Projection des coûts globaux au 30 septembre 2021 (000 \$)*.

Demande :

7.1 Veuillez confirmer que le projet est maintenant fermé (référence (i)), et que le montant des coûts finaux à la référence (ii) comprend les coûts de main-d'œuvre et de services professionnels mentionnés en référence (i).

PROJET DE RELOCALISATION DE LA CONDUITE DE GAZ NATUREL POUR LE PROJET DU SRB PIE-IX

8. **Références :** (i) Pièce [B-0110](#), p. 1;
(ii) Pièce B-0111, p. 2 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) « *Étant donné qu'il s'agit d'un projet intégré, Énergir est tributaire du calendrier d'exécution de l'entrepreneur de la municipalité. Au 30 septembre 2021, le projet est complété dans son ensemble, à l'exception d'un tronçon de la phase 2 situé sur le boulevard Pie-IX, entre la rue Jean-Talon et la rue Everett, qui sera complété au 15 octobre 2021, ainsi que deux tronçons de la phase 1 situés sur le boulevard Pie-IX entre les rues Villeray et Jean-Talon, dont les travaux sont reportés en 2023 afin de s'arrimer avec le projet de prolongation de la ligne bleue du métro de Montréal.* ».

(ii) Tableau - *Projection des coûts globaux au 30 septembre 2021 (000 \$).*

Demandes :

- 8.1 Veuillez confirmer que le tronçon de la phase 2 situé sur le boulevard Pie-IX, entre la rue Jean-Talon et la rue Everett, est complété (référence (i)).
- 8.2 Veuillez estimer la probabilité que le poste de dépense réel « [REDACTED] » soit toujours [REDACTED] inférieur au budget initial, référence (ii).

PROJET DE REMPLACEMENT D'UN POSTE DE LIVRAISON À CONTRECŒUR

9. **Références :** (i) Pièce [B-0126](#), p. 1;
(ii) Pièce B-0127, p. 2 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) « *L'échéancier initial de réalisation des travaux du projet a dû être décalé pour la phase 2 afin de réduire les impacts liés à la COVID-19. La phase 1, comprenant le déboisement, les travaux civils ainsi que l'installation des dalles de béton sous les futurs bâtiments, s'est terminée à la mi-septembre 2020. La phase 2, incluant les bâtiments, les travaux mécaniques, civils, électriques et d'instrumentation, a débuté au mois de mai 2021. La mise en service du nouveau poste de livraison est prévue en novembre 2021 et l'abandon du poste existant en décembre 2021. Des travaux de*

réfection sont prévus au printemps 2022 afin de finaliser les travaux civils restants et la remise en état du site ».

(ii) Tableau - *Projection des coûts globaux au 30 septembre 2021 (000 \$).*

Demande :

9.1 En tenant compte de la référence (ii), veuillez expliquer l'augmentation de [REDACTED] du poste « [REDACTED] » lorsque comparé avec les coûts budgétés présentés à la référence (i).

**PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU DANS LES MRC DES APPALACHES ET DE
BEAUCE-SARTIGAN**

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0108](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0108](#), p. 4;
 - (iii) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0174](#), p. 18, R8.1.

Préambule :

(i) *« Au 30 septembre 2021, les travaux sont complétés, à l'exception de quelques réfections mineures. La mise en gaz a été complétée en janvier 2019. Des travaux de réfection de tranchées transversales seront réalisés à la fin octobre 2021 ».*

(ii) *« Le 19 septembre 2019, l'entrepreneur ayant effectué les travaux relatifs au Projet a transmis une demande introductive d'instance à Énergir lui réclamant la somme de 19,2 M\$. Cette demande a été modifiée par l'entrepreneur en juin 2021 et la somme réclamée est désormais de 17,3 M\$ (plus intérêts au taux légal et indemnité additionnelle à compter du 2 juillet 2019). L'entrepreneur allègue de nombreux changements et des conditions d'exécution imprévisibles. Énergir conteste la réclamation de l'entrepreneur et le dossier suit son cours. Par conséquent, Énergir ne juge pas approprié d'inclure un quelconque montant relatif à cette réclamation dans la projection de coûts. Le dossier a été inscrit au greffe de la Cour supérieure le 14 juin 2021 et les parties sont dans l'attente d'une convocation du tribunal pour fixer une date d'audition ».*

(iii) *« Réponse : Le contentieux d'Énergir a validé l'opportunité de ne pas inclure de montant en lien avec la réclamation mentionnée en référence et cette décision est motivée par les considérations suivantes :*

- *Il est prématuré pour Énergir de se prononcer quant à l'issue du dossier, étant donné les différentes étapes à venir, comme prévu au protocole de l'instance (interrogatoires non complétés, expertises non complétées, échanges de documents et d'informations non complétés); et*
- *À ce stade-ci, Énergir considère que l'entièreté de la réclamation de l'entrepreneur est injustifiée car i) ce dernier a été entièrement rémunéré conformément au contrat et ii) les*

coûts qu'il réclame sont dus à ses erreurs d'estimation, de planification et d'exécution des travaux ».

Demandes :

- 10.1 Veuillez confirmer que les travaux de réfection de tranchées transversales sont terminés (référence (i)).
- 10.2 En tenant compte de la situation actuelle exposée en référence (ii), veuillez préciser si la position d'Énergir quant à la provision, telle que présentée en référence (iii) a évolué. Sinon, veuillez expliquer.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

- 11. Références :**
- (i) Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 81, tableau 19;
 - (ii) Pièce [B-0090](#), Annexe F, p. 2;
 - (iii) Pièce [B-0090](#), Annexe A, p. 1 – ligne 14;
 - (iv) Pièce [B-0090](#), Annexe A, p. 1 – ligne 25;
 - (v) Pièce [B-0090](#), Annexe A, p. 1 – ligne 22.

Préambule :

- (i) Les aides financières du volet *Combo à condensation à haute efficacité* ont été rehaussées de 600 \$ à 850 \$ par appareil le 3 novembre 2021.
- (ii) Le volet *Combo à condensation à haute efficacité* a enregistré 23 participants, soit 12 % des participants prévus pour l'année 2020-2021. Énergir anticipe que la stratégie proposée dans le dossier tarifaire 2021-2022 engendrera une croissance de la participation dans les années à venir.
- (iii) Le volet *Thermostats intelligents – petits clients CII* a enregistré 9 participants, soit 1 % des participants prévus pour l'année 2020-2021.
- (iv) Le sous-volet *Étude de faisabilité VGE* n'a enregistré aucun participant et n'a généré aucune économie d'énergie.
- (v) Le volet *Nouvelle construction* affiche un TCTR ratio – Réel de 1,80 comparativement au TCTR ratio – Prévision de 9,53.

Demandes :

- 11.1 Veuillez préciser si la nouvelle stratégie d'Énergir (références (i) et (ii)) a eu des effets positifs sur la participation au volet *Combo à condensation à haute efficacité* en novembre et décembre 2021. Veuillez élaborer, le cas échéant.

- 11.2 Veuillez élaborer sur la faible participation au programme *Thermostats intelligents – petits clients CII* (référence (iii)) et sur les solutions envisagées afin que ce projet pilote soit éventuellement rentable.
- 11.3 Concernant le sous-volet *Étude de faisabilité VGE* (référence (iv)), veuillez expliquer le fait que les frais d'exploitation au réel correspondent à 93 % de la prévision pour l'année 2020-2021, malgré un taux de participation et des économies nettes au réel nul.
- 11.4 Concernant le volet *Nouvelle construction* (référence (v)), veuillez expliquer l'écart entre le TCTR ratio – Prévision et le TCTR ratio – Réel, considérant un taux de réalisation des économies nettes de gaz naturel de 353 %. Veuillez présenter le calcul détaillé du TCTR pour ce volet.

RAPPORTS D'ÉVALUATION DU PGEÉ

12. Référence : Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 114, par. 407 et 408.

Préambule :

« [407] *La Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD, pour les différents types d'évaluation et d'études portant sur le bénévolat et pour la mise à jour des coûts évités de gaz naturel, prévus à l'année « n » dans leur calendrier d'évaluation respectif, de mettre en place les moyens nécessaires pour que leurs rapports finaux, soient complétés dans un délai maximal de 12 mois à partir de la fin de l'année « n-1 ».*

[408] *Ces rapports devront être déposés à la Régie de façon administrative dans les meilleurs délais, en vue de leur examen dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n +1 ». Le cas échéant, les paramètres d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n ».* [nous soulignons]

Demande :

- 12.1 Outre le dépôt administratif des rapports d'évaluation décrits dans le préambule, veuillez commenter la possibilité qu'Énergir dépose également ces rapports d'évaluation lors du dépôt de la preuve relative au rapport annuel à des fins d'efficience dans le traitement du dossier.

MISE À JOUR DES COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0031](#);
 - (ii) Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2017-092](#), p. 38, par. 156 et 157.

Préambule :

(i) Énergir présente la mise à jour des coûts marginaux de prestation de services long terme (CMPSLT).

(ii) « [156] Dans le but d'optimiser la précision des CMPSLT, la Régie est d'avis que des mises à jour périodiques pourraient être proposées par le Distributeur lors des dossiers de rapport annuel. Sur la base des données réelles observées, ce dernier proposerait la mise à jour de la valeur des paramètres et des coûts unitaires retenus dans la présente décision.

[157] Quant aux changements à la méthodologie de détermination des CMPSLT, à l'instar de ce qui a été accompli dans le présent dossier, la Régie estime que les dossiers de rapport annuel ne constituent pas le bon forum pour en traiter. Par exemple, si le Distributeur souhaitait proposer une modification à la méthode de détermination des coûts de gestion des contrats d'approvisionnement, il devrait le faire dans le cadre d'un dossier tarifaire ou d'un dossier spécifique ».

Demande :

13.1 Veuillez confirmer que la référence (i) consiste seulement en la mise à jour de la valeur des paramètres et des coûts unitaires et ne comporte aucun changement relatif à la méthodologie de détermination des CMPSLT (référence (ii)). Veuillez élaborer.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0164, p. 7 (sous pli confidentiel);
 - (ii) Pièce B-0071, Annexe 2 (sous pli confidentiel);
 - (iii) Pièce [B-0072](#), p. 6 et 7;
 - (iv) Pièce [B-0082](#);
 - (v) Dossier R-4119-2019, [B-0113](#), p. 77.

Préambule :

(i) Énergir présente la fonctionnalisation des coûts par outil d'approvisionnement.

(ii) Énergir présente les détails des transactions financières réalisées pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.

(iii) « [...] Énergir a effectué des cessions de transport pour remplacer la capacité en pointe par un service de pointe à coût espéré moindre. Énergir a évalué que parmi les cessions de transport effectuées à la fin octobre 2020, seule la portion requise en pointe se qualifiait comme transaction financière. Ainsi, du total des 792 10³m³ de capacités de transport cédées, après avoir retranché les 235 10³m³ cédées en raison d'une diminution de la demande de pointe, une quantité de 557 10³m³ a été considérée comme financière. Les revenus associés aux capacités cédées ont été répartis entre les transactions opérationnelles et les transactions financières au prorata des transactions effectuées à la fin octobre 2020

Les cessions de transport attribuables aux transactions financières de 557 10³m³, remplacées par des outils de service de pointe ont généré des économies de 2 659 506 \$.

Il est à noter qu'au cours de l'exercice financier 2020-2021, Énergir a effectué deux transactions de cession FTSH / M12 reliées aux services de pointe effectifs du 1^{er} novembre 2020 au 31 octobre 2021. Énergir présente les revenus découlant de ces contrats pour la portion du 1^{er} novembre 2020 au 30 septembre 2021 pour bonification au présent rapport annuel. Énergir ne demandera pas la bonification sur les revenus du mois d'octobre 2021 au Rapport annuel 2022 ». [nous soulignons]

(iv) Énergir dépose le tableau « Contrats d'approvisionnement existants - Transport »

(v) « [...] Énergir a contracté une alternative de dernier recours sous la forme d'un service de pointe semblable à celui qu'elle avait contracté pour l'année 2019-2020. Ce service de pointe permet à Énergir d'avoir accès à une capacité quotidienne de 660 10³m³ par jour pendant 5 jours.

Tableau 31

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (EMP-Energir)	0
Achats dans le territoire	8
Transport fourni par les clients	236
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
Transport par échange (Dawn-Energir)	2 875
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 174
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 600
Saint-Flavien	1 512
Volet C	0
Usine LSR (Vaporisation)	5 806
Interruption de liquéfaction GM GNL	297
Sous-total approvisionnements	35 649
Option service de pointe	1 074
Total approvisionnements après option service de pointe	36 723

» [nous soulignons]

Demandes :

14.1 À partir de la référence (i), veuillez confirmer les coûts des trois transactions de « *cession FTSH / M12 reliée aux services de pointe* » dont il est question aux références (ii) et (iii).

Veuillez également présenter pour chacune des transactions de cessions les informations suivantes :

- la prime fixe;
- le combustible (fuel) et frais variables;
- la variation des frais reportés;
- les coûts totaux, fonctionnalisés aux services de Transport et Équilibrage.

14.2 Veuillez préciser les implications au niveau transactionnel des « cessions FTSH/M12 reliées au service de pointe » et indiquer le lien avec l'outil « Service de pointe livré en franchise », le cas échéant. Veuillez élaborer.

14.3 Veuillez confirmer que les capacités en service de pointe, indiquées à la référence (v), sont de 1 074 10³m³/jour et non de 660 10³m³/jour.

14.4 La Régie note, d'une part, de la référence (iv), les capacités en « Service de pointe livré en franchise » de 2 291 10³m³/jour et, d'autre part, aux lignes 47 à 49 de la référence (i), les

capacités en « Service de pointe livré en franchise » totalisant [REDACTED] 10³m³/jour. Veuillez concilier l'écart entre ces deux valeurs.

Veuillez également indiquer si les capacités de 1 074 10³m³/jour, tel que mentionné à la référence (v), sont incluses aux capacités « *Service de pointe livré en franchise* » présentées aux références (i) et (iv). Veuillez élaborer.

14.5 Veuillez présenter l'ordonnancement des outils prévus pour l'année 2020-2021 au Plan d'approvisionnement et notamment, indiquer le rang d'utilisation prévu pour l'outil « *Service de pointe livré en franchise* ».

- 15. Référence :**
- (i) Pièce [B-0167](#), p. 2;
 - (ii) Décision [D-2020-113](#), par. 16;
 - (iii) R-4076-2018 Phase 3, pièce B-0364, Annexe 1, p. 2 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) « [...] un outil de maintien d'une capacité de 7 600 GJ/j a été demandé par Énergir à GM GNL pour compenser sa réservation dans les réservoirs à l'usine LSR. Bien que, conformément à la décision D-2015-012, GM GNL ait contracté un outil transport ferme en vue de l'hiver 2020-2021, l'outil de maintien a plutôt été fourni sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL ».

(ii) À la décision D-2020-113, la Régie :

« [16] La Régie approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, le « Contrat cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction » (Contrat cadre 1) ainsi que le « Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation » (Contrat cadre 2), conclus avec le client GM GNL (collectivement les Contrats cadres) ».

(iii) « [REDACTED] ».

Demande :

15.1 Veuillez déposer au présent dossier, le « *Contrat cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction* » et le « *Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation* », tel que mentionné à la référence (ii). Veuillez indiquer si ces contrats sont en vigueur au 30 septembre 2021.

15.2 Veuillez déposer le « [REDACTED] » dont il est question à la référence (iii).

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0167](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0057](#), p. 2;
 - (iii) Dossier R-4119-2020, pièce [B-0113](#), p. 75 et 76;
 - (iv) Décision [D-2020-138](#), section 2, p. 6, par. 15;
 - (v) Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2015-012](#), p. 8, par. 16 à 26.

Préambule :

(i) « [...] un outil de maintien d'une capacité de 7 600 GJ/j a été demandé par Énergir à GM GNL pour compenser sa réservation dans les réservoirs à l'usine LSR. Bien que, conformément à la décision D-2015-012, GM GNL ait contracté un outil transport ferme en vue de l'hiver 2020-2021, l'outil de maintien a plutôt été fourni sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL. En effet, Énergir a permis à GM GNL de lui remettre l'outil sous cette forme, car elle assurait le même niveau de sécurité d'approvisionnement et maintenait le même niveau de coûts, en plus d'apporter certains avantages opérationnels par rapport à la situation où l'outil aurait été fourni via l'outil de transport détenu par GM GNL. Énergir a fait appel à quatre occasions à l'outil de maintien sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL au cours de l'hiver 2020-2021 ». [nous soulignons]

(ii) « Le tableau suivant présente les besoins d'approvisionnement avec et sans réservation à l'usine LSR sur le plan d'approvisionnement de la révision budgétaire 0-12 de 2020-2021. [note de bas de page omise]

Tableau 2

Besoin d'approvisionnement Année 2020-2021 (0-12)	Scénario sans réservation à LSR <i>10³m³/jour</i>	Scénario avec réservation à LSR <i>10³m³/jour</i>	Outil de maintien de fiabilité <i>10³m³/jour</i>
(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (2)
Demande continue en journée de pointe	36 488	36 488	
Besoins pour hiver extrême	36 407	36 689	
Outil d'approvisionnement requis	36 488	36 689	201

Dans le scénario avec réservation de 7,0 10⁶m³ à l'usine LSR par GM GNL, la demande continue en journée de pointe ne guide plus les besoins d'approvisionnement, car le besoin pour hiver extrême lui devient supérieur. Ainsi, la hausse de la capacité réservée nécessitait un outil de maintien de la fiabilité de la part du client GM GNL.

Pour l'année 2020-2021, la capacité réservée révisée par le client GM GNL devait donc être compensée, en totalité, par l'achat d'un outil de maintien de la fiabilité équivalent à 7 600 GJ/j (200 581 m³/j). GM GNL a donc acquis un outil de transport ferme avant le 1er décembre 2020

d'une capacité de 7 600 GJ/j disponible tout au long de l'hiver 2020-2021, conformément à la décision D-2015-012 ». [note de bas de page omise]

(iii) « *La méthodologie d'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR reliés à la fonction entreposage et du calcul de l'outil de maintien de fiabilité, approuvée par la Régie dans la décision D-2015-012, comporte trois cas de figure :*

1. *lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de capacité à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité au client GM GNL au taux moyen de l'entreposage de l'usine afin d'optimiser l'ensemble des outils de la daQ. Aucun outil de maintien n'est nécessaire dans ce cas;*
2. *lorsque la daQ doit utiliser dans son plan d'approvisionnement l'ensemble de la capacité de l'usine LSR, alors un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente au besoin d'entreposage doit être contracté, et ce, à la charge du client GM GNL. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la demande comme s'il n'y avait pas de client GM GNL, alors la daQ assume en totalité les coûts d'entreposage de l'usine LSR et le client GM GNL assume en totalité le coût de l'équivalence du besoin d'entreposage (outil de maintien de fiabilité); et*
3. *lorsque la daQ possède dans son plan d'approvisionnement un surplus de capacité qui ne couvre qu'en partie les besoins du client GM GNL, alors le client GM GNL utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être cédée. Pour le solde de la capacité réservée par le client GM GNL, il doit contracter un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les coûts ».*

(iv) À la décision D-2020-138, la Régie maintient la méthodologie de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité ainsi que les circonstances d'application approuvées dans la décision D-2015-012.

(v) Décision D-2015-012, paragraphes 16 à 26.

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer à lequel des trois cas de figure, tel que présentés à la référence (iii), s'appliquent la détermination de l'outil de maintien de la fiabilité au cours de l'année 2020-2021. Veuillez élaborer.

16.2 Veuillez démontrer la conformité quant aux circonstances d'application et à l'attribution des coûts relatifs à l'outil de maintien fourni par GM GNL à la daQ, approuvés aux décisions D-2020-138 et D-2015-012, tel que présenté aux références (iv) et (v). Veuillez notamment tenir compte des éléments suivants :

- la preuve d'un contrat ferme en capacités quotidiennes de transport détenu par GM GNL et à la disposition de la daQ afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour la période d'hiver (référence (iv), par. 16, 17, 18, 23);

- la conformité quant aux notions du risque et du mode de fonctionnement associés à l'outil de maintien de la fiabilité (référence (iv), par. 18, 19, 22, 24, 25).

Veillez élaborer.

16.3 En référence (i), le Distributeur indique : « *Bien que, conformément à la décision D-2015-012, GM GNL ait contracté un outil transport ferme en vue de l'hiver 2020-2021, l'outil de maintien a plutôt été fourni sous forme de GNL vaporisé dans le réseau par GM GNL. En effet, Énergir a permis à GM GNL de lui remettre l'outil sous cette forme, car elle assurait le même niveau de sécurité d'approvisionnement et maintenait le même niveau de coûts, en plus d'apporter certains avantages opérationnels par rapport à la situation où l'outil aurait été fourni via l'outil de transport détenu par GM GNL.* » Veillez élaborer quant aux éléments suivants et aux circonstances les entourant :

- l'assurance d'un même niveau de sécurité d'approvisionnement;
- le maintien du même niveau de coûts (présenter un exemple chiffré);
- les avantages opérationnels par rapport à la situation d'un outil de transport détenu par GM GNL.

17. Références : (i) Pièce B-0168, Annexe 5 (sous pli confidentiel);
(ii) Pièce B-0168, Annexe 6 (sous pli confidentiel).

Préambule :

(i) Énergir présente les montants relatifs aux transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de Gaz Métro GNL (GM GNL) dans le réseau de distribution.

(ii) Énergir dépose le contrat cadre encadrant les transactions de l'outil de maintien avec de la regazéification de GM GNL dans le réseau de distribution.

Demandes :

17.1 En lien avec la référence (i), veuillez présenter les détails permettant d'établir les montants des transactions.

17.2 Par ailleurs, veuillez démontrer la conformité des transactions présentées à la référence (i), eu égard au contrat cadre déposé à la référence (ii). Veillez élaborer.