
**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 CONFIDENTIELLE 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).

Réponse :

Énergir le confirme.

- 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.

Réponse :

Il s'agit d'une ancienne usine de transformation de métal qui utilisait le gaz naturel pour ses procédés. Le bâtiment a été transformé en plusieurs espaces d'entrepôts commerciaux et tous les équipements précédents ont été retirés et remplacés par d'autres appareils au gaz naturel. Le compteur a été conservé.

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.

Réponse :

Énergir constate que les données ayant servi à la préparation des pièces B-0003 et B-0093 pour ce projet sont celles qui visaient l'analyse du projet et de son renforcement, soit celles qui correspondent à l'ordre de travail pour le devis de construction. Énergir utilise initialement ces données pour apprécier l'impact de l'investissement sur ses tarifs. Par la suite, une évaluation limitée au projet est effectuée pour déterminer si une contribution financière est requise.

Énergir dépose en annexe une analyse financière révisée pour ce projet. Cette analyse révèle que l'indice de profitabilité du projet est de 1,49.

Énergir précise que cela n'a pas d'impact sur les résultats du plan de développement *a priori*.

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)).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.3.1.

**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.

Réponse :

Énergir rappelle que le plan de développement déposé à la cause tarifaire est préparé avec l'information disponible au printemps d'une année pour les 12 mois qui débutent au 1^{er} octobre de cette même année. Il n'est pas inhabituel que des projets anticipés au marché grand débit ne se matérialisent pas, alors que d'autres qui n'étaient pas prévus se réalisent. Énergir a d'ailleurs connu une situation similaire l'an dernier.

Le projet anticipé à la Cause tarifaire 2020-2021 ne s'est finalement pas matérialisé et les six autres projets qui se sont matérialisés sont de nature très différente à celui initialement prévu.

- 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.

Réponse :

Les données aux références (ii) et (iii) sont exactes. Le texte de la référence (i) devrait donc se lire comme suit : Le marché des clients grand débit compte six projets, dont quatre nouvelles ventes. La vente prévue à la Cause tarifaire 2020-2021 ne s'est pas matérialisée, mais deux ajouts de charge non prévus se sont tenus.

**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).

Réponse :

Pour le projet d'extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde, Énergir dépose une version révisée de la pièce B-0117, Énergir-25, Document 1 pour compléter le tableau de la page 2 et répondre à la demande de la Régie.

Il est à noter que les résultats de la nouvelle colonne *Rentabilité projetée des clients signés* sont les mêmes que ceux de la colonne *Rentabilité projetée des clients potentiels*. Cela s'explique par le fait qu'Énergir prévoit que le nombre de clients signés au 30 septembre 2021 n'augmentera pas au cours des prochaines années (voir la colonne *Nombre de*

clients sous *Réalisations et projections* du tableau de la page 2 de la pièce révisée). Les indices de rentabilité et d'effet tarifaire des deux colonnes sont donc calculés avec les mêmes paramètres.

Énergir en profite également pour corriger une coquille dans la pièce. Le nombre de clients réels et projetés au tableau de la page 2 de la pièce révisée devrait être de 18 (et non 17) sur les cinq années présentées. Il est à noter que les volumes réels et projetés du même tableau ne changent pas et correspondent bel et bien à la consommation des 18 clients.

Pour le projet d'extension entre Saint-Henri et Montmagny, Énergir dépose une version révisée de la pièce B-0128, Énergir-31, Document 1 pour compléter le tableau de la page 2 et répondre à la demande de la Régie.

**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.

Réponse :

Énergir confirme que le déploiement aux utilisateurs finaux s'est terminé en février 2022, comme prévu, et qu'aucun coût supplémentaire au-delà de la projection finale établie au Rapport annuel 2021, n'a été encouru.

**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 Développements 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.

Réponse :

Comme mentionné aux lignes 6 à 8 de la page 2 de la pièce B-0115, Énergir n'a pas procédé à une nouvelle évaluation des coûts puisqu'elle ne dispose pas d'un nouvel échéancier. Cela dit, l'impact du report est susceptible d'augmenter les coûts du projet. À titre illustratif, au Rapport annuel 2019 (pièce B-0115, Énergir-34, Document 1, page 3), Énergir indiquait que la hausse constatée à ce moment-là s'expliquait principalement par « *l'inflation, la tendance à la hausse des prix de construction dans les dernières années, la volatilité du prix des matériaux ainsi que l'augmentation des frais de gestion de projet et des services professionnels.* »

- 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.

Réponse :

Le 23 décembre 2021, Énergir a été avisée par Métaux BlackRock inc. qu'ils avaient demandé et obtenu une ordonnance initiale en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* auprès de la Cour supérieure du Québec (division commerciale), district de Montréal.

Dans le cadre de ce processus, une ordonnance a été rendue le 7 janvier 2022 par la Cour supérieure qui approuve notamment un processus de sollicitation d'offres. La date limite pour soumettre les offres était le 9 mars 2022. En date du 24 mars 2022, selon les procédures disponibles sur le site du syndic¹, le processus est toujours en cours.

¹ Syndic Deloitte : www.insolvencies.deloitte.ca/en-ca/pages/BlackRockMetals.aspx.

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)).

Réponse :

L'information provient directement d'un communiqué émis par Sayona Québec le 30 juin 2021².

- 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.

² Page 3, paragr. 4 de la section « Dette cédée par IQ » :
http://www.sayonaquebec.com/wp-content/uploads/2021/06/SQ_Communique%CC%81_NAL_20210630.pdf

Réponse :

C'est ce qu'Énergir comprend à la lecture du communiqué de Sayona Québec mentionné à la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

Aucun calendrier n'a été établi puisqu'Énergir n'a reçu aucune demande formelle de Sayona Québec.

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

Réponse :

Énergir prévoit comptabiliser les éventuels coûts (coûts projetés) de la même façon que les coûts déjà encourus, étant donné qu'ils feront partie intégrante du même projet.

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.

Réponse :

Énergir ne prévoit pas déposer un nouveau dossier d'investissement pour la mise en gaz. Énergir ne demande pas à la Régie de lui permettre de mettre fin au suivi, mais plutôt de lui permettre de suspendre le suivi au rapport annuel jusqu'à ce que de nouvelles dépenses soient prévues ou encourues par Énergir pour finaliser le projet. Dans l'éventualité où la Régie n'accueillait pas sa proposition de suspension, Énergir continuera à déposer le suivi du projet annuellement, comme elle le fait depuis plusieurs années, en fournissant au meilleur de sa connaissance l'information récoltée au cours de l'année sur l'évolution du dossier.

Énergir soumet que cette proposition de suspension du suivi au rapport annuel remplit des objectifs de saine administration des ressources et d'allégement réglementaire compte tenu des circonstances propres à ce projet.

**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).

Réponse :

Bien que le projet soit terminé, il n'est pas fermé dans le système de suivi d'Énergir, car certaines corrections mineures pourraient être requises à la suite du cycle de gel et dégel. Le montant des coûts finaux est toujours de 4,3 M\$ et comprend les coûts de main-d'œuvre et de services professionnels.

**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)).

Réponse :

Énergir le confirme.

8.2 Veuillez estimer la probabilité que le poste de dépense réel « ██████████ » soit toujours ██████ inférieur au budget initial, référence (ii).

Réponse :

Énergir n'est pas en mesure de fournir une probabilité, mais demeure très confiante, en date du présent dépôt, que les coûts finaux sont du même ordre que les coûts projetés au 30 septembre 2021.

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).

Réponse :

Les coûts projetés du poste *Services entrepreneurs* sont légèrement supérieurs au Rapport annuel 2021 par rapport au Rapport annuel 2020 ([REDACTED] M\$ vs [REDACTED] M\$). Comme indiqué à la pièce B-0126, Énergir-30, Document 1, les principaux écarts de coûts sont les mêmes que ceux présentés au Rapport annuel 2020 (R-4136-2020, pièce B-0131, Énergir-36, Document 1). Au Rapport annuel 2020, il était indiqué ce qui suit pour expliquer les écarts :

- Les soumissions des entrepreneurs étaient plus élevées qu'envisagé;
- L'impact de la COVID-19 sur les mesures préventives à mettre en place par l'entrepreneur;
- L'effet de la COVID-19 qui prolonge l'échéancier de la phase 2 d'une année; et
- Une réallocation du budget de 1,7 M\$ a été effectuée entre les *Services professionnels* et les *Services entrepreneurs*, ce qui explique les importants écarts entre ces deux postes.

Ce dernier point permet de constater, à la pièce B-0127 (sous pli confidentiel) que les coûts projetés du poste *Services professionnels* sont de [REDACTED] inférieurs à ce qui était projeté initialement.

De plus, comme indiqué à la page 2 de la pièce B-126, « Les coûts relatifs aux services entrepreneurs sont également plus élevés qu'anticipés à la suite de quelques ajustements en cours de chantier qui ont mené à certains avis de changement. ».

**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)).

Réponse :

Les travaux de réfection de tranchées transversales ont été réalisés à l'automne 2021, comme prévu. Un suivi sera réalisé après un cycle de gel et dégel pour s'assurer du résultat.

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.

Réponse :

En mars 2022, Énergir a reçu une opinion juridique de ses avocats qu'elle examinera au cours des prochaines semaines. Un constat sera fait au Rapport annuel 2022.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGÉE)

- 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 – Prévion 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.

Réponse :

La modification à l'aide financière pour le volet *Combo à condensation à haute efficacité* autorisée par la Régie dans sa décision D-2019-140 est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2022. Par conséquent, cette modification n'a pas eu d'impact en novembre ni en décembre 2021. L'effet de cet ajustement se fera toutefois sentir d'ici septembre 2022 et au cours des années subséquentes.

Notons que l'entrée en vigueur de cette modification avait été initialement prévue le 1^{er} décembre 2021. Cependant, étant donné qu'Énergir avait plusieurs communications à

transmettre à ses clients et aux acteurs de marché sur divers sujets entre décembre 2021 et février 2022, il a été jugé préférable de reporter l'entrée en vigueur de cette modification au 1^{er} mars 2022.

- 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.

Réponse :

Énergir juge que les résultats du volet *Thermostats intelligents – petits clients CII* sont décevants et que des actions de redressement sont requises.

Le volet est en cours d'évaluation par une firme indépendante. Le rapport de l'Évaluateur permettra de mieux cerner les barrières de marché et d'identifier les pistes d'amélioration du volet visant à lever ou à atténuer ces barrières. En s'appuyant sur les constats et les recommandations de l'Évaluateur, Énergir développera et déploiera de nouvelles stratégies afin d'accroître la participation des clients et d'obtenir à terme une rentabilité positive pour le volet.

- 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.

Réponse :

Les frais d'exploitation ont été requis en 2020-2021 principalement pour le traitement des demandes de subvention pour le sous-volet *Étude de faisabilité VGE*. Au cours de l'année 2020-2021, Énergir a traité et versé des aides financières pour la réalisation d'études de faisabilité dans le cadre du sous-volet auprès de 13 clients, soit un nombre légèrement supérieur à la prévision de 12 clients.

Rappelons qu'après avoir réalisé une étude de faisabilité subventionnée par Énergir, un participant est comptabilisé pour ce sous-volet lorsqu'un client VGE a implanté des mesures d'économies d'énergie ayant une PRI de moins d'un an pour le marché industriel et de trois ans pour le marché institutionnel.

Par conséquent, le fait que le nombre de participants et les économies nettes au 30 septembre 2021 ont été de 0 pour le sous-volet *Étude de faisabilité VGE* signifie que toutes les études subventionnées en 2020-2021, et pour lesquelles des frais d'exploitation ont été nécessaires au cours de l'année pour leur traitement, ont généré des projets dont la PRI a été supérieure à un an ou trois ans, le cas échéant, et que les économies associées ont été comptabilisées ou

le seront dans un avenir rapproché dans le sous-volet *Encouragement à l'implantation VGE – Industriel ou Institutionnel*.

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.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente le calcul détaillé du TCTR ratio prévisionnel et réel pour le volet *Nouvelle construction*.

Le TCTR ratio réel de 1,80 par rapport au TCTR ratio prévisionnel de 9,53 s'explique principalement par des coûts incrémentaux nets des mesures d'économies d'énergie beaucoup plus élevés que prévu (+ 1 858 %) comparativement à l'écart favorable, mais plus modeste, des économies nettes totales de gaz naturel (+ 253 %) et d'électricité (+ 274 %) par rapport à la prévision. En d'autres mots, les coûts unitaires nets des projets réalisés par les participants ont été largement supérieurs à la prévision (29,03 \$/m³³ vs 5,23 \$/m³⁴).

Variables du calcul du TCTR*	Formule	Prévision	Réel	Réel vs Prévision
Bénéfice				
Économies nettes totales (m ³)	A	2 263 576	7 982 165	253%
VAN coûts évités annuels de gaz naturel sur la durée de vie (\$/m ³)	B	5,08	4,74	-7%
VAN bénéfice gaz naturel (\$)	C = A * B	11 496 364	37 875 054	229%
Économies nettes totales - électricité (kWh)	D	60 535 216	226 647 724	274%
VAN coûts évités annuels d'électricité sur la durée de vie (\$/kWh)	E	1,63	1,59	-2%
VAN bénéfice électrique (\$)	F = D * E	98 682 778	360 486 612	265%
VAN bénéfice total (\$)	G = C + F	110 179 142	398 361 666	262%
Coût				
VAN frais d'exploitation sur un an (\$)	H	332 303	367 780	11%
Coût incrémental (\$)	I	354 381	12 056 607	3302%
Nombre de participants nets **	J	33	19	-42%
Coût incrémental net total (\$)	K = I * J	11 839 102	231 756 740	1858%
VAN coût incrémental net total sur un an (\$)	L = VAN K	11 228 284	220 973 246	1868%
VAN coût total (\$)	M = H + L	11 560 587	221 341 026	1815%
TCTR ratio	= G ÷ M	9,53	1,80	-81%

* La valeur actualisée nette (VAN) repose sur un taux d'actualisation nominal de 5,44 % pour la prévision et de 4,88 % pour le réel.

** Nets de l'ensemble des effets de distorsion (opprotuniste, entraînement, bénévolat).

³ 29,03 \$/m³ = Coût incrémental net total réel de 231 756 740 \$ ÷ économies nettes réelles de gaz naturel de 7 982 175 m³.

⁴ 5,23 \$/m³ = Coût incrémental net total prévu de 11 839 102 \$ ÷ économies nettes prévues de gaz naturel de 2 263 576 m³.

RAPPORTS D'ÉVALUATION DU PGÉE

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.

Réponse :

Dans une perspective d'efficience réglementaire, Énergir propose qu'un seul dépôt des rapports d'évaluation soit réalisé, et ce, lors du dépôt du rapport annuel en décembre de chaque année afin d'éviter un examen par la Régie de ces rapports dans deux processus distincts : l'un administratif, l'autre dans le cadre du rapport annuel.

Advenant que la Régie accepte cette proposition, Énergir maintiendrait l'intégration des paramètres révisés découlant des travaux d'évaluation dans les résultats du PGÉE présentés aux rapports annuels, en conformité avec la décision D-2019-088.

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.

Réponse :

Énergir le confirme.

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.

Réponse :

Avant toute chose, il est important de spécifier que les transactions de cessions FTSH/M12 ciblées aux pièces B-0071, annexe 2 et B-0072, pages 6 et 7 n'ont pas engendré de coût supplémentaire pour Énergir, tout en lui permettant de tirer un revenu de 2 659 506 \$. Vous trouverez ci-dessous le détail de chacune de ces affirmations.

Coûts associés aux transactions de Cessions FTSH/M12 :

Le tableau présenté à la page 7 de la pièce B-0164 intègre le coût des outils contractés et pour lesquels Énergir doit déboursier une prime fixe (ainsi que fuel et frais variables le cas échéant) auprès d'un fournisseur.

Prime fixe, combustible (fuel) et frais variables : Lors d'une transaction de cession FTSH/M12, le coût de la prime fixe des outils contractés est toujours déboursé par Énergir selon les modalités du contrat signé avec le fournisseur et le coût des fuels et autres frais variables sont déboursés selon la consommation réelle effectuée par Énergir. Les transactions de cessions FTSH/M12 n'engendrent donc aucun coût supplémentaire. Conséquemment, qu'Énergir réalise ou non une cession FTSH/M12, elle déboursera toujours le même montant.

Variation des frais reportés : Une transaction de cession FTSH/M12 n'a aucun impact sur la variation des frais reportés puisque ces derniers sont basés sur la prime fixe payée par Énergir. Comme expliqué précédemment, le total de la prime fixe ne varie pas lors d'une transaction de cession FTSH/M12.

Fonctionnalisation des coûts : Les coûts totaux des outils de transports sont fonctionnalisés selon les pourcentages d'allocations approuvés par la Régie lors de la cause tarifaire. Puisque le coût des outils ne varie pas lors de transactions de cession FTSH/M12, la fonctionnalisation de ce dernier demeure la même.

Revenu brut associé aux transactions de Cessions FTSH/M12 :

Le revenu associé aux transactions de cessions FTSH/M12 était à l'origine de 2 803 403 \$ fonctionnalisé selon les pourcentages d'allocations approuvés par la Régie lors de la cause tarifaire. Cependant, Énergir a retiré les coûts du service de pointe de 143 897 \$ à l'équilibrage afin de présenter un revenu net des coûts associés à l'outil de pointe.

Revenu net associé aux transactions de cessions FTSH/M12 :

Le revenu de 2 659 506 \$ généré par les transactions, comme présenté à la pièce B-0072 aux pages 6 et 7, est fonctionnalisé en fonction de la nature de la transaction. Ainsi, une transaction de nature opérationnelle sera toujours fonctionnalisée à l'équilibrage, alors qu'une transaction financière sera fonctionnalisée selon les pourcentages d'allocation approuvés par la Régie.

- 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.

Réponse :

Afin de combler le déficit relatif au besoin en pointe, Énergir cherche à contracter du service de pointe pour couvrir l'écart entre les outils requis pour le besoin de pointe et les outils déjà sous contrats.

Pour l'exercice 2020-2021, en plus de combler le déficit relatif au besoin en pointe, Énergir a également optimisé le plan d'approvisionnement. Pour y parvenir, des outils de service de pointe additionnels à ceux requis pour le besoin de pointe ont été achetés pour permettre des cessions de transport d'une quantité équivalente. Donc, l'impact net des cessions FTSH/M12 reliées au service de pointe relativement aux capacités détenues pour la pointe est nul.

L'optimisation effectuée n'a donc pas de lien direct avec l'outil de service de pointe livré en franchise acheté pour combler le déficit de pointe qui lui permet d'augmenter les capacités détenues pour la pointe.

- 14.3 Veuillez confirmer que les capacités en service de pointe, indiquées à la référence (v), sont de $1\,074\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et non de $660\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

Réponse :

Le $660\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ fait référence aux capacités en service de pointe à acquérir afin de garantir la capacité de l'usine LSR de $5\,806\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Cette capacité de service de pointe est donc déjà incluse dans le tableau 31 (à la référence (v)) dans la ligne de l'usine LSR.

Dans ce même tableau, les capacités à acquérir en service de pointe afin de desservir la pointe sont de $1\,074\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$. En tout, pour combler le besoin de pointe et pour assurer la redondance, Énergir avait planifié acheter $1\,734\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ au plan d'approvisionnement de la référence (v).

- 14.4 La Régie note, d'une part, de la référence (iv), les capacités en « Service de pointe livré en franchise » de $2\,291\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et, d'autre part, aux lignes 47 à 49 de la référence (i), les capacités en « Service de pointe livré en franchise » totalisant ██████████ $10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Veuillez concilier l'écart entre ces deux valeurs.

Veuillez également indiquer si les capacités de $1\,074\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$, 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.

Réponse :

Le tableau de la référence (iv) fait référence aux outils sous contrats au 30 septembre 2021. Pour le service de pointe livré en franchise, les outils sous contrats sont relatifs à l'hiver 2021--2022 puisque les contrats de l'hiver 2020-2021 ne sont plus en vigueur. Les capacités

de service de pointe pour 2020-2021 étaient toutefois de [REDACTED]/jour. Cet écart dans les volumes présentés ne change pas le coût de ces outils puisque ces contrats font l'objet d'une prime fixe mensuelle.

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* ».

Réponse :

A priori, à moins de contraintes d'inventaire, l'ordonnancement est effectué en fonction du coût marginal des outils. Au plan d'approvisionnement 2020-2021, en général, l'ordonnancement était le suivant :

1. Réceptions en franchise;
2. Outils de transport fermes à l'année;
3. Site de Saint-Flavien selon l'avis de performance reçu;
4. Outils de transport fermes en hiver;
5. Site de Pointe-du-Lac;
6. Interruptions de la clientèle;
7. Usine LSR;
8. Interruption de la portion ferme de GM GNL / Service de pointe.

En pratique, au réel – selon les niveaux d'inventaire, les prix sur le marché, les températures prévues et les occasions de transaction d'optimisation sur le marché –, l'ordonnancement peut changer de façon dynamique. Par exemple, si Énergir détenait du service de pointe à coût variable prédéterminé (par exemple, qui n'est pas lié à un indice de prix) et qu'une occasion d'optimisation pouvait être concrétisée en cours d'hiver dû à des prix de fourniture élevés à Dawn, Énergir pourrait acheter moins de fourniture et utiliser ce service de pointe en remplacement de transport pour la journée. Ainsi, Énergir ajuste sa structure pour réduire au minimum les coûts d'approvisionnement pour la clientèle.

- 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.

Réponse :

Énergir dépose en annexe, sous pli confidentiel, le *Contrat-cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction*. Ce contrat a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2020-113⁵ et était en vigueur au 30 septembre 2021.

Énergir dépose en annexe, sous pli confidentiel, le *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation*, lequel a été approuvé par la Régie dans sa décision⁶. Ce contrat ayant

⁵ R-4076-2018, D-2020-113, paragr. 16 et 41; Confidentialité reconnue par les décisions R-4076-2018, D-2020-138, paragr. 70 et D-2020-138R.

⁶ R-4076-2018, D-2020-113, paragr. 16 et 41; Confidentialité reconnue par les décisions R-4076-2018, D-2020-138, paragr. 70 et D-2020-138R.

été remplacé par le *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour*, il n'était donc plus en vigueur le 30 septembre 2021.

Énergir dépose également en annexe, sous pli confidentiel, le *Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour*. Ce contrat a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2021-082⁷ et était en vigueur au 30 septembre 2021.

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

Réponse :

Énergir dépose en annexe le *Contrat relatif à la capacité d'entreposage réservée et à l'outil de maintien de la fiabilité*.

- 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]

⁷ R-4136-2020, décision D-2021-082, paragr. 196; Confidentialité reconnue par la décision R-4136-2020, D-2021-082, paragr. 218 à 220.

Tableau 2

Besoin d'approvisionnement Année 2020-2021 (0-12)	Scénario sans réservation à LSR	Scénario avec réservation à LSR	Outil de maintien de fiabilité
	10 ⁶ m ³ /jour	10 ⁶ m ³ /jour	10 ⁶ m ³ /jour
(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.

Réponse :

Pour l'année 2020-2021, Énergir a évalué l'impact d'une réservation de 2,0 10⁶m³ à 10,0 10⁶m³. En fonction de la demande prévue et des outils sous contrat au réel pour 2020-2021, un outil de maintien était requis pour chacun des niveaux évalués. Dans ces circonstances, pour l'année 2020-2021, Énergir a déterminé que le deuxième cas de figure s'appliquait.

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).

Veuillez élaborer.

Réponse :

Énergir comprend que la Régie veut parler de la référence (v) plutôt que de la référence (iv).

GM GNL a confirmé ses besoins d'entreposage selon les modalités prévues au *Contrat-cadre de réservation de GNL, d'achat-vente de GNL et d'achat-vente de service de liquéfaction*.

GM GNL a également fourni la preuve à Énergir qu'elle détenait un outil de transport ferme pour une capacité de 7 600 GJ/jour, soit la capacité de l'outil de maintien demandé par Énergir⁸. L'outil a été ordonnancé et utilisé après l'interruption de la clientèle interruptible.

⁸ Énergir-9, Document 5.

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.* » Veuillez 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.

Réponse :

Tout d'abord, bien que GM GNL ait fourni l'outil de maintien sous forme de GNL vaporisé dans le réseau, celle-ci détenait aussi un outil de transport.

En tant que tel, le résultat de l'utilisation de GNL vaporisé ou de fourniture obtenue par transport résulte dans les deux cas en de la fourniture obtenue en franchise. Les deux cas permettent donc théoriquement de réduire l'utilisation de l'usine LSR par la daQ de façon équivalente. En pratique, comme la demande de transport doit être effectuée une journée à l'avance, celle-ci est moins précise quant à son effet sur l'usine LSR. En effet, en fonction de la prévision de la demande pour les journées gazières suivantes, Énergir pourrait demander l'outil de maintien en transport une journée où au réel l'usine LSR n'est pas sollicitée. L'effet inverse pourrait aussi se produire si Énergir ne demandait pas d'outil de maintien par transport, mais que l'usine LSR était finalement sollicitée. En utilisant la vaporisation, l'outil de maintien est complètement synchronisé avec l'utilisation de l'usine LSR.

Au niveau du coût, dans le cas où l'outil de maintien est effectué par transport, Énergir livre la fourniture à la tierce partie s'occupant de l'outil de maintien à Dawn. Ainsi, des achats de fourniture additionnels à Dawn sont effectués. Dans le cas de la vaporisation, Énergir compense ce même coût à GM GNL, car aucun achat de fourniture n'est requis. Donc, par exemple, si l'outil de maintien par transport était requis pour le jour X, et que le prix de la fourniture était établi à Dawn à 20 cents/m³, Énergir devrait déboursé cette somme en achat et la remettre au point à Dawn. En cas de vaporisation de GM GNL de l'outil de maintien, Énergir verserait ce 20 cents/m³ directement à GM GNL, soit l'équivalent de l'achat qui aurait été effectué si l'outil de maintien avait été fourni par transport.

Enfin, tous les volumes vaporisés par GM GNL font l'objet d'une recharge en fin d'année, incluant ceux vaporisés pour l'outil de maintien.

- 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.

Réponse :

La transaction à la ligne 1 de la référence (i) est un échange géographique sans frais dans lequel Énergir a livré à Dawn la quantité de 7 600 GJ ainsi que le gaz de compression correspondant au transport entre Dawn et Énergir EDA à une tierce partie, laquelle agit au nom de GM GNL. Dans cet échange, la clientèle demeure indemne, le gaz livré par Énergir à Dawn provient de son inventaire et donc le prix est égal au prix de son service de fourniture.

En contrepartie, Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la même quantité via la regazéification à l’usine LSR en provenance de l’inventaire de GM GNL.

Les transactions des lignes 2 à 4 sont des transactions dans lesquelles Énergir a reçu directement dans son réseau de distribution la quantité de 7 600 GJ via la regazéification à l’usine LSR en provenance de l’inventaire de GM GNL. En retour, Énergir a payé à GM GNL un montant correspondant à la quantité quotidienne, augmentée du gaz de compression requis, multipliée par le prix moyen de ses achats à Dawn sur le marché « spot ».

- 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). Veuillez élaborer.

Réponse :

Le contrat-cadre avec une contrepartie encadre toutes les transactions individuelles s’y rattachant. En général, les prix se retrouvent dans les transactions individuelles (soit les lignes 1 à 4), lesquelles font partie intégrante du contrat-cadre.

Énergir, s.e.c
Rapport annuel au 30 septembre 2021, R-4175-2021

ÉNERGIR, S.E.C. CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Paramètres 2020-2021 RR-Version21.2
--	---

ID05032 285 259 \$	Type de projet Type de client Région Municipalité Nb de clients potentiels	Branchement - Renforcement CII - 0 0	Représentant Conseiller OTP Coût en capital prospectif 4,88% Coût en capital prospectif après impôt 4,60%
---------------------------	--	--	---

En dollars (\$)	Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients			21	21	21	21	21
Volume à 100% en m ³			199 100	199 100	199 100	199 100	199 100
Volume ajusté en m ³			169 235	169 235	169 235	169 235	169 235
Nombre de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 12 ans		1	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0
Nombre de compteur(s) - 20 ans		20	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Base		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite - Frais généraux entrepreneurs		0	0	0	0	0	0
Frais de conduite		0	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Base	241 878	241 878	0	0	0	0	0
Frais de branchement - Frais généraux entrepreneurs	36 564	36 564	0	0	0	0	0
Frais de branchement	278 442	278 442	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 5 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 7 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 12 ans		1 734	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 15 ans		0	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s) - 20 ans		5 083	0	0	0	0	0
Frais de compteur(s)	17 102	6 817	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - civil		0	0	0	0	0	0
Poste de Livraison - équipement		0	0	0	0	0	0
TI seulement - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1		0,0	0	0	0	0	0
TI seulement - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2		0	0	0	0	0	0
TI seulement - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3		0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 1		0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 2		0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 3		0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 4		0	0	0	0	0	0
Autre projet - Saisir le nom de la catégorie d'actif 5		0	0	0	0	0	0
Servitude		0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable (terrain)		0	0	0	0	0	0
Frais UMQ	6 047	6 047	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction		0	0	0	0	0	0
Frais généraux corporatifs		0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement		0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0	0
Investissement total	301 591	291 306	0	0	0	0	0
Coût d'opération		0	5 163	3 352	3 352	3 352	3 352
Autres dépenses d'exploitation		0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable			12 277	12 277	12 277	12 277	12 277
Taxe sur les services publics			4 089	3 911	3 733	3 555	3 376
Redevances			178	178	178	178	178
Impôts			(1 617)	2 348	2 562	2 747	2 904
Rendement			13 916	13 317	12 718	12 119	11 520
Revenu requis		0	34 007	35 384	34 820	34 227	33 608
Revenus			0	0	0	0	0
Taux de distribution (¢/m ³)			20,7300	20,7300	20,7300	20,7300	20,7300
Revenu de distribution			35 082	35 082	35 082	35 082	35 082
Contribution tarifaire annuelle		0	(1 075)	301	(262)	(855)	(1 475)
			6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle			(2 118)	(2 783)	(3 467)	(4 169)	(4 888)

Contribution tarifaire (3 ans) (979)	Contribution tarifaire (15 ans) (33 584)
Contribution tarifaire (5 ans) (2 847)	Contribution tarifaire (20 ans) (56 890)
Contribution tarifaire (10 ans) (14 550)	Contribution tarifaire (40 ans) (188 207)
Point mort tarifaire	1,0 ans
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	7,88%
Indice de profitabilité (IP 40 ans)	1,49

L'annexe Q-15.1 est déposée sous pli confidentiel et inclut les documents suivants :

- Contrat-cadre de réservation de GNL, d'achat et de vente de gaz naturel liquéfié et d'achat et de vente d'un service de liquéfaction;
- Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation
- Contrat-cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation (amendé et mis à jour)

**CONTRAT RELATIF À LA CAPACITÉ D'ENTREPOSAGE RÉSERVÉE
ET À L'OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ
(le « Contrat »)**

ENTRE : **GAZ MÉTRO GNL S.E.C.**, une société en commandite dûment formée en vertu des lois du Québec ayant son siège social au 1717, rue du Havre, Montréal, Québec, Canada, H2K 2X3, agissant au présent contrat par son associé commandité Gaz Métro GNL inc.

(ci-après la « **Filiale** »)

ET : **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**, une société en commandite dûment formée en vertu des lois du Québec ayant son siège social au 1717, rue du Havre, Montréal, Québec, Canada, H2K 2X3, agissant au présent contrat par son associé commandité Gaz Métro inc.

(ci-après « **Gaz Métro** »)

(La Filiale et Gaz Métro collectivement appelés les « **Parties** » et individuellement « **Partie** »)

1. PRÉAMBULE

- 1.1 Attendu que Gaz Métro GNL s.e.c. est une filiale de Gaz Métro contrôlée par cette dernière et mise sur pied afin de commercialiser et vendre le gaz naturel liquéfié (« **GNL** ») produit par un procédé de liquéfaction lui appartenant (le « **Liquéfacteur 2** »);
- 1.2 Attendu que le GNL produit par le Liquéfacteur 2 transite par les réservoirs (les « **Réservoirs** ») appartenant à Gaz Métro et situés sur le terrain de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (« **Usine LSR** »);
- 1.3 Attendu que la Filiale souhaite réserver une partie de la capacité d'entreposage des Réservoirs;
- 1.4 Attendu que Gaz Métro, dans ses activités non réglementées, rend des services d'administration et d'exploitation à la Filiale et qu'elle est disposée, dans ce contexte, à permettre à la Filiale d'utiliser une partie de la capacité d'entreposage des Réservoirs;
- 1.5 Attendu que Gaz Métro doit s'assurer de respecter les conditions et modalités approuvées par la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») afin de permettre à la Filiale d'entreposer une partie du GNL dans les Réservoirs;
- 1.6 Attendu que la méthode de répartition des coûts à l'Usine LSR entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée est encadrée par les décisions D-2012-171, D-2014-032 et D-2015-012 rendues par la Régie;

- 1.7 Attendu que dans la décision D-2015-012, la Régie a exigé qu'en certaines circonstances déterminées par Gaz Métro lors de l'élaboration de son plan d'approvisionnement, la Filiale fournisse un Outil de maintien (tel que défini à la section 3) à Gaz Métro en contrepartie de son utilisation des Réservoirs; et
- 1.8 Attendu que si un Outil de maintien est ainsi exigé, le partage des coûts entre la Filiale et Gaz Métro doit alors être adapté pour refléter l'utilisation des Réservoirs, conformément à la décision D-2015-012.

2. MODALITÉS DE RÉSERVATION DE CAPACITÉ D'ENTREPOSAGE

- 2.1 Au plus tard le 1^{er} octobre de chaque année, la Filiale devra confirmer par écrit à Gaz Métro (« **l'Avis de réservation** ») le volume de capacité d'entreposage qu'elle souhaite réserver dans les Réservoirs pour l'année financière qui débute (c.-à.-d. du 1^{er} octobre au 30 septembre, une « **Année** »).
- 2.2 À la suite de l'évaluation de l'Outil de maintien effectuée par Gaz Métro conformément aux dispositions de la Section 3, la Filiale pourra réviser à la baisse le volume réservé pour l'Année au plus tard vingt (20) jours ouvrables suivant la communication, par Gaz Métro, de cette évaluation à la Filiale. Le cas échéant, Gaz Métro procédera ensuite à une mise à jour de son évaluation de l'Outil de maintien et transmettra une confirmation écrite à la Filiale.
- 2.3 Au cours de l'Année, la Filiale pourra réviser à la hausse le volume de capacité d'entreposage réservée, sous réserve de l'acceptation de Gaz Métro. Le cas échéant, Gaz Métro confirmera à la Filiale, conformément à la Section 3 du présent Contrat, si elle exige de cette dernière la fourniture d'un Outil de maintien ou non afin de consentir à cette révision à la hausse, ou, si un tel Outil de maintien était déjà requis, si un Outil de maintien additionnel est requis pour consentir à la hausse.
- 2.4 Le volume de capacité d'entreposage réservée par la Filiale pour une Année ne pourra en aucun temps excéder 10 millions de mètres cubes (10 10⁶m³) de gaz naturel.
- 2.5 En contrepartie de la réservation de la capacité d'entreposage dans les Réservoirs par la Filiale, cette dernière assumera sa part des coûts d'entreposage répartis conformément aux décisions D-2012-171, D-2014-032 et D-2015-012 et, lorsqu'applicable conformément aux dispositions prévues à la section 3 du présent Contrat, les coûts associés à la fourniture d'un Outil de maintien.

3. FOURNITURE D'UN OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

- 3.1 À chaque Année, conformément à la décision D-2015-012 et suivant la réception de l'Avis de réservation de la Filiale et si les besoins établis dans son plan d'approvisionnement le justifient, Gaz Métro confirmera par écrit à la Filiale, au plus tard dix (10) jours ouvrables suivant la réception de l'Avis de réservation, si elle exige de cette dernière qu'elle fournisse à ses frais un outil de transport ferme (l'« **Outil de maintien** »), en spécifiant le point de livraison et le point de réception,

afin de remplacer la totalité ou une partie de la capacité d'entreposage qu'elle a réservée dans les Réservoirs.

- 3.2 Il est entendu que l'Outil de maintien consiste en une capacité de transport ferme en amont du réseau de Gaz Métro, qui exclut la molécule de gaz naturel, et pouvant fournir la capacité quotidienne de transport requise pour assurer la sécurité d'approvisionnement pendant la période hivernale, à savoir du 1^{er} décembre au 31 mars.
- 3.3 Advenant que la Filiale doive ainsi fournir un Outil de maintien, Gaz Métro sera responsable de fournir la molécule, au point de livraison déterminé par Gaz Métro, les journées où elle utilisera un tel Outil de maintien.
- 3.4 En fonction de la situation engendrée par l'utilisation d'un tel Outil de maintien, les coûts d'utilisation des Réservoirs seront établis conformément à la méthodologie décrite à l'Annexe A.
- 3.5 Le cas échéant, une preuve de la détention de cet Outil de maintien devra être fournie à Gaz Métro au plus tard le 1^{er} décembre ou à une date ultérieure fixée par Gaz Métro advenant une demande de la Filiale effectuée en vertu de l'article 2.3.
- 3.6 Dans le cas où la Filiale ne pourrait fournir à Gaz Métro l'assurance, avant le 1^{er} décembre (ou à une date ultérieure, tel que prévu à l'article 3.5), qu'elle pourra remplir ses obligations par rapport à cet Outil de maintien de fiabilité, elle ne pourra se voir garantir le droit de réserver, en tout ou en partie, le cas échéant, la capacité d'entreposage dans les Réservoirs.
- 3.7 Dans sa planification d'approvisionnement de la journée gazière, Gaz Métro devra transmettre à la Filiale un avis du besoin de l'Outil de maintien au plus tard à 11:00 am le jour ouvrable précédant la journée gazière.

4. ACHAT « COURT TERME » ET BALANCE D'INVENTAIRE

Achat « court terme »

- 4.1 Après la saison hivernale, à savoir après le 31 mars de chaque Année, la Filiale pourra demander à Gaz Métro qu'elle lui vende du GNL dont elle dispose en inventaire dans les Réservoirs.
- 4.2 Si Gaz Métro accepte cette demande de la Filiale, la vente de GNL pourra être effectuée en contrepartie de l'une des deux options suivantes, au choix de Gaz Métro :
 - 4.2.1 Le GNL sera vendu à la Filiale par Gaz Métro au coût unitaire moyen du GNL produit par le liquéfacteur appartenant à Gaz Métro (incluant le coût des services FTEDS), conformément aux modalités décidées par la Régie dans les décisions D-2012-171, D-2014-032 et D-2015-012; ou;

4.2.2 Le GNL sera cédé à la Filiale sous forme d'échange en vertu duquel la Filiale s'engagera à remettre à Gaz Métro la quantité de GNL reçue conformément à un échéancier à être convenu entre les Parties.

4.3 Nonobstant le paragraphe 4.1, la Filiale pourra, même en période hivernale, demander à Gaz Métro qu'elle lui vende du GNL dont elle dispose en inventaire dans les Réservoirs et Gaz Métro pourra consentir à une telle demande, sous réserve du respect des niveaux minimums et des paramètres établis par la Régie dans la décision D-2012-171. Le cas échéant, la vente sera faite conformément aux modalités décrites au paragraphe 4.2.

Balance d'inventaire

4.4 Si un transfert de l'inventaire de GNL dans les Réservoirs est requis à la date de mise en opération commerciale du Liquéfacteur 2 ou lors de la réception d'un Avis de réservation au début d'une nouvelle Année, la propriété du GNL sera alors cédée à l'une ou l'autre des Parties en contrepartie du paiement, par le cessionnaire, du coût unitaire moyen du GNL produit par le Liquéfacteur appartenant à Gaz Métro (incluant le coût des Services FTEDS).

4.5 En tout temps pendant la durée du Contrat, les Parties devront collaborer afin de garantir que les Réservoirs soient remplis à pleine capacité au 1^{er} décembre de chaque année, à l'exclusion de la capacité réservée par la Filiale qui pourra être à un niveau inférieur, selon ses propres besoins.

5. DURÉE ET RÉSILIATION

5.1 Le présent Contrat entre en vigueur au jour de la mise en opération commerciale du Liquéfacteur 2, soit le 24 avril 2017, et restera en vigueur jusqu'à sa terminaison par les Parties conformément à l'article 5.2.

5.2 Le Contrat pourra être résilié ou modifié par les Parties suivant un préavis écrit d'une année transmis au plus tard le 1^{er} octobre de chaque année. Malgré ce qui précède, le préavis de résiliation ou de modification pourra être d'une durée moindre d'un an si les deux Parties y consentent.

6. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

6.1 Le Contrat est régi et interprété selon les lois en vigueur dans la province de Québec.

6.2 Le préambule et les annexes font partie intégrante du présent Contrat.

(le reste de la page est laissé en blanc intentionnellement)

EN FOI DE QUOI, les Parties aux présentes ont dûment signé le présent Contrat en date du 19 juillet 2017.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
GAZ MÉTRO par son commandité
GAZ MÉTRO INC.

Par:



Nom: Étienne Champagne

Titre: Vice-président, Construction et
développement des marchés émergents

GAZ MÉTRO GNL, S.E.C.
par son commandité
GAZ MÉTRO GNL INC.

Par :



Nom : Pierre Despars

Titre : Administrateur

Par:



Nom: Nathalie Longval



Titre: Vice-présidente Adjointe, Affaires
juridiques et Secrétaire corporatif

Par :



Nom : André L'Ecuyer

Titre : Administrateur



Initiales
101-604
No. Dossier

ANNEXE A

La méthodologie d'évaluation des coûts d'utilisation de l'Usine LSR reliés à la fonction entreposage et au 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 d'entreposage à l'usine LSR, cette capacité peut être cédée en partie ou en totalité à la Filiale au taux moyen de l'entreposage de l'Usine LSR 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 d'entreposage de l'usine LSR, alors un Outil de maintien doit être contracté, et ce, à la charge de la Filiale. Dans ce cas, comme la daQ détient les outils pour répondre à la demande comme s'il n'y avait pas de Filiale, alors la daQ assume en totalité les coûts d'entreposage de l'Usine LSR et la Filiale 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 de la Filiale, alors la Filiale utilise, au taux moyen de l'entreposage de l'usine, la portion qui peut être cédée. Pour le solde de la capacité réservée par la Filiale, la Filiale doit contracter un outil assurant une sécurité d'approvisionnement équivalente et en assumer les coûts.