

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN  
DU RAPPORT ANNUEL D'ÉNERGIR POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2023**

---

**RETRAITS INTERDITS**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0082](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0082](#), Annexe 1;
  - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 1, l. 14 à 23;
  - (iv) [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2022, p. 63.

**Préambule :**

(i) « Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi de la décision D-2020-097 portant sur la saturation des régions de la Montérégie, de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor et de l'autoriser à y mettre fin ».

(ii) L'annexe 1 de la pièce B-0082 présente, pour 2022-2023, les informations sur les volumes interrompus et les retraits interdits par les clients avec et sans contrats GAI (gaz d'appoint pour éviter une interruption).

(iii) La page 1 de la pièce B-0051 contient un tableau intitulé « Analyse comparative du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution ». Les lignes 14 à 23 de ce tableau concernent les données prévues et réelles relatives au service interruptible des volets 1A et 1B.

(iv) « 14.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption

*Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité de 5,00 \$/m<sup>3</sup>.*

*Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité sur les volumes excédant le volume souscrit.*

*Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption ne sont pas assujéttis à la pénalité de 5,00 \$/m<sup>3</sup>. Les modalités relatives au service de fourniture sont établies en fonction de l'article 11.2.3.3.1 ».*

**Demandes :**

1.1 Sous le scénario dans lequel la Régie autorisait Énergir à mettre fin au suivi de la décision D-2020-097 portant sur la saturation des régions de la Montérégie, de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor, veuillez expliquer les avantages et les inconvénients de présenter les renseignements de la référence (ii) dans le tableau de la référence (iii).

1.2 Veuillez confirmer que les pénalités prévues à la référence (iv) ont été facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii).

Dans la négative, veuillez expliquer.

1.3 Veuillez confirmer que les pénalités facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii) se trouvent aux lignes 15 à 19 (revenus des tarifs D<sub>5</sub>) de la colonne 8 de la référence (iii).

1.3.1 Dans l'affirmative, veuillez déposer une version révisée de la pièce B-0051 dans laquelle les pénalités facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii) seraient présentées à la ligne 22 (Retraits interdits) au lieu d'être intégrés aux revenus des tarifs D<sub>5</sub>.

1.3.2 Dans la négative, veuillez expliquer.

## **SOMMAIRE DES TROP-PERÇUS /MANQUES À GAGNER RELATIFS AUX PROJETS D'INJECTION DE GNR POUR L'EXERCICE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2023**

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 122;
  - (ii) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 131;
  - (iii) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 134;
  - (iv) Dossier R-4177-2021 phase 2, pièce [B-0271](#), p. 33 à 40;
  - (v) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-136](#), p. 34;
  - (vi) Pièce [B-0148](#), p. 2.

### **Préambule :**

(i) La Régie, au paragraphe 498 de la décision D-2022-123 (dossier R-4177-2021 phase 2), approuve notamment les taux du tarif de réception tels que proposés par Énergir pour l'année tarifaire 2022-2023. Ces taux sont reproduits au tableau 27 de cette décision :

«

TABLEAU 27  
TAUX AUX POINTS DE RÉCEPTION 2022-2023

Capacité maximale contractuelle, coût de service et taux 2022-2023 par point de réception	CMC 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Volet Investissement		Volet Distribution	
		coût 000 \$	taux fixe ¢/m <sup>3</sup> /jour	coût 000 \$	taux fixe ¢/m <sup>3</sup> /jour
Saint-Hyacinthe	64,0	20,5	0,088	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	-	-	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	42,2	0,641	84,4	1,281
CTBM	15,6	62,8	1,103	175,1	3,075

CMC : capacité maximale contractuelle.

Source : Pièces B-0129 et B-0226.

»

(ii) « [546] En conséquence, la Régie autorise Énergir à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place ».

(iii) « [561] Conséquemment, la Régie autorise les modifications proposées par Énergir au taux – Volet Distribution du tarif de réception, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, telles que présentées en exemples aux tableaux 3 et 4 de la pièce B-0133 ». [référence omise]

(iv) Le 15 novembre 2022, Énergir dépose la pièce B-0271 (version révisée de la pièce B-0265) en suivi de la décision D-2022-123 (dossier R-4177-2021 phase 2). Les pages 33 à 40 de cette pièce contiennent les taux aux points de réception pour l'année 2022-2023, lesquels ont été approuvés par la décision D-2022-136 (référence (v)).

(v) La Régie, par sa décision D-2022-136 (dossier R-4177-2021 phase 2), « APPROUVE les grilles tarifaires de l'année 2022-2023, telles que présentées par le Distributeur dans la pièce B-0271 et fixe leur entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2022; »

(vi) Au présent dossier, Énergir rapporte un trop-perçu de 4 000 \$ relatif au projet d'injection de GNR « CTBM » pour l'exercice clos le 30 septembre 2023. Énergir explique ce trop-perçu de la façon suivante :

«

N° de ligne	Revenu du tarif de réception	Cause tarifaire 2022-2023				Réal 2022-2023					
		Nombre de jours (1)	Taux (¢/m <sup>3</sup> ) (2)	CMC (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	Volume projeté (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	Revenus projetés (000\$) (5)	Taux 01/10 au 30/11 (61 jours) (¢/m <sup>3</sup> ) (6)	Taux 01/12 au 30/09 (304 jours) (¢/m <sup>3</sup> ) (7)	Volume réel (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	Revenus réels (000\$) (9)	Additions au CFR en 2023 (000\$) (10)
<b>Portion fixe</b>											
1	Taux OMQ - Investissement (¢/m <sup>3</sup> /jour)	365	1,049	16		60 \$	1,103	1,049		60 \$	1 \$
2	Taux OMQ - Distribution (¢/m <sup>3</sup> /jour)	365	2,661	16		152 \$	3,075	2,661		155 \$	4 \$
<b>Portion variable <sup>(1)</sup></b>											
3	Taux unitaire au volume injecté (¢/m <sup>3</sup> )		0,160		2 100	3 \$	0,160	0,160	1 709	3 \$	- \$
4	<b>Revenu total (l. 1 + l. 2 + l. 3)</b>					<b>215 \$</b>				<b>218 \$</b>	<b>4 \$</b>

(1)

La portion variable ne génère pas de TP/MAG puisque l'écart de revenus est équivalent à la variation entre les coûts projetés et les coûts réels.

»

**Demandes :**

2.1 En se référant à (i) et (iv), la Régie prépare le tableau suivant afin de comparer les taux aux points de réception approuvés par les décisions D-2022-123 et D-2022-136 :

**Tableau 1 : Taux 2022-2023 par point de réception (dossier R-4177-2021 phase 2)**

	CMC	Volet Investissement		Volet Distribution	
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	k\$	¢/m <sup>3</sup> /jour	k\$	¢/m <sup>3</sup> /jour
Selon pièce B-0226 (taux approuvés par la décision D-2022-123, p. 122)					
Saint-Hyacinthe	64,0	20,5	0,088	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	0,0	0,000	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	42,2	0,641	84,4	1,281
CTBM	15,6	62,8	1,103	175,1	3,075
Selon pièce B-0271 (suivi de la décision D-2022-123, approuvés par la décision D-2022-136)					
Saint-Hyacinthe	64,0	17,3	0,074	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	0,0	0,000	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	40,2	0,610	84,4	1,281
CTBM	16	59,5	1,049	151,5	2,661

Dans ce tableau, les cases ombragées servent à identifier les changements entre les taux approuvés par la décision D-2022-136 et ceux approuvés par la décision D-2022-123.

2.1.1 Veuillez valider les données du tableau 1. Au besoin, veuillez expliquer et corriger les erreurs.

2.1.2 Veuillez confirmer que le changement du taux de réception pour le volet « Distribution » du projet CTBM découle de la référence (iii).

Dans la négative, veuillez expliquer.

2.1.3 Veuillez confirmer que les changements aux taux de réception pour le volet « Investissement » des projets « Saint-Hyacinthe », « ADM Agri-Industries Company » et « CTBM » découlent de la référence (ii).

Dans l’affirmative, veuillez expliquer comment ces taux modifiés ont été déterminés en fournissant le détail des calculs ainsi que les références permettant d’identifier la source des données de ces calculs.

Dans la négative, veuillez expliquer.

2.1.4 Veuillez confirmer que la CMC (capacité maximale contractuelle) relative au projet CTBM demeure à  $15,6 \cdot 10^3 \text{m}^3$ , contrairement à la valeur de  $16 \cdot 10^3 \text{m}^3$  affichée à la pièce B-0271.

Dans la négative, veuillez expliquer.

2.2 En vous référant à (vi), veuillez confirmer que le trop-perçu de 4 000 \$ pour le projet CTBM s'explique uniquement par l'application par Énergir du taux pour le volet « Distribution » approuvé par la décision D-2022-136 (références (iv) et (v)) à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2022.

Dans la négative, veuillez expliquer.

**COÛTS D'INVESTISSEMENTS RÉALISÉS APRÈS LA MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS DES PRODUCTEURS DE GSR EN FONCTION VISANT À REMPLACER OU À METTRE À NIVEAU LES ÉQUIPEMENTS EN PLACE POUR L'ANNÉE 2022-2023**

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 2;  
(ii) Dossier R-4236-2023, décision [D-2023-125](#).

**Préambule :**

(i) Le tableau de la pièce B-0064 présente les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GSR en fonction visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place pour l'année 2022-2023 :

«

Producteur	Projet	Type d'amélioration / Poste d'injection GSR	Réel (\$) au 30 sept. 2023
ADM Agri-Industries Company	GSR Candiac	Abandon / reconstruction du bassin d'odorant	23 904
		Abandon / reconstruction du dosaodor	44 254
		Installation de rampes et d'une dalle de béton	9 153
Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (« CTBM »)	GSR St-Pie	Abandon / reconstruction du dosaodor	81 252
		Installation de rampes et d'une dalle de béton	30 949
<b>Total des investissements</b>			<b>189 513</b>

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des totaux.

»

(ii) Par sa décision D-2023-125, la Régie autorise Énergir à réaliser un projet d'investissement visant la construction et la mise en opération d'actifs pour le bouclage de réseaux afin d'augmenter la capacité d'injection de GSR provenant du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (le Projet).

#### Demandses :

- 3.1 Pour chacun des projets « GSR Candiac » et « GSR St-Pie », veuillez expliquer les problématiques qui ont données lieu à chacune des améliorations décrites en (i).
- 3.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels les travaux relatés à la référence (i) relatives au projet « GSR St-Pie » n'ont pas été inclus dans le cadre du projet d'investissement approuvé par la Régie par sa décision D-2023-125 (référence (ii)). Veuillez élaborer.

#### SOMMAIRE DES DONNÉES PERTINENTES SE RATTACHANT AU GSR

4. **Références :**
  - (i) Pièce [B-0061](#), tableau 1;
  - (ii) Pièce [B-0063](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) «

**Tableau 1  
Sommaire du GSR 2022-2023**

Obligation réglementaire	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	
Volumes de base	5 995 734	
% règlement	1 %	
<b>Volumes exigibles</b>	<b>59 957</b>	
Approvisionnement	Nombre de contrats	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
Achat direct territoire	-	-
Achat direct hors territoire	-	-
Gaz de réseau GSR en territoire	6	13 070
Gaz de réseau GSR hors territoire	3	<u>49 347</u>
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>62 417</b>
Livraisons de GNR	Nombre d'installations	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
Achat direct	-	-
Gaz de réseau GSR	1 442	39 729
Socialisation du GSR	-	18 746
Autoconsommation de GSR par Énergir	39	1 482
Livraison aux points d'interconnexion	-	-
<b>Total</b>	<b>1 481</b>	<b>59 957</b>
<b>Volumes livrés - Volumes exigibles</b>	<b>-</b>	
Inventaire de GSR	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	
Inventaire au 30 septembre 2022	14 797	
Achats	62 417	
Ventes, autoconsommation et socialisation de GSR	<u>(59 957)</u>	
<b>Inventaire au 30 septembre 2023</b>	<b>17 257</b>	

<sup>1</sup> Le calcul de l'obligation réglementaire est présenté à la page 1 de la pièce B-0047, Énergir-H, Document 6 du dossier R-4177-2021.

»

(ii) « Pour l'année 2022-2023, 103 clients se sont prévalus de la combinaison de service. Cela représente 10,37 Mm<sup>3</sup>, soit 25 % des volumes de GSR livrés pour consommation volontaire cette même année ». [nous soulignons]

**Demandes :**

4.1 En vous référant à (i), veuillez indiquer si la consommation volontaire se chiffrant à 41 211 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (somme des valeurs rehaussées en jaune, soit 39 729 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> + 1 482 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) inclut ou exclut le volume de 10,37 Mm<sup>3</sup> de GSR rapporté en (ii).

- 4.2 Si le volume de 10,37 Mm<sup>3</sup> de GSR rapporté en (ii) est inclus dans la consommation volontaire de 41 211 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (somme des valeurs rehaussées en jaune de la référence (i)), veuillez déposer le tableau de la référence (i) avec des lignes additionnelles afin de présenter les volumes de GSR consommés par les clients en combinaison de service.
- 4.2.2 Veuillez commenter la possibilité de cesser le dépôt de la référence (ii) à titre de suivi de la décision D-2021-158 (par. 305) mais d'inclure pour les prochains rapports annuels le tableau tel que demandé ci-dessus.
- 4.3 Si le volume de 10,37 Mm<sup>3</sup> de GSR rapporté en (ii) n'est pas inclus dans la consommation volontaire de 41 211 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (somme des valeurs rehaussées en jaune de la référence (i)), veuillez confirmer que la consommation volontaire totale de GSR en 2022-2023 a été de 51,58 Mm<sup>3</sup>.

Dans la négative, veuillez expliquer.

#### UTILISATION QUOTIDIENNE DE L'USINE LSR

La Régie, dans sa décision D-2015-012, demandait au Distributeur de maintenir une gestion optimale de l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée et s'assurer que cette clientèle dispose d'une pleine réserve de GNL au 1<sup>er</sup> décembre de chaque année.

À cet égard, elle lui demandait de présenter, dans les prochains dossiers d'examen du rapport annuel, un suivi de l'utilisation quotidienne de l'usine LSR.

Nous constatons que la réserve de GNL au 1<sup>er</sup> décembre 2022 est la plus faible enregistrée depuis 2018 :



**Inventaire au 1<sup>er</sup> décembre de chaque année (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)**

2018	49 469	Dossier R-4114-2019, pièce B-0050
2019	49 699	Dossier R-4136-2020, pièce B-0054
2020	52 328	Dossier R-4175-2021, pièce B-0058
2021	49 461	Dossier R-4209-2022, pièce B-0060
2022	45 278	Dossier R-4242-2022, pièce B-0057

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0057](#);
  - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0060](#);
  - (iii) Dossier R-4175-2021, pièce [B-0058](#);
  - (iv) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0054](#);
  - (v) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0050](#);
  - (vi) Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2015-012](#), p. 12.

**Préambule :**

- (i) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019.
- (ii) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2019 au 30 septembre 2020.
- (iii) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021.
- (iv) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2021 au 30 septembre 2022.
- (v) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2022 au 30 septembre 2023.
- (vi) « [33] Gaz Métro devra maintenir une gestion optimale de l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée et s'assurer que cette clientèle dispose d'une pleine réserve de GNL au 1<sup>er</sup> décembre de chaque année. »

[34] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans les prochains dossiers d'examen du rapport annuel, un suivi de l'utilisation quotidienne de l'usine LSR ». [nous soulignons]

**Demande :**

5.1 La Régie, à l'aide des renseignements présentés aux références (i) à (v), compile la réserve de GNL au 1<sup>er</sup> décembre depuis 2018 :

**Réserve de GNL de la DaQ au 1<sup>er</sup> décembre de chaque année (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

2018	49 469	Dossier R-4114-2019, pièce B-0050
2019	49 699	Dossier R-4136-2020, pièce B-0054
2020	52 328	Dossier R-4175-2021, pièce B-0058
2021	49 461	Dossier R-4209-2022, pièce B-0060
2022	45 278	Dossier R-4242-2022, pièce B-0057

- 5.1.1. Veuillez confirmer l'exactitude des données et apporter les corrections nécessaires au besoin.
- 5.1.2. En vous référant à la référence (vi), veuillez fournir les motifs pour lesquels la réserve de GNL de la DaQ au 1<sup>er</sup> décembre 2022 est la plus faible depuis 2018.
- 5.1.3. Veuillez expliquer si la réserve de GNL de la DaQ au 1<sup>er</sup> décembre 2022 peut être qualifiée de « pleine réserve » au sens de la référence (vi).

**OFFRE BIÉNERGIE**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0048](#), p. 4;
  - (ii) Pièce [B-0048](#), p. 5;
  - (iii) Dossier R-4177-2021 Phase 2, pièce [B-0112](#);
  - (iv) Pièce [B-0106](#), p. 4.

**Préambule :**

(i) Énergir présente le revenu requis établi lors de la dossier tarifaire 2022-2023. Le montant prévisionnel de la contribution pour la réduction des GES (Contribution GES) est établi à 1,853 M\$, soit 1,496 M\$ au service de distribution et 357 k\$ au service d'équilibrage.

(ii) Énergir présente le revenu requis pour l'exercice clos le 30 septembre 2023. Le montant de la Contribution GES au 30 septembre 2023 cumule un total de 280 k\$, soit 228 k\$ au service de distribution et 52 k\$ au service d'équilibrage.

(iii) Énergir présente la ventilation du montant de la Contribution GES versée par Hydro-Québec Distribution, dans ses activités de distribution d'électricité, à Énergir pour l'année 2022-2023. Le volume de gaz naturel converti projeté est de 6 301 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

(iv) Énergir présente les données relatives aux clients biénergie pour l'année 2022-2023 dans le cadre du rapport de suivi sur la biénergie de la décision D-2022-061. Les volumes de gaz naturel réellement convertis sont de 738 850 m<sup>3</sup>.

(v) À partir des références (i) à (iv), la Régie produit le tableau ci-dessous :

	Cause tarifaire 2022-2023 Dossier R-4177-2021 Phase 2 <i>Prévision</i>	Rapport annuel 2022-2023 Dossier R-4242-2023 <i>Réel</i>	Écarts Réel vs Prévision 2022-2023
<b>Montant total de la Contribution GES (\$)</b>			
Distribution	1 496 000	228 000	(1 268 000)
Équilibrage	357 000	52 000	(305 000)
<b>Total</b>	<b>1 853 000</b>	<b>280 000</b>	<b>(1 573 000)</b>
<b>Nombre de clients convertis selon la clientèle:</b>			
Résidentiel		1 424	
<b>Volumes de gaz naturel convertis (m<sup>3</sup>)</b>	<b>6 301 000</b>	<b>738 850</b>	<b>(5 562 150)</b>
GES évités (T. GES éq.)		1 419	

**Demandes :**

6.1 À partir du tableau présenté en préambule et des références (i) à (iv) :

6.1.1. Veuillez expliquer et justifier la progression de l'offre biénergie observée pour l'année 2022-2023 ainsi que les écarts constatés entre la prévision du dossier tarifaire (références (i) et (iii)) et le réel (références (ii) et (iv)).

6.1.2. Veuillez élaborer sur les solutions envisagées par Énergir afin de rehausser le taux de conversion vers l'offre biénergie.

- 6.1.3. Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer un tableau similaire à celui produit par la Régie à la référence (v) dans le cadre du rapport de suivi sur la biénergie de la décision D-2022-061 lors des prochains rapports annuels, ainsi que les explications des écarts constatés entre la prévision et le réel, le cas échéant.

### SUIVI ALÉATOIRE ANNUEL

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0102](#), p. 5 et Annexe 2;
  - (ii) Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-136](#), p. 27;
  - (iii) Pièce [B-0003](#), Annexe 1;
  - (iv) Pièce [B-0102](#), Annexe 2.

**Préambule :**

(i) « Dans sa décision D-2023-130 relative au suivi aléatoire annuel (SAA), la Régie a retenu dix projets de ventes pour lesquels Énergir dépose une copie de l'évaluation de la rentabilité a priori réalisée à partir du gabarit « Calcul du revenu requis pour les cinq premières années ». L'évaluation de la rentabilité de chacun des dix projets est présentée à l'annexe 2 de la présente pièce. L'annexe 2 comprend également la liste des paramètres utilisés pour l'évaluation de la rentabilité des projets selon le modèle du revenu requis en vigueur lors de ces évaluations.

*Le projet ID10081 a été signé et évalué selon les paramètres de rentabilité de l'année précédente, alors que le coût en capital prospectif (CCP) après impôt était de 4,80 %. Le taux de rendement interne (TRI) de 4,84 % génère donc un indice de profitabilité (IP) de 1. »*

(ii) Pour l'année tarifaire 2022-2023, la Régie établit le coût en capital prospectif à 5,38 % après impôt, et à 5,94 % avant impôt.

(iii) Énergir présente à l'annexe 1 la liste des projets signés inférieurs au seuil de l'année 2022-2023 (la Liste).

(iv) Énergir indique que le coût dans la Liste pour les projets ID10070, ID10081, ID10150, ID10116, ID10068, ID10115, ID10117 omet les frais généraux entrepreneurs (FGE) de conduite à l'an 0.

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez expliquer et justifier la raison pour laquelle la rentabilité du projet d'investissement ID10081 identifié à la référence (i) n'a pas été évaluée selon le coût en capital prospectif

après impôt de 5,38 % établi par la Régie dans sa décision D-2022-136 citée en référence (ii). Veuillez également déposer une brève description du projet ainsi que la date du début et de la fin du projet.

- 7.2 Veuillez préciser la raison pour laquelle les coûts prévus dans la Liste de la référence (iii) omettent les FGE de conduite à l'an 0 pour les projets identifiés à la référence (iv).

### RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 3;
  - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 18 à 24;
  - (iii) Pièce [B-0033](#), p. 3;
  - (iv) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 25 à 27;
  - (v) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 28 et 29.

**Préambule :**

(i) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2023 indique que les projets « *d'amélioration des actifs – remplacement des chaudières (trois projets)* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 49 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent.

(ii) Le rapport annuel au 30 septembre 2022 présentait les données, calculs et résultats obtenus pour des projets de remplacement de chaudière.

(iii) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2023 indique que le projet de « *Modification de la méthode de localisation des infrastructures d'Énergir pour intégrer l'envoi de plans au demandeur* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 55 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent en 2022-2023.

(iv) Dans son rapport annuel au 30 septembre 2022, Énergir indiquait ce qui suit :

*« Énergir a débuté le déploiement en 2021 d'une nouvelle approche de localisation de ses infrastructures souterraines par l'envoi d'un rapport de localisation sur croquis aux demandeurs selon certains critères établis par une analyse de risques, évitant ainsi le déplacement d'un technicien d'Énergir pour effectuer le marquage. Ainsi, entre le 1<sup>er</sup> octobre 2021 et le 30 septembre 2022, 2 400 déplacements de techniciens ont ainsi été évités.*

*Selon l'expérience d'Énergir, il est estimé qu'un déplacement entre deux localisations est d'une durée approximative de 25 minutes. Comme les véhicules ont une vitesse de déplacement*

moyenne mesurée de 41,4 km/h, on peut estimer que 41 400 km de déplacements ont été évités par le projet :

$$2400 \text{ déplacements} \times 25 \text{ minutes/heure} \times 41,4 \text{ km/heure} = 41\,400 \text{ km}$$

Ainsi, le projet aura réussi à éviter la consommation de 8 280 litres d'essence durant la période 2021-2022 en comparaison avec le scénario de référence. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution :

Rapport de localisation sur croquis	Volume d'essence consommée (L)	Facteur d'émission global de l'essence (g CO <sub>2</sub> éq. / L)	Émission de GES (tonnes des CO <sub>2</sub> éq.)
Scénario de référence	8280	2317,4	19,2
Scénario rapport de localisation sur croquis	0,0	0,0	0,0
Réduction vs scénario réf.	8280		19,2

[...] »

#### Demandes :

- 8.1 Veuillez spécifier les trois projets de remplacement de chaudières dont il est question au préambule (i).
- 8.2 Veuillez confirmer que le projet décrit au premier paragraphe du préambule (iv) est le projet mentionné au préambule (iii). Sinon, veuillez décrire en quoi consiste le projet de la référence (iii).
- 8.3 Veuillez fournir les données, calculs et résultats obtenus pour l'année 2022-2023 des trois projets de remplacement de chaudières (références (i)) et du projet de modification de la méthode de localisation des infrastructures d'Énergir pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (références (iii)) de la même manière que ceux fournis pour l'année 2021-2022 et présentés respectivement aux références (ii) et (iv).
- 8.4 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer, lors des prochains rapports annuels, les données, calculs et résultats obtenus des projets de la même manière que ceux fournis aux références (ii), (iv) et (v).

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 3;
  - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 28.

**Préambule :**

(i) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2022-2023, Énergir indique que le projet « *Optimisation de l'utilisation de trois chaudières à condensation du siège social* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 34 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent.

(ii) Dans son rapport annuel au 30 septembre 2022, Énergir indiquait ce qui suit :

*« Tout d'abord, les chaudières des bureaux d'affaire de Montréal-Est et de Montréal-Ouest, ont été remplacées par des chaudières à condensation montrant une meilleure efficacité, de l'ordre de 95 % [...], comparativement aux équipements précédents, d'une efficacité d'environ 85 % ».*

**Demandes :**

9.1 Veuillez indiquer en quoi consiste l'« *Optimisation* » de l'utilisation de chaudières à condensation (référence (i)).

9.2 Veuillez indiquer, le cas échéant, le taux d'efficacité des chaudières à condensation dont l'utilisation a été optimisée (référence (i)). Veuillez commenter ce taux par rapport au taux d'efficacité des chaudières remplacées en 2021-2022, soit 95 % (référence (ii)).

**REPLACEMENT DES REGAZÉIFICATEURS DE L'USINE LSR**

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-418-2021, pièce [A-0009](#), p. 10;
  - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0141](#), page 1;
  - (iii) Pièce [B-0121](#), p. 1 et 2.

**Préambule :**

(i) Dans la décision de la Régie approuvant le projet visant à remplacer les regazéificateurs de l'usine LSR, la complétion des travaux était prévue en octobre 2024.

(ii) Au 30 septembre 2022, Énergir mentionnait ceci :

*« Cependant, le fournisseur des regazéificateurs a informé Énergir récemment qu'il ne serait pas en mesure de livrer les deux premières unités au printemps 2023 comme initialement convenu. Dans ce contexte, il est requis de reporter d'un an l'échéancier global du projet. Ainsi, les travaux prévus en 2023 seront reportés en 2024 et ceux prévus en 2024 seront effectués en 2025 [...] ».*

(iii) Au 30 septembre 2023, Énergir indique que :

*« En ce qui a trait à l'échéancier global du projet, les travaux d'installation de la nouvelle salle électrique devraient être complétés d'ici décembre 2023. De plus, la nouvelle génératrice sera installée en février 2024, puis mise en fonction au cours de l'été suivant.*

*L'installation des deux premiers regazéificateurs est toujours prévue en 2024. Les équipes de construction seront mobilisées au chantier à partir du début avril afin d'entreprendre les travaux de démolition et de préparer le site pour la réception des équipements prévue en juin 2024.*

*Selon l'échéancier de réalisation des travaux, ces regazéificateurs pourront être transférés aux opérations de l'usine en octobre 2024 ».*

**Demandes :**

- 10.1 Veuillez indiquer si la complétion des travaux est toujours prévue pour octobre 2025. Veuillez expliquer votre réponse.
- 10.2 Veuillez déposer, sous forme de tableau, l'échéancier prévu entre octobre 2024 et la complétion des travaux.
- 10.3 Veuillez indiquer si les regazéificateurs ont été livrés. Sinon, veuillez indiquer la date approximative prévue par le fournisseur.

**PROJET DE RELOCALISATION D'UNE CONDUITE À ROUYN-NORANDA**

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0122](#), p. 2;
  - (ii) Dossier R-4213-2022, pièce [A-0086](#), p. 15.

**Préambule :**

- (i) *« Au 30 septembre 2023, l'ensemble des travaux est complété.*

[...]

*Un dossier de servitude avec le MERN est toujours en cours et explique la présence de coûts projetés [80 000 \$] malgré la fin des travaux. »*

- (ii) Dans sa décision D-2023-116, *« la Régie retient seulement la complétion des travaux comme critère pour demander l'arrêt du suivi ».*



**Demandes :**

- 11.1 Compte tenu que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles n'existe plus, veuillez indiquer à quoi Énergir réfère par l'emploi de l'acronyme « MERN ».
- 11.2 Veuillez ventiler le coût projeté de 80 000 \$.
- 11.3 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Énergir considère qu'il respecte le critère énoncé au préambule (ii), soit la complétion des travaux, compte tenu qu'un dossier de servitude était en cours au 30 septembre 2023.

**PROJET D'ABANDON ET DE RECONSTRUCTION D'UN POSTE DE DÉTENTE À MONTRÉAL-EST**

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0123](#), p. 1 à 3;  
(ii) Dossier R-4213-2022, pièce [A-0086](#), p. 15.

**Préambule :**

(i) « *En date du 30 septembre 2023, le projet est complété à 100 % et il ne reste qu'à officialiser la servitude par le notaire, cette étape est prévue d'ici janvier 2024. Les travaux qui ont débuté en août 2022 ont été exécutés en octobre 2022.*

[...]

*Un montant de 27 000 \$ est projeté pour le règlement de la servitude et des frais de notaires pour le terrain du nouveau poste de détente.*

[...]

*Énergir demande à la Régie, conformément au paragraphe 39 de la décision D-2023-116, de mettre fin à ce suivi étant donné que les travaux sont complétés et que les coûts projetés sont minimes. »*

(ii) Dans sa décision D-2023-116, « *la Régie retient seulement la complétion des travaux comme critère pour demander l'arrêt du suivi* ».

**Demandes :**

- 12.1 Eu égard à la référence (i), veuillez indiquer si le notaire a officialisé la servitude à ce jour.

12.1.1. Si oui, veuillez préciser la date à laquelle l'officialisation a eu lieu.

12.1.2. Si non, veuillez expliquer le retard et indiquer la date prévue ou, à défaut, la date approximative de l'officialisation.

12.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Énergir considère qu'il respecte le critère énoncé au préambule (ii), soit la complétion des travaux, compte tenu que l'étape du « *règlement de la servitude et des frais de notaires pour le terrain du nouveau poste de détente* » n'était pas terminée au 30 septembre 2023.

**13. Référence :** Pièce [B-0123](#), p. 2.

**Préambule :**

*« L'écart à la baisse de 277 000 \$ pour les services externes est attribuable à des services qui ont été pris en charge par le maître d'œuvre du projet et qui ont donc été imputés dans les frais entrepreneurs en hausse de 0,8 M\$. En plus de l'utilisation de la contingence du projet dans cette catégorie, l'écart à la hausse des frais entrepreneurs s'explique par une sous-estimation des coûts reliés aux travaux mécaniques et civils de 277 000 \$ et par des travaux imprévus requis au chantier de 138 000 \$. »*

**Demande :**

13.1 Veuillez indiquer si la prise en charge de services externes par le maître d'œuvre du projet, réduisant de 277 000 \$ les coûts des services externes, est reliée à la sous-estimation de des coûts reliés aux travaux mécaniques et civils, augmentant de 277 000 \$ les frais entrepreneurs. Veuillez expliquer votre réponse.

### APPORT SÉCURITAIRE D'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU

**14. Référence :** Pièce [B-0127](#), p. 2.

**Préambule :**

*« Pour des concentrations inférieures à 30 % d'hydrogène [...]*

*À des concentrations supérieures à 30 % [...]*

*La composition des gaz de combustion a été mesurée et une diminution significative (plus de 75 %) des émissions de monoxyde de carbone a été observée en raison de la température plus élevée de la flamme qui force la conversion du monoxyde de carbone en dioxyde de carbone. »*

**Demande :**

14.1 Veuillez indiquer si la diminution de plus de 75 % des émissions de monoxyde de carbone s'observe uniquement pour des concentrations d'hydrogène supérieures à 30 % ou également pour des concentrations inférieures à 30 %. Veuillez élaborer votre réponse.

15. **Référence :** Pièce [B-0127](#), p. 2.

**Préambule :**

« 2.1 RÉSULTATS

Pour des concentrations inférieures à 30 % d'hydrogène, aucun enjeu de sécurité ou opérationnel n'a été observé. [...]

2.2 CONCLUSION

Les résultats obtenus indiquent que la performance des appareils ne semble pas être impactée par l'utilisation d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène dans une concentration inférieure à 20 %. »

**Demande :**

15.1 Veuillez concilier le fait que, dans la section 2.1 RÉSULTATS, il est question de concentrations d'hydrogène inférieures à 30 % et le fait que, dans la section 2.2 CONCLUSION, il est question de concentrations d'hydrogène inférieures à 20 %.

16. **Références :** Pièce [B-0127](#), p. 3.

**Préambule :**

*« L'opération d'une chaudière est régie par un cadre réglementaire sur la quantité de NOx [oxydes nitreux] émis à l'atmosphère. Lors des tests, sous les conditions les plus propices à une augmentation des NOx, une augmentation de 13 % a été mesurée. Malgré cette observation, des changements sur les paramètres d'opération peuvent être implantés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx. Les opérateurs de chaudières devront quand même porter une attention particulière à ce phénomène afin de respecter leurs permis d'émissions polluantes. »*

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez indiquer les paramètres d'opération qui peuvent être modifiés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx.
- 16.2 Veuillez indiquer si Énergir entend implanter les paramètres d'opération indiqués en réponse à la demande précédente.
- 16.2.1. Si oui, veuillez fournir un échéancier.
- 16.2.2. Si non, veuillez expliquer votre réponse.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0127](#), p. 2;
  - (ii) Pièce [B-0127](#), p. 2;
  - (iii) Pièce [B-0127](#), p. 3;
  - (iv) Pièce [B-0127](#), p. 4;
  - (v) Pièce [B-0127](#), p. 5.

**Préambule :**

(i) « *L'hydrogène ayant une densité et viscosité plus faible que le gaz naturel, il est possible que la présence d'hydrogène provoque un débit de fuite plus important. Pour quantifier ce phénomène, un projet de recherche en collaboration avec une équipe de chercheurs de l'université McGill a été mis en place.* »

(ii) « *Les régulateurs et les compteurs ont fonctionné sans difficulté, mais un protocole de tests distinct est en élaboration pour la précision des appareils de mesurage afin d'être conforme aux exigences de Poids et Mesures Canada.* »

(iii) « *[...] des changements sur les paramètres d'opération [d'une chaudière à vapeur sous une concentration d'hydrogène allant jusqu'à 20 %] peuvent être implantés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx.* »

(iv) « *Des initiatives sont en cours afin d'avoir un portrait plus détaillé sur l'impact de l'hydrogène sur les équipements industriels et des tests complémentaires pourraient être entrepris.* »

(v) « *Les phases 1 et 2 des projets pilotes ont permis d'obtenir des données indiquant la faisabilité technique d'alimenter des équipements résidentiels, commerciaux et industriels de nos clients avec un mélange de gaz naturel et d'hydrogène. Ces résultats doivent être complétés avec d'autres projets visant à déterminer l'impact sur le réseau gazier. Ces résultats seront requis*

*pour conclure sur la faisabilité technique globale de l'injection d'hydrogène. Ces validations seront cruciales aux initiatives futures d'injection d'hydrogène et de GSR de troisième génération pouvant contenir de l'hydrogène résiduel dans notre réseau. »*

**Demandes :**

17.1 Veuillez préciser si les projets et tests des références (i) à (iv) font partie des « autres projets » mentionnés à la référence (v).

17.1.1. Si oui, veuillez indiquer et décrire les projets, autres que ceux des références (i) à (iv), qu'Énergir entend réaliser visant à déterminer l'impact sur le réseau gazier (référence (v)).

17.1.2. Si non, veuillez indiquer un échéancier de réalisation des projets et tests des références (i) à (iv). Veuillez également indiquer et décrire les « autres projets » (référence (v)).

**DÉPENSES D'AMORTISSEMENT**

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 1;
  - (ii) Pièce [B-0024](#), p. 3;
  - (iii) Pièce [B-0037](#), p. 1;

**Préambule :**

(i) Tableau : Comparaison des résultats réels de l'activité réglementé avec le budget pour l'exercice financier clos le 30 septembre 2023, lignes 19 et 20, col. 3.

(ii) Explication des écarts

*« C. [...] excluant l'écart des revenus, le trop-perçu soumis au mode de partage entre la clientèle et l'actionnaire est de 2,8 M\$. Ce dernier s'explique essentiellement par les économies réalisées au niveau de la dépense d'amortissement [...]*

*F. La diminution de 5,2 M\$ de la dépense d'amortissement des immobilisations s'explique principalement par le solde d'ouverture au 1er 23 octobre 2022 inférieur au niveau anticipé, combiné à des mises en service durant l'exercice 2022-2023 plus faible qu'anticipé.*

*G. L'écart favorable de 1,4 M\$ est principalement expliqué par une charge d'amortissement réelle plus faible qu'anticipée au niveau des subventions du PGEÉ. Cet écart a toutefois été*

*imputé dans un compte de frais reportés à remettre à la clientèle de manière à niveler la charge et il sera intégré dans les tarifs de l'exercice 2024-2025 ». [nous soulignons]*

(iii) Tableau : Additions à la base de tarification pour l'exercice financier clos le 30 septembre 2023, lignes 2 et 20, col. 7

**Demande :**

18.1 La Régie constate aux références (i) et (ii), la baisse des amortissements en immobilisations, des frais reportés et des actifs intangibles, entre le réel et le budget. Elle note les explications C, F, et G fournis par Énergir. Toutefois, quand comparé à la référence (iii) – *Additions à la base de tarification*, on remarque une hausse des additions à la base de tarification de 22 566 k\$. Veuillez expliquer la hausse de ces additions à la base de tarification combiné à des mises en service plus faibles qu'anticipé et la baisse des amortissements respectifs inférieurs au budget.

**PROJET VISANT LE DOUBLAGE DE LA CONDUITE SITUÉE ENTRE SAINT-FLAVIEN ET SAINT-NICOLAS :  
ÉCARTS ENTRE LE BUDGET INITIAL ET LES COÛTS PROJÉTÉS FINAUX**

- 19. Références :**
- (i) Pièces [B-0118](#), p. 2 et 3; B-0119, p. 2, déposée sous pli confidentiel;
  - (ii) Pièces [B-0118](#), p. 1; B-0119, p. 1, déposée sous pli confidentiel;
  - (iii) Pièce [B-0037](#), p.7;
  - (iv) Dossier R-4158-2021, pièce [B-0014](#), p. 10 et 11;
  - (v) Dossier R-4158-2021, pièce [B-0006](#), p. 26;
  - (vi) Pièce B-0119, p. 2, déposée sous pli confidentiel.

**Préambule :**

(i) « Au 30 septembre 2023, la projection finale des coûts dépasse le budget initial de 23,6 M\$. Ce dépassement est principalement causé par l'augmentation des coûts de construction due à l'inflation et au raffinement des hypothèses lors de l'ingénierie détaillée. De plus, comme mentionné dans sa lettre du 1er juin 2023 (voir annexe 1) par laquelle Énergir avisait la Régie du dépassement de coût, les raisons soulevées sont : « les conditions météorologiques défavorables lors de la réalisation des travaux qui ont eu des impacts importants sur la construction dont, l'entretien des chemins d'accès hivernaux, le nombre élevé d'équipements lourds requis, d'excavations et de remblais, afin d'exécuter les travaux avant la fin de la période hivernale 2022-2023. L'espace limité et la présence de la conduite existante ont également exigé d'adapter les méthodes de construction, de transporter davantage de sols avec des camions hors de la zone des travaux et de réaliser des raccordements additionnels. Par conséquent, la durée des travaux hivernaux s'est prolongée entraînant une augmentation des frais directs et indirects, notamment

*les coûts d'entrepreneur, de surveillance des travaux, de suivi de la qualité et des frais généraux. ».*  
[nous soulignons]

(ii) « *Les travaux au poste de livraison seront effectués au mois de novembre et décembre 2023. »*

(iii) « *I) Une augmentation de 22,1 M\$ pour le projet visant le doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas (R-4158-2021) causée notamment par un décalage dans le temps, ainsi qu'une augmentation des coûts. Énergir a avisé la Régie de ce dépassement le 1er juin 2023 (Décision Régie D-2021-115) » [nous soulignons]*

(iv) « *Énergir n'a jamais réalisé un projet de doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante. Cela dit, ceci s'avère être une pratique courante dans l'industrie. À noter qu'Énergir réalise à l'occasion des travaux de doublement de conduite sur son réseau de distribution (classe 2 900 kPa et moins).*

[...]

*Les enjeux pouvant survenir sur la conduite existante lors de l'installation de la deuxième conduite à proximité sont principalement reliés aux travaux de dynamitage et de vibration excessive, de surcharge, d'accrochage et de détérioration du revêtement lors des différentes opérations d'excavation et de remblayage.*

*Pour minimiser les risques, Énergir a émis à l'entrepreneur les exigences identifiées ci-dessous qui devront être respectées lors de réalisation des travaux. Toutes ces exigences ont été considérées lors de la mise en place du plan d'exécution des travaux et de l'estimation des coûts des services entrepreneurs :*

- *Localisation de la conduite et surveillance en continu par un représentant d'Énergir;*
- *Interdiction de circuler et d'entreposer du matériel d'excavation sur la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8). Des points de traverse devront être mis en place aux endroits appropriés;*
- *Si les besoins opérationnels le permettent, Énergir procèdera à un abaissement de pression pendant la durée des travaux;*
- *Le dynamitage à proximité de la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) sera à proscrire. Si le dynamitage s'avère inévitable, un ingénieur-conseil expert en dynamitage devra être sollicité afin de concevoir les besoins en explosif. À la suite de cette conception, un suivi de vibration au niveau de la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) devra être mis en place afin de valider que les vibrations n'excèdent pas les valeurs exigées;*
- *Des mesures de vibration devront être réalisées en début de projet pour chacun des équipements utilisés pendant la construction. Ces tests permettront de valider que les*

*équipements choisis n'affecteront pas la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) au-delà de la limite acceptable. »*

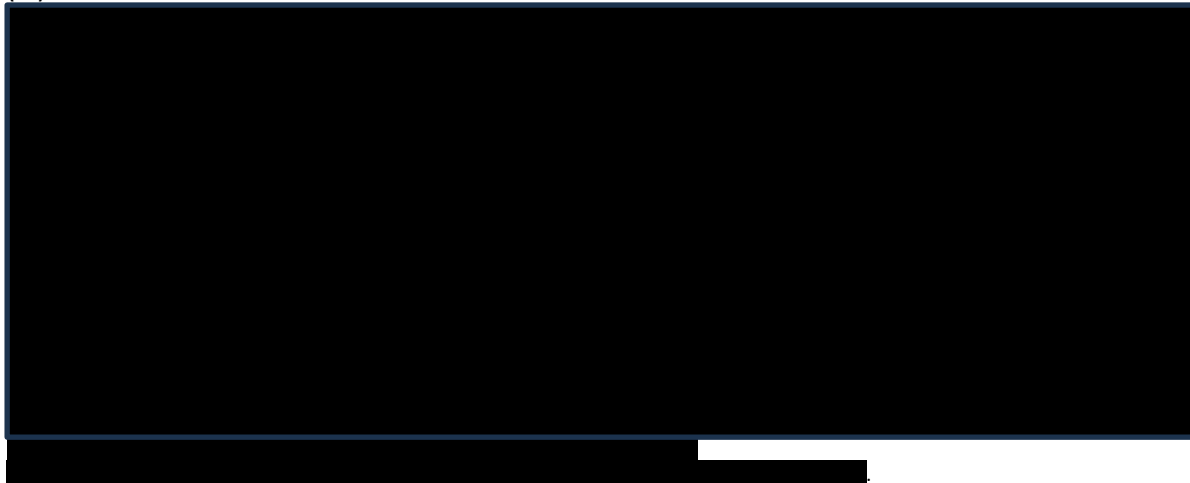
[...]

*« l'implication d'un entrepreneur expérimenté dans ce type d'ouvrage a permis à Énergir de clarifier plusieurs facteurs et éléments quant à la réalisation des travaux de manière sécuritaire. »*  
[nous soulignons]

(v) CALENDRIER PROJETÉ

Activités	Début	Fin
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Avril 2021	Fin octobre 2021
Ingénierie préliminaire	Mai 2021	Septembre 2021
Acquisition des servitudes permanentes et aires temporaires	Septembre 2021	Août 2022
Ingénierie détaillée des travaux et commandes des équipements	Octobre 2021	Mai 2022
Préparation et octroi du contrat de réalisation des travaux à l'entrepreneur	Novembre 2021	Juillet 2022
Dépôts et approbations des demandes de permis	Novembre 2021	Septembre 2022
Réalisation des travaux et mise en service	Septembre 2022	Mai 2023
Réalisation des travaux de remise en état des terrains	Mai 2023	Août 2023

(vi) PROJECTION DES COÛTS GLOBAUX AU 30 SEPTEMBRE 2023





**Demandes :**

- 19.1 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les hypothèses initiales du projet lors du dossier R-4158-2021 et les hypothèses retenues après l'étape de l'ingénierie détaillée, telle que mentionnée à la référence (i).
- 19.2 Veuillez élaborer sur les hypothèses qui ont dû être raffinées lors de l'ingénierie détaillée, notamment, et de manière non exhaustive, sur les exigences mentionnées à la référence (iv). Veuillez expliquer.
- 19.3 À la référence (iv), Énergir indique n'avoir jamais réalisé de projet de doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante et mentionne certaines exigences transmises à l'entrepreneur. Veuillez élaborer sur ces exigences et préciser si le fait qu'Énergir n'a jamais réalisé un tel projet a pu avoir un impact sur les coûts additionnels ?
- 19.4 Aux références (i) et (iii), Énergir soumet que la réalisation des travaux en période hivernale a eu un impact significatif sur la hausse des coûts. À l'intérieur de l'étape du calendrier projeté intitulée « Réalisation des travaux et mise en service » à la référence (v), veuillez présenter, sous forme de tableau, les travaux initialement prévus selon les trois périodes suivantes : entre septembre et décembre 2022 (période 1), janvier et mars 2023 (période 2), et avril et mai 2023 (période 3), et ceux finalement réalisés pendant ces mêmes périodes.
- 19.5 Selon la référence (v), la réalisation des travaux était prévue, dès le début du projet, pendant la période hivernale, soit entre septembre 2022 et mai 2023. Veuillez préciser les aspects reliés aux conditions météorologiques, non pris en compte lors de l'élaboration du projet, qui ont eu un impact à la hausse sur les coûts.
- 19.6 À partir du tableau à la référence (vi), veuillez expliquer, justifier et ventiler la hausse des coûts occasionnée par le raffinement des hypothèses lors de l'ingénierie détaillée et par les changements dans le calendrier d'exécution des travaux, notamment pour les postes budgétaires des lignes B, F et G.
- 19.7 Veuillez confirmer que les travaux prévus pendant les mois de novembre et décembre 2023, mentionnés à la référence (ii), ont bien été réalisés, et dans le budget prévu. Sinon, veuillez expliquer les incidences sur les coûts projetés et sur le calendrier des travaux le cas échéant.
- 19.8 Veuillez élaborer quant au degré de confiance d'Énergir de compléter les travaux à l'intérieur du budget prévu à la colonne 3 du tableau de la référence (vi).

19.9 Veuillez valider les valeurs du poste budgétaire de la ligne K du tableau à la référence (vi), puisque l'écart calculé à la colonne 5 ne correspond pas à la valeur indiquée.