

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 10 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À L'ACIG  
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE  
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C. À COMPTER DU  
1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2023**

---

**CLIENTS AU TARIF D<sub>5</sub> INCAPABLES DE S'INTERROMPRE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0173](#), p. 8, réponse à la question 1.3;
  - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [B-0163](#), article 14.4.6;
  - (iv) Pièce [B-0232](#), p. 8.

**Préambule :**

(i) Énergir indique que les critères finaux pour établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre ne sont pas encore déterminés et sont en cours d'analyse par Énergir.

(ii) « 14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.

*Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.*

*Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur.*

*Les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article ».*

(iii) « 14.4.6 INTERRUPTIONS

*1. Le distributeur doit, sur une base annuelle, accorder la priorité de service aux clients interruptibles selon l'ordre croissant des paliers et, dans la mesure du possible, à l'intérieur de chacun des paliers, selon l'ordre décroissant des prix, tout en respectant le nombre maximum de jours d'interruption.*

*Le nombre maximum de jours d'interruption est déterminé selon la grille suivante :*

somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			nombre maximum de jours d'interruption*	
palier D <sub>s</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	<del>##54</del>	<del>##20</del>
5.6	10 000	30 000	<del>##54</del>	<del>##20</del>
5.7	30 000	100 000	<del>##55</del>	<del>##30</del>
5.8	100 000	300 000	<del>##56</del>	<del>##30</del>
5.9	300 000	et plus	<del>##58</del>	<del>##30</del>

\* applicable jusqu'à concurrence du volume projeté

[...] . »

(iv) Énergir demande l'autorisation d'appliquer provisoirement, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2023, les taux, le nombre maximum de jours d'interruption et les grilles tarifaires soumis pour approbation présentés aux pièces B-0225 et B-0226. Le nombre maximum de jours d'interruption est établi comme suit :

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption*	
Palier D <sub>s</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	61	20
5.6	10 000	30 000	61	20
5.7	30 000	100 000	44	30
5.8	100 000	300 000	62	30
5.9	300 000	et plus	67	30

\* Applicable jusqu'à concurrence du volume projeté.

### Demandes :

- 1.1 Veuillez présenter les critères en cours d'analyse par Énergir, en référence (i), pour établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre.
- 1.2 Veuillez indiquer si Énergir appliquera la première modalité de l'article 14.4.6 pour déterminer le nombre de jours où le client réputé incapable de s'interrompre aurait normalement été interrompu. Le cas échéant, veuillez expliquer.

## PRÉVISION DE LA JOURNÉE DE POINTE

2. **Références :** (i) Pièce [C-FCEI-0034](#), p. 2 à p. 5;  
(ii) Pièce [B-0217](#), p. 32.

### Préambule :

(i) « La FCEI n'est pas convaincue par l'évaluation du besoin de la journée de pointe réalisée par Énergir. Premièrement, elle suspecte que l'appréciation d'Énergir quant à la correspondance entre la variation des volumes projetés et la variation de la pointe est erronée. En réponse à la question 6.3 de la FCEI, Énergir présente l'évaluation de la demande projetée en journée de pointe sur la base des données de 2021-2022. L'étape 4 de cette analyse présente l'évaluation finale du besoin de pointe incluant la mise à jour de tous les paramètres. À cette étape, la ligne 75 présente un ajustement pour la demande 2023-2024 de 1 015 103 m<sup>3</sup> /j. Or, la preuve d'Énergir suggère qu'il devrait être beaucoup plus faible, voire négatif lorsque la régression repose sur l'année 2021-2022.

La FCEI reproduit ci-dessous la section 1.3 tirée de la preuve d'Énergir.

### 1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

- 1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la  
2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la  
3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2023-2024, et les quatre dernières années de  
4 référence. Énergir a également calculé l'année 2021-2022 à des fins de comparaison.

**Tableau 3**

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Année de référence de la régression				
	CT 2024 2019-2020 Froide	2021-2022 Froide	2020-2021 Chaude	2019-2020 Froide	2018-2019 Froide
<b>Calcul du facteur d'ajustement</b>					
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 581 571	2 603 214	2 500 316	2 580 097	2 556 433
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 642 469	2 591 263	2 667 068	2 635 979	2 622 884
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0236	0,9954	1,0667	1,0260	1,0260
<hr/>					
4 Demande pointe selon régression (D)	30 575	31 549	29 952	30 724	30 391
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 297	31 404	31 950	31 387	31 181
6 Comparaison vs		0,34%	1,74%	-1,76%	-0,66%

Énergir y présente le calcul du facteur d'ajustement. On peut y constater que le facteur Ajustement pour la demande y est de 0,9954 lorsque la régression repose sur les données de 2021-2022, ce qui suggère un modeste ajustement négatif, contre 1,0260 lorsqu'elle repose sur les données 2019-

*2020, ce qui suggère un ajustement positif assez important. Pourtant, l'ajustement appliqué lors de l'évaluation du besoin de pointe basée sur les données de 2021-2022 ( $1\ 015\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) est presque équivalent à celui reposant sur les données 2019-2020 qui est de  $1\ 024\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ . Il semble donc y avoir une incohérence entre les ajustements pour la demande présentés au tableau 3 de la preuve d'Énergir et ceux très similaires appliqués à l'étape 4 de l'analyse du besoin de pointe. L'écart entre 1,0260 et 0,9954 représente environ 3 %. Considérant que le résultat de régression est de l'ordre de  $30\ 000\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ , la FCEI évalue que l'ajustement devrait être environ  $900\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  moindre lorsque les données 2021-2022 sont utilisées. Cela résulterait en un besoin de pointe de l'ordre de  $36\ 586\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  plutôt que les  $37\ 486\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  obtenus par Énergir en réponse à la DDR de la FCEI.*

[...]

*Considérant ce qui précède, la FCEI recommande à la Régie de demander à Énergir de présenter le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021 en réconciliant ceux-ci avec les résultats présentés au tableau 3 reproduit ci-dessus. En l'attente des réponses à ces questionnements, elle réserve ses recommandations quant à l'évaluation du besoin de capacité de la journée de pointe. »*

[Nous soulignons et notes de bas de page omise]

### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez présenter le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021 en réconciliant ceux-ci avec les résultats présentés au tableau 3, tel que recommandé par la FCEI en référence (i).
- 2.2 Sur la base des calculs déposés en réponse à la question précédente, veuillez commenter l'impact sur l'évaluation du besoin de la capacité pour la journée de pointe 2023-2024, notamment sur le besoin d'outils d'approvisionnement et les coûts.

## **CONTRAT D'ACHAT DE GSR**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p. 1;
  - (ii) Pièce [B-0190](#), Annexe Q-2.1;
  - (iii) Pièce [B-0190](#), p. 3, réponse à la question 2.1;
  - (iv) Tableau produit par la Régie.

### **Préambule :**

- (i) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024 à 2027.

(ii) Énergir présente une mise à jour de sa prévision d’approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024 à 2027 afin de prendre en compte les quatre contrats signés en 2023.

(iii) « *Les pièces du plan d’approvisionnement étant produites sur une base prévisionnelle, les volumes et prix associés aux différents contrats de GSR sont fixés plusieurs semaines avant le dépôt des pièces à la Régie. Les contrats en référence (ii) et (iii) ayant été signés la veille ou après le dépôt, ils n’ont pas été pris en compte dans les prévisions tarifaires. C’est pourquoi Énergir propose de ne pas mettre à jour les pièces B0140 et B0142, au même titre qu’elle ne met pas à jour les autres éléments de la cause tarifaire à la suite de l’obtention de nouvelles informations* ».

(iv) À partir des références (i) et (ii), la Régie produit le tableau suivant.

Ligne (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Approvisionnement en GSR <sup>1</sup>			2023-2024			2024-2025			2025-2026			2026-2027		
	B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart			
6 et 7 Achat direct	2 700	2 700	0	3 607	3 607	0	3 607	3 607	0	3 607	3 607	0			
8 En territoire approuvé <sup>2</sup>	30 604	28 548	2 056	37 467	34 637	2 830	40 718	37 815	2 903	40 662	37 759	2 903			
9 En territoire non approuvé <sup>3</sup>	0	1 983	-1 983	4 733	7 563	-2 830	51 772	54 675	-2 903	72 138	75 041	-2 903			
10 Hors territoire approuvé <sup>2</sup>	96 108	96 108	0	150 418	108 191	42 227	161 147	108 363	52 784	163 786	111 002	52 784			
11 Hors territoire non approuvé <sup>3</sup>	0	0	0	27 773	70 000	-42 227	67 216	120 000	-52 784	127 216	180 000	-52 784			
12 Total volumes GSR	129 412	129 339	73	223 998	223 998	0	324 460	324 460	0	407 409	407 409	0			

<sup>1</sup> Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de la pièce Énergir-H, Document 3, annexe 6.

<sup>2</sup> Contrats d’achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-2023-022.

<sup>3</sup> Contrats d’achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.

## Demande :

3.1 À la référence (iii), Énergir indique que les quatre contrats signés en 2023 n’ont pas été pris en compte dans ses prévisions tarifaires. Or, le tableau de la référence (iv) semble montrer que les volumes de ces contrats étaient déjà pris en compte, mais en tant que contrats d’achats non signés, soit aux lignes 9 et 11 de la pièce B-0059. Veuillez commenter.

4. Références : (i) Pièce [B-0187](#), p. 39;  
 (ii) Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 52 et 53.

## Préambule :

(i) Énergir présente une mise à jour du suivi des inventaires de GSR.

(ii) « *[198] Depuis la décision D-2021-158, Énergir dispose de la capacité de garder en inventaire des volumes de GSR pendant une période de 24 mois, ce qui lui confère la flexibilité suffisante afin de constituer un inventaire de GSR lui permettant de pallier ces aléas et elle souhaite en bénéficier.*

[199] *Cependant, si aucune limite de volume de GSR n'est imposée et qu'Énergir conserve un inventaire trop important de volumes de GSR sans être en mesure de les écouler à l'intérieur d'une période de 24 mois, elle devra s'en départir en les transférant au Tarif Gaz de réseau. Énergir devra alors inclure les surcoûts au Tarif GSR. Cela risque de porter atteinte à la compétitivité du GSR en générant une pression à la hausse sur le prix. Comme il sera discuté à la prochaine section, le prix du GSR semble déjà plus élevé que ce que les clients volontaires sont prêts à déboursier. La Régie est ainsi appelée à concilier la flexibilité recherchée par Énergir et la viabilité du Tarif GSR qui serait mis sous pression par des volumes de GSR en inventaire trop importants ».*

[Nous soulignons et note de bas de page omise]

**Demande :**

- 4.1 Étant donné la préoccupation de la Régie exprimée à la référence (ii), veuillez commenter la possibilité de fournir, lors de prochaines demandes d'approbation des caractéristiques de contrats d'achat de GSR, l'impact du ou de(s) contrat(s) visé(s) sur l'inventaire de GSR de la référence (i).

**COÛTS DU SPEDE LIÉS AU GSR**

5. **Références :** (i) Pièce [B-0189](#), p. 5;  
(ii) Pièce [B-0052](#), p. 11;  
(iii) Tableau produit par la Régie.

**Préambule :**

- (i) « Bien que le seuil de 50 000 \$ soit dépassé, l'impact des coûts du SPEDE lié au GSR sur le tarif du service SPEDE général demeure marginal, comme le présente le tableau suivant :

*Tableau 1*

Montant estimé coûts SPEDE GSR pour l'année 2023-2024	Volumes du SPEDE vendus pour l'année 2023-2024	Impact sur le taux du SPEDE
(\$)	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	(¢/m <sup>3</sup> )
77 808	3 130 337	0,0025

*En supposant un tarif moyen du SPEDE de 10,867 ¢/m<sup>3</sup>, cela représente un effet à la hausse d'environ 0,02 % sur le prix du SPEDE des clients. Cet impact est atteint en supposant des livraisons de GSR atteignant 2 % des volumes totaux de distribution de gaz naturel.*

*L'impact sur le prix du service du SPEDE a également été évalué en supposant une demande de*

*GSR plus élevée. Ainsi, Énergir estime que dans les conditions actuelles, en prenant une demande de la clientèle volontaire de GSR de 10 % des volumes totaux de distribution, les coûts du SPEDE GSR seraient de 972 602 \$. Cela représente une variation de 0,031 ¢/m<sup>3</sup>, soit une augmentation d'environ 0,30 % par rapport au tarif projeté pour l'année 2023-2024 ».*

[Nous soulignons et notes de bas de page omise]

(ii) Énergir présente sa projection des taux du SPEDE par source d'énergie de 2024 à 2027.

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m <sup>3</sup> )	(¢can/l)	(¢can/l)
2024	13,20	18,79	21,61
2025	14,14	20,11	23,14
2026	15,09	21,47	24,70
2027	16,72	23,79	27,36

(iii) À partir des références (i) et (ii), la Régie produit le tableau suivant.

Année tarifaire	Livraisons de GSR (% volumes totaux)	Montant estimé coûts	Volumes du	Taux du SPEDE (¢/m <sup>3</sup> )		
		SPEDE GSR (\$)	SPEDE vendus	Général	GSR	Var.
2023-2024	2 %	77 808	3 130 337	10,867	0,0025	0,02%
2025-2026	5 %			14,140		
2028-2029	7 %			16,720		
2030-2031	10 %					

## **Demande :**

5.1 La Régie note, de la référence (i), qu'Énergir évalue l'impact de sa proposition uniquement sur l'année 2023-2024. Or, comme indiqué à la référence (ii), Énergir prévoit une augmentation des taux du SPEDE au cours des prochaines années. Afin d'évaluer l'impact de la proposition à l'horizon 2030-2031, veuillez compléter et commenter le tableau de la référence (iii).

## **TARIF DE RÉCEPTION**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0135](#), p. 6;
  - (ii) Pièce [B-0168](#), p. 1, réponse à la question 1.1;
  - (iii) Pièce [B-0226](#), p. 7 et 13.

**Préambule :**

(i) « Énergir a donc proposé de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % doit s'appliquer. Cette limite a été fixée à 30 % de la proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total. Le taux de 4 % continue de s'appliquer sur l'ensemble des coûts du poste d'injection et le total des coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs touchés représente au minimum 2 % de l'investissement global ». Cette méthodologie est approuvée par la décision [D-2022-123](#).

(ii) « [...] Le montant de 86 161 \$ [...] reflète un taux de 4 % des coûts d'investissement finaux une fois le projet complété, soit de 2 154 020 \$ ».

(iii) Énergir dépose le détail du coût de service pour les points de réception pour l'année 2023-2024. Pour le point de réception WAGA (Saint-Étienne-des-Grès), le coût du volet Distribution s'élève à 86 161 \$. Énergir précise que ce coût est établi selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2022-123 (présentée en référence (i)).

**Demande :**

6.1 Veuillez ventiler les coûts d'investissement finaux présentés en référence (ii) entre les coûts de conduite et ceux du poste d'injection et concilier le montant de 86 161 \$ selon la méthodologie présentée en référence (i). Veuillez également présenter le même calcul d'application de cette méthodologie pour le point de réception CBTM.