

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
DOSSIER R-4334-2026 – CAUSE TARIFAIRE 2026-2027 D'ÉNERGIR
Volet Principal

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 2 À ÉNERGIR
PAR
LE REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION,
L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIÉE)

TABLE DES MATIÈRES

A.	LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2026-27 À 2028-29 D'ÉNERGIR ET LE DÉVELOPPEMENT DES VENTES	2
B.	LE PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) 2026-2027 D'ÉNERGIR ET LES MESURES DE SOUTIEN À LA BIÉNERGIE ET AU GSR.....	33
C.	LES INVESTISSEMENTS 2026-2027 ET LA PLANIFICATION ANNUELLE 2026-2027 DU PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF : PIÈCE B-0018, ÉNERGIR-P. DOCUMENT 1.....	47
D.	LA TARIFICATION	53

A. LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2026-27 À 2028-29 D'ÉNERGIR ET LE DÉVELOPPEMENT DES VENTES

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-1

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 19, Tableau 2 :

Tableau 2

Année du plan	Outils d'approvisionnement en transport (TJ/jour)
	Excédents (+) / Déficits (-) par année
2026-2027	-68
2027-2028	-77
2028-2029	-100
2029-2030	-86

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 19, Lignes 1 et 2 :

Les livraisons en franchise de GSR sont considérées en partie en remplacement de capacités de transport. Les détails relatifs à cet outil d'approvisionnement seront présentés à la section 3.

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 10, Lignes 12 à 20 :

Depuis 2018, Énergir planifie des réceptions de GSR dans son plan d'approvisionnement. Elle anticipe que de nouveaux approvisionnements en GSR deviendront disponibles sur l'horizon du plan d'approvisionnement dans le but d'atteindre ses cibles réglementaires de 10 % d'ici 2030. Il est également à noter que, comme les années précédentes, Énergir adopte une approche prudente quant à la disponibilité future du GSR produit sur son territoire. Bien que l'approvisionnement en gaz des futurs producteurs de GSR en territoire soit prévu au plan d'approvisionnement, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe n'est pris en compte que deux ans après leur mise en service, dans la mesure où les quantités produites quotidiennement sont constantes.

[Souligné en caractère gras par nous]

- iv) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 22, Tableau 4 :

Tableau 4

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (Energir EDA et Energir NDA)	2 243
Transport par échange (Empress-Energir)	0
Achats dans le territoire – GSR	74
Transport fourni par les clients	128
FTSH (Dawn-Energir EDA)	2 192
FTSH (Iroquois-Energir)	711
FTSH (Parkway-Energir EDA & NDA)	13 777
STS (Parkway-Energir EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	2 000
Saint-Flavien	2 400
Usine LSR (vaporisation)	6 017
Interruption de liquéfaction GM GNL	400
Sous-total approvisionnements	35 647
Service de pointe pour combler le déficit	748
Achat de transport	1 056
Total approvisionnements	37 451

- v) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Annexe 1, Page 1 de 2 :

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
Fourniture de gaz naturel

Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ⁶ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé	Total visé 2025 (10 ⁶ m ³)
(1)	(2)	(3)	Début (4)	Fin (5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1 Empress	2026-10-31	132	2025-10-31	2026-10-31	5A	4	0%	861
2						TOTAL - Empress	0%	
3 Dawn	2027-10-31	0	2026-09-30	2027-09-30	Dawn	0	0%	1 404
4						TOTAL - Dawn	0,0%	
5	VSH							
6	2037-03-31	11	2026-10-01	2027-09-30	Prix négocié	4	7%	
7 Territoire d'Énergir								62
8	GSR (autres)	157	2026-10-01	2027-09-30	Prix négocié	54	93%	
9						TOTAL - Territoire Énergir	100,0%	
10	Volume total annuel (10⁶m³) :						65,6	2 326
11							2,82%	

- vi) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0014 - Énergir-H, Document 6 - Prévision d'approvisionnement et de distribution de gaz de source renouvelable \(GSR\) – Horizon 2027-2030 \(version caviardée\)](#), Annexe C, représentations visuelles de commercialisation.

Demande(s) :

- 2.1.1** A la référence i), Énergir présente ses prévisions de déficits de transport. A la référence ii), Énergir indique que les livraisons en franchise de GSR sont considérées en partie en remplacement ou évitement de capacités de transport, mais qu'elle adopte une approche prévisionnelle prudente quant à la disponibilité future du GSR produit sur son territoire. Veuillez quantifier, pour chaque année du plan, les capacités de transport ainsi partiellement prévues comme étant remplacées ou évitées par les réceptions de GSR en franchise, en spécifiant aussi les capacités de transport qui ne sont pas prévues l'être.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0037, Énergir-H, Document 3, annexe 6, page 1, ligne 37.

- 2.1.2** Veuillez préciser les délais appliqué avant de tenir compte de l'impact du GSR en territoire sur les outils de pointe, et fournir les justifications opérationnelles de ce délai. Veuillez décrire la méthodologie utilisée pour déterminer à partir de quel moment les volumes de GSR produits sur le territoire (*le délai de deux ans appliqué de la référence iii)* sont pris

en compte dans l'évaluation des besoins en capacité de transport et en outils de pointe. Veuillez justifier les hypothèses retenues.

Réponse :

Énergir utilise une moyenne d'injections des mois de janvier et février avec une application d'un délai de deux ans. Cette méthodologie avait été établie par précaution pour augmenter l'assurance d'obtenir les volumes en journée froide. En effet, les projets de GSR peuvent prendre un certain temps à démarrer, à atteindre leurs cibles de production et à produire des volumes quotidiens constants. La prudence est donc de mise afin de pouvoir s'assurer qu'Énergir détienne suffisamment d'outils pour approvisionner sa clientèle lors de l'évaluation de l'impact des projets GSR en franchise sur l'approvisionnement en pointe.

- 2.1.3** Veuillez fournir un scénario alternatif où une partie des projets de GSR prévus en territoire deviendraient disponibles plus tôt, ainsi que l'impact de ce scénario sur les besoins de transport et d'entreposage.

Réponse :

Dans le cas où Énergir avait une assurance d'injection de producteurs de GSR en journée froide supérieure à ce qui se trouve au plan d'approvisionnement, les capacités de transport et d'entreposage seraient optimisées pour générer des revenus pour la clientèle. Ces revenus seraient ensuite inclus dans le calcul du trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage en fin d'année.

- 2.1.4** Aux références iv) et v), Énergir présente des capacités de productions de GSR en territoire par jour. Veuillez concilier ces deux capacités journalières d'approvisionnement en territoire de GSR de $74 \cdot 10^3 \text{m}^3$ et de $157 \cdot 10^3 \text{m}^3$. Veuillez déposer une pièce corrigée le cas échéant.

Réponse :

Énergir constate qu'il semble y avoir une erreur dans la numérotation des demandes de renseignement du RTIEÉ et cette question devrait se lire comme étant 2.1.4 plutôt que 2.2.5.

L'un des volumes ($74 \cdot 10^3 \text{m}^3$) est le volume considéré en journée de pointe, basé sur le volume historique, alors que l'autre volume ($157 \cdot 10^3 \text{m}^3$) représente le volume prévu moyen. Étant donné que les volumes injectés varient à chaque journée et que le volume injecté en journée de fine pointe tend à être inférieur au volume moyen, le volume considéré pour la journée de pointe est attendu être inférieur au volume moyen projeté.

- 2.1.5** A la référence (vi), Énergir présente de représentations visuelles de commercialisation du GSR. Veuillez préciser si Énergir a évalué l'effet qu'aurait, sur le taux d'adhésion volontaire au GSR, une communication **mettant en évidence que l'achat de GSR produit au Québec pourrait également contribuer à limiter, à long terme, certains besoins en infrastructures de transport gazier et, par conséquent, les coûts assumés collectivement par la clientèle.** Dans l'affirmative, veuillez déposer cette analyse. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi une telle analyse n'a pas été réalisée.

Réponse :

Énergir constate qu'il semble y avoir une erreur dans la numérotation des demandes de renseignement du RTIEÉ et cette question devrait se lire comme étant 2.1.5 plutôt que 2.2.5.

Énergir présente un des aspects du GSR comme une source d'énergie qui peut être produite au Québec, pouvant contribuer à l'autonomie énergétique et vecteur de développement économique (économie circulaire). Énergir n'a pas fait d'analyse sur l'impact d'une communication mettant en évidence que l'achat de GSR produit au Québec pourrait également contribuer à limiter, à long terme, certains besoins en infrastructures de transport gazier et, par conséquent, les coûts assumés collectivement par la clientèle, parce que le GSR vendu par Énergir est un combiné de plusieurs sources d'approvisionnement. Le prix est le principal élément décisionnel des clients. Si le client désire s'approvisionner exclusivement au Québec, il peut le faire en achat direct.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-2

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0006 - Énergir-H, Document 1 - Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2027-2030 - Vision à long terme du contexte gazier](#), Page 6, lignes 23 à 25 et Page 46, lignes 1 à 4 :

La production nord-américaine de GSR continuera sa croissance, soutenue par une demande robuste dans le transport et une demande croissante de la part des distributeurs gaziers. Pour suivre cette demande en hausse, la production de GSR devrait doubler d'ici 2030, ce qui est plausible considérant le potentiel de production des sites d'enfouissements et des projets à base de fumiers/lisiers. Quelques incertitudes persistent quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale américaine sur le GNR et les programmes de valorisation dans le secteur des transports.

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0008 - Énergir-H, Document 2 - Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2027-2030 - Prévision des livraisons \(version caviardée\)](#), Page 45, lignes 4 à 14 et Page 46, lignes 1 à 3 :

Pour déterminer la consommation volontaire de GSR, Énergir a utilisé le modèle développé en 2024 et présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-20258, avec quelques améliorations. Elle a maintenu l'approche de prévision par grands segments (PMD existant, GE existant, PMD nouveaux clients), mais a apporté les modifications suivantes :

- PMD existant : la modélisation du potentiel avec une approche dégressive est remplacée par une modélisation par série temporelle. Cette dernière approche est préférée dans un contexte où de plus en plus d'historiques de consommation de GSR sont disponibles, permettant à un modèle économétrique de déceler une tendance d'adoption par segment plus précise que la précédente façon de faire. Les quatre indices (connaissance du GSR; tendance de décarbonation; contextes économique et énergétique; ajustement en fonction du surcoût GSR) sont toujours considérés, mais dans une perspective qualitative. Pour le moment, Énergir module la prévision produite par la modélisation par série temporelle et apporte des ajustements selon l'appréciation et l'évolution des quatre indices;

- PMD nouveaux branchements : application du Règlement de Montréal.

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **GOVERNEMENT DU QUÉBEC**, [Décret 1240-2025, le 8 octobre 2025](#) CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la fixation des tarifs de distribution d'électricité d'Hydro-Québec pour les années tarifaires commençant le 1^{er} avril des années 2026, 2027 et 2028 et de la détermination des caractéristiques générales des contrats d'approvisionnement en gaz de source renouvelable qu'un distributeur de gaz naturel peut conclure, 157 (2025) GOII 5909 :

QUE soient indiquées à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes dont elle doit tenir compte dans toute décision concernant la détermination des caractéristiques générales des contrats d'approvisionnement en gaz de source renouvelable qu'un distributeur de gaz naturel peut conclure :

— il y aurait lieu que la Régie de l'énergie, pour maximiser les bénéfices économiques sociaux et environnementaux de l'énergie pour les québécois, tienne compte des bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies importées, du développement économique régional et de l'amélioration de la qualité de l'environnement.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.2.1** A la référence i), Énergir indique que des incertitudes persistent quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale états-unienne sur le GNR/GSR et les programmes de valorisation dans le transport. Veuillez expliquer comment les incertitudes états-uniennes sur le GNR/GSR ont été intégrées aux hypothèses de prix et de disponibilité du GSR.

Réponse :

Aucune hypothèse de prix ou de disponibilité du GSR n'est issue de la pièce citée à la référence i).

- 2.2.2** Veuillez quantifier l'impact potentiel d'une baisse de la valeur des crédits environnementaux états-uniens sur la disponibilité du GSR (a- québécois et canadien et b- états-Unien) pour Énergir.

Réponse :

Énergir n'a pas quantifié l'impact d'une variation de la valeur des crédits environnementaux aux États-Unis.

Toutefois, une baisse de cette valeur tendrait à réduire l'attractivité du marché états-unien, limitant les exportations de GSR québécois et canadien vers les États-Unis et augmentant ainsi la disponibilité de ces volumes au Canada.

Par ailleurs, une baisse de la rémunération des producteurs aux États-Unis pourrait inciter certains volumes à être redirigés vers d'autres marchés, incluant le Canada ou le Québec.

Globalement, ces effets sont susceptibles d'accroître la disponibilité du GSR pour Énergir.

- 2.2.3** Veuillez expliquer comment Énergir a tenu compte, au présent dossier, de l'aspect suivant prescrit par le Décret cité en référence iii et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR : « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique* ». Veuillez illustrer comment Énergir en a tenu compte au présent dossier et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements n° 1 de la FCEI dans le dossier R-4320-2025¹. De plus, comme mentionné dans la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n°1 du GRAME dans le même dossier², l'approche d'Énergir est de favoriser le développement d'une filière locale de GSR en signant des ententes d'approvisionnement avec des projets

¹ Dossier R-4320-2025, pièce B-0052, Énergir-2, Document 8, questions 1.1 et 1.2.

² Dossier R-4320-2025, pièce B-0036, Énergir-2, Document 3, question 1.2.

développés au Québec. Veuillez s.v.p. aussi vous référer à la réponse à la question 2.1.5 pour le volet commercialisation.

- 2.2.4** En quoi consistent « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.3.

- 2.2.5** Veuillez expliquer comment Énergir a tenu compte, au présent dossier, de l'aspect suivant prescrit par le Décret cité en référence iii et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR : « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de réduction de la dépendance aux énergies importées* ». Veuillez illustrer comment Énergir en a tenu compte au présent dossier et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR.

Réponse :

Énergir invite le RTIEÉ à prendre connaissance de l'étude de l'AQPER³ qui démontre les bénéfices non énergétiques (BNÉ) associés à la production locale de GSR. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse 2.1.5 pour le volet commercialisation.

- 2.2.6** En quoi consistent « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de réduction de la dépendance aux énergies importées* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.5.

- 2.2.7** Veuillez expliquer comment Énergir a tenu compte, au présent dossier, de l'aspect suivant prescrit par le Décret cité en référence iii et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR : « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de développement économique régional* ». Veuillez illustrer comment Énergir en a tenu compte au présent dossier et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR.

³ Dossier R-4320-2025, pièce AQPER-0013.

Réponse :

Tel que mentionné dans l'étude de l'AQPER⁴ et à la réponse à la question 1.16 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI dans le dossier R-4320-2025⁵, il est possible de constater que les projets de production de GSR qui injectent dans le réseau gazier québécois génèrent une valeur ajoutée estimée à 21,7 M\$, et soutiennent annuellement 123 emplois directs et indirects, ainsi que des revenus bruts fiscaux et parafiscaux de 2,7 M\$ pour le Québec. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.1.5 pour le volet commercialisation.

- 2.2.8** En quoi consistent « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de développement économique régional* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.7.

- 2.2.9** Veuillez expliquer comment Énergir a tenu compte, au présent dossier, de l'aspect suivant prescrit par le Décret cité en référence iii et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR : « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière d'amélioration de la qualité de l'environnement* ». Veuillez illustrer comment Énergir en a tenu compte au présent dossier et dans la commercialisation auprès de la clientèle volontaire de GSR.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.19 de la demande de renseignements n°1 de la FCEI dans le dossier R-4320-2025⁶, qui fait également référence à l'étude de l'AQPER sur les BNÉ. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.1.5 pour le volet commercialisation.

- 2.2.10** En quoi consistent « *les bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière d'amélioration de la qualité de l'environnement* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.9.

⁴ Ibid.

⁵ Dossier R-4320-2025, pièce B-0052, Énergir-2, Document 8, questions 1.6.

⁶ Dossier R-4320-2025, pièce B-0052, Énergir-2, Document 8, questions 1.19.

- 2.2.11** A référence ii) Énergir indique avoir utilisé un modèle de prévision de la consommation volontaire de GSR développé en 2024 et amélioré. Veuillez indiquer si le modèle de consommation volontaire de GSR a pris en considération la concurrence des marchés américains de crédits environnementaux et son effet sur le prix et sur la disponibilité de GSR québécois vs non québécois.

Réponse :

Énergir n'a pas considéré les éléments mentionnés dans la question pour le modèle de consommation volontaire de GSR. Pour son modèle, Énergir a considéré le tarif GSR calculé dans le cadre de la Cause tarifaire 2026-2027.

Pour plus d'information sur les modifications au modèle de prévision de consommation volontaire de GSR, veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie.

- 2.2.12** Comment serait accrue la consommation volontaire de GSR d'Énergir si sa si l'on tenait compte de **l'amélioration de la commercialisation qui surviendrait si celle-ci tenait compte** de la provenance du GSR distribué par Énergir (Québécois ou canadien vs. états-unien). Veuillez élaborer.

Réponse :

Cet élément spécifique n'a pas été modélisé.

- 2.2.13** Comment serait accrue la consommation volontaire de GSR d'Énergir si sa si l'on tenait compte de **l'amélioration de la commercialisation qui surviendrait si celle-ci tenait compte** « *des bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies importées, du développement économique régional et de l'amélioration de la qualité de l'environnement* ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Cet élément spécifique n'a pas été modélisé.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-3

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0036 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 10, lignes 3 à 11 :

Pour le moment, Énergir continue à miser sur des achats certifiés EO (Equitable Origin). Le bassin de producteurs canadiens détenant des sites de production certifiés EO permet à Énergir de continuer à acheter de la fourniture certifiée à un volume équivalent aux volumes passés et éventuellement d'atteindre la cible visée pour 2030. Énergir poursuit également son étude par rapport à la certification MIQ. Au Canada, jusqu'à tout récemment, aucun producteur canadien ne détenait une telle certification. En février 2026, un premier producteur canadien a obtenu cette certification: Tourmaline Oil. Énergir prévoit s'attarder à ce développement et discutera avec d'autres producteurs canadiens afin de suivre l'évolution des certifications EO et MIQ en sol canadien.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.3.1** À la référence i) Énergir mentionne qu'un premier producteur canadien a obtenu la certification MIQ. Veuillez décrire les principales différences entre les certifications **MIQ (Methane Intelligence Quantification)** et **Equitable Origin (EO)**, notamment en ce qui concerne :
- a) les objectifs poursuivis par chacune des certifications;
 - b) les critères d'évaluation;
 - c) les exigences relatives à la mesure, la quantification et la vérification des émissions de méthane;
 - d) les exigences en matière de gouvernance, de performance ESG, de droits des communautés et des peuples autochtones;
 - e) les mécanismes de vérification indépendante.

Réponse :

Tableau Q-2.3.1

	Equitable Origin	MiQ
Objectifs poursuivis	Favoriser une plus grande responsabilisation et les meilleures pratiques en matière d'ESG, renforcer la voix des parties prenantes et encourager l'amélioration continue, tout en permettant le développement d'un marché pour une production énergétique différenciée. Des compléments spécifiques au secteur couvrent la chaîne de valeur du gaz naturel ainsi que les énergies renouvelables à grande échelle.	Évaluer l'intensité méthane et l'intensité GES au niveau des actifs à chaque étape de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel. Il s'agit de deux standards distincts (intensité méthane et intensité GES). Le standard GES permet de couvrir les autres émissions de GES et s'applique généralement en combinaison avec le standard sur l'intensité méthane.
Critères d'évaluation	Repose sur 5 principes : • Gouvernance d'entreprise; • Droits de l'homme, impact social et développement communautaire; • Droits des peuples autochtones; • Travail juste et conditions de travail; • Changements climatiques, biodiversité et environnement. Ces principes sont déclinés en 46 objectifs qui se détaillent en critères de performance (performance targets – PTs) / indicateurs (plus de 500). Le score est déterminé de A+ à C en fonction des PTs atteints qui se déclinent en 3 niveaux : • PT1 : conformité • PT2 : dépassement • PT3 : leadership Par exemple, pour obtenir la certification, il faut atteindre au moins 70 % des critères de performance PT1 et pour atteindre A-, il faut atteindre 95 % des critères PT1, 25 % des critères PT2 et 10 % des critères PT3.	Le standard méthane repose sur trois catégories obligatoires : 1) Intensité méthane quantifié selon une méthodologie prescrite : un niveau d'intensité méthane minimal est à atteindre pour parvenir aux grades A et B. 2) Pratiques d'entreprise : mise en place de politiques et procédures associées à une bonne gestion des émissions (formation, système de signalement des émissions, méthodes de quantification, amélioration continue, plan pour la détection et la réparation des fuites). 3) Utilisation de mesures directes pour quantifier les émissions à l'échelle des équipements et des établissements (installations). Ces catégories se déclinent en environ une quarantaine à une soixantaine de critères spécifiques, selon qu'on inclut les critères obligatoires et d'amélioration. Selon la performance globale, un grade de A à F est attribué.

	Equitable Origin	MiQ
Exigences relatives à la mesure, la quantification et la vérification des émissions de méthane	La certification EO 100 prévoit des critères relatifs aux émissions de GES pour chacun des niveaux (PT1, PT2 et PT3), surtout pour la conduite d'un inventaire de GES et l'établissement de cibles. De façon stricte, les producteurs gaziers pourraient avoir une certification EO 100 de niveau inférieur sans nécessairement avoir atteint ces critères. Cependant, dans les faits, les producteurs gaziers divulguent de plus en plus leurs émissions (intensité méthane et émissions de GES).	Le standard impose un système structuré de détection active des émissions basé sur deux niveaux complémentaires : 1. À l'échelle de l'installation; 2. À l'échelle de la source (équipements), qui est requise au moins une fois par an sur 100 % des sites. Plus la couverture et la fréquence sont élevées, plus l'entreprise utilise des mesures directes, et plus cela favorise une meilleure note.
Exigences en matière de gouvernance, de performance ESG, de droits des communautés et des peuples autochtones	La certification EO 100 prévoit de nombreux critères en matière de gouvernance, de performance ESG, de droit des communautés et de respect des droits des peuples autochtones, incluant l'obligation d'obtenir le consentement éclairé, préalable et libre. La norme EO 100 est reconnue comme étant une référence parmi les systèmes de certification de durabilité pour ses efforts visant à promouvoir le respect des droits des peuples autochtones dans le secteur de l'énergie.	La certification MiQ couvre des aspects de la gouvernance (systèmes de gestion, formalisation de procédures, formation du personnel, transparence). Les critères touchant à l'ESG se concentrent sur l'aspect méthane et émissions. Les droits des communautés et des peuples autochtones ne font pas partie des critères de cette norme.
Mécanismes de vérification indépendante	Un audit externe complet est exigé et est valide pour 3 ans. Une évaluation annuelle par un auditeur est aussi exigée.	Un audit externe annuel est exigé.

2.3.2 Veuillez préciser si la certification MIQ de la référence i) est reconnue par Énergir comme étant équivalente, supérieure ou complémentaire à la certification EO pour les fins de sa stratégie d'approvisionnement en gaz naturel. Veuillez justifier la réponse.

Réponse :

Énergir considère les certifications MiQ et EO 100 comme étant complémentaires en raison des thèmes couverts et des mécanismes de traçabilité.

EO 100 vise la divulgation et l'amélioration des pratiques corporatives dans une perspective de durabilité (les cinq principes touchant à des enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance). Elle inclut de ce fait des critères plus généraux en matière

de suivi des émissions de GES relativement à l'inventaire et à la poursuite de cibles de réduction d'émission.

La certification MiQ est pour sa part plus spécifique à la question de l'intensité méthane et des émissions de GES et va beaucoup plus loin sur ces thèmes en exigeant non seulement le calcul de l'intensité méthane (et GES si applicable), mais aussi, le déploiement de pratiques efficaces de gestion des fuites de méthane. La certification MiQ n'intègre cependant pas les autres thèmes de durabilité, comme le fait la certification EO 100.

Quant aux mécanismes de traçabilité, la certification MiQ permet de certifier des volumes de gaz naturel. La traçabilité des transactions des volumes certifiés MiQ est assurée par le recours au registre MiQ qui est obligatoire. Chaque producteur est tenu d'enregistrer les volumes produits dans ce registre et les acheteurs y enregistrent leurs transactions.

La certification EO 100 est à l'échelle de l'entreprise ou d'un établissement/site de production spécifique sans que le recours à un registre soit obligatoire.

2.3.3 Veuillez préciser :

- a) si un producteur détenant uniquement une certification MIQ de la référence i) serait admissible à *l'Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation (IMSD) relative à l'approvisionnement gazier fossile* d'Énergir;
- b) si un producteur détenant uniquement une certification EO serait admissible;
- c) si Énergir prévoit exiger, à terme, les deux certifications simultanément;
- d) si Énergir entend abandonner la certification EO aux fins de l'admissibilité à l'approvisionnement responsable, en la remplaçant entièrement par la certification MIQ.

Réponse :

- a) Un producteur détenant uniquement une certification MIQ n'est pas à proprement parler admissible à l'Initiative, au sens où Énergir ne pourrait pas lui verser une prime à l'heure actuelle, comme elle a été autorisée à le faire par la Régie pour des transactions impliquant des producteurs certifiés EO.
- b) Oui, un producteur détenant uniquement une certification EO serait admissible dans l'état actuel de l'Initiative telle qu'elle a été acceptée par la Régie. C'est donc dire qu'Énergir peut verser des primes.
- c) Énergir étudie présentement l'idée de favoriser des achats de volumes présentant la double certification, et donc pourrait demander que la Régie l'autorise à payer une prime MiQ à même l'enveloppe octroyée actuellement.
- d) Énergir explore les façons de renforcer son Initiative dans le contexte de la répartition géographique des actifs certifiés. Énergir entend maintenir la certification EO.

2.3.4 Veuillez fournir une comparaison des coûts associés à l'obtention et au maintien des certifications EO et MIQ pour un producteur canadien typique, incluant :

- a) les coûts initiaux;
- b) les coûts récurrents;
- c) les exigences en matière d'audits;
- d) les coûts liés à la collecte et à la vérification des données.

Réponse :

Tableau Q-2.3.4

Types de coûts ⁷	Equitable Origin	MiQ
Coût initial	50 000 \$ à 250 000 \$ selon l'ampleur et la complexité des activités. Ce montant correspond principalement aux frais de l'audit indépendant effectué par un tiers indépendant contracté par le producteur.	14 000 \$ (10 000 \$USD payable une seule fois).
Coût récurrents	30 000 \$ à 175 000 \$ (environ les deux tiers du coût initial) selon l'ampleur et la complexité des activités.	40 000 \$ à 100 000 \$/an (28 000 \$ à 71 000 \$USD/an). En fonction de la production quotidienne de gaz naturel.
Exigences en matière d'audits	Audit complet valide trois ans et vérification annuelle requise. EO détient une liste d'auditeurs approuvés.	Audit complet annuel obligatoire. MiQ détient une liste d'auditeurs approuvés.
Coûts liés à la collecte et à la vérification des données	Modérés à élevés. Repose surtout sur l'application de processus de gestion d'entreprise, la documentation, le rôle de la main-d'œuvre (pas nécessairement technologie).	Très élevés, car nécessite un système de MRV (measurement, reporting, verification) et parce qu'il implique le recours à des technologies (satellites, avion / drone, capteurs, LDAR).
Un processus de double certification EO 100 et MiQ est aussi possible et permet d'économiser sur certains coûts.		

2.3.5 Veuillez indiquer si l'obtention d'une certification MIQ est susceptible d'entraîner une augmentation du coût d'approvisionnement en gaz naturel renouvelable ou en gaz naturel fossile certifié pour les clients d'Énergir. Le cas échéant, veuillez quantifier cet impact.

⁷ Les coûts présentés proviennent d'Equitable Origin et de la liste des frais pour MiQ, accessible en ligne miq.org/document/miq-fee-list/.

Réponse :

L'Initiative ne touche que le gaz naturel d'origine fossile. Dans la mesure où Énergir fait approuver des coûts spécifiques pour les certifications, et qu'aucun changement à ces coûts n'est prévu pour le moment, l'obtention d'une certification MiQ n'est pas susceptible d'entraîner une augmentation du coût d'approvisionnement.

- 2.3.6** Veuillez fournir les analyses réalisées par Énergir concernant les avantages environnementaux additionnels procurés par une certification MIQ comparativement à une certification EO. À défaut, veuillez expliquer pourquoi aucune telle analyse n'a été réalisée.

Réponse :

La certification MiQ a été lancée en décembre 2020, donc bien après qu'Énergir ait lancé ses travaux qui ont mené à son *Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation relativement à l'approvisionnement gazier fossile* en 2019. La certification EO avait alors été choisie et la Régie avait autorisé Énergir à octroyer une prime pour les producteurs certifiés EO jugés admissibles à l'Initiative.

En 2022, un addendum a été convenu avec EO afin que des indicateurs clés sur les émissions de méthane et GES soient suivis par EO. EO devait déployer cette nouvelle exigence auprès des producteurs en 2024. Ce n'est toutefois que depuis le début 2026 que les nouveaux rapports de certification des producteurs intègrent désormais ces indicateurs. Les indicateurs portant sur les émissions de GES et l'intensité du méthane sont très généraux en comparaison avec les exigences de la norme MiQ, dont l'objet est spécifiquement le méthane et les émissions GES.

Les avantages environnementaux procurés par une certification MiQ sont à l'effet qu'elle permet de témoigner de façon plus spécifique sur la performance du méthane relativement à :

- l'intensité méthane qui est vérifiée et indépendante en cohérence avec les normes reconnues dans ce domaine;
- la mise en place de politiques et pratiques d'entreprise reconnues en matière de bonne gestion des émissions dans le secteur gazier ainsi que de l'utilisation de mesures directes pour quantifier les émissions à l'échelle autant des sites de production (installation) que des sources (équipements).

Les avantages environnementaux procurés par la certification EO 100 couvrent de façon beaucoup plus large les enjeux de durabilité. La certification EO 100 permet de témoigner du niveau de prise en charge de ces enjeux par les producteurs et de leur démarche d'amélioration continue.

2.3.7 A la référence i) Énergir indique qu'un premier producteur canadien détient désormais la certification MIQ. Veuillez préciser :

- a) combien de producteurs canadiens détiennent actuellement une certification EO;
- b) combien détiennent une certification MIQ;
- c) combien détiennent simultanément les deux certifications;
- d) quels volumes annuels de gaz naturel ces producteurs représentent.

Réponse :

À partir de l'information validée par Equitable Origin ou disponible en ligne, voici les réponses aux questions en date du 7 juillet 2026.

Tableau Q-2.3.7

Producteurs/sites certifiés		Volumes produits (estimations) *
		<i>Milliard de pieds cubes (Billion Cubic Feet - Bcf)</i>
a) Producteurs canadiens détenant une certification EO	Arc Resources pour ses sites Ante Creek, Kakwa et Northeast British Columbia	516 Bcf/an
	Pacific Canbriam Energy – Northeast British Columbian Montney Project	146 Bcf/an
	PETRONAS Energy Canada , North Montney Joint Venture	438 Bcf/an
	Shell Canada , Groundbirch	183 Bcf/an
	Vermillion Energy , Mica et West Pembina Operation	55 Bcf/an
b) Producteurs canadiens détenant une certification MiQ	Tourmaline , le plus grand producteur canadien de gaz naturel, est le premier producteur canadien, et le seul jusqu'à présent, qui détient une certification MiQ. Cette certification a été obtenue au début février 2026.	1,6 Bcf/jour soit environ 580 Bcf/an (tel qu'indiqué dans son communiqué)
c) Producteurs détenant une double certification	Expand Energy Corporation (pour ses actifs de Haynesville et Northeast Appalachia)	2 600 Bcf/an
	Northeast Natural Energy (Monongalia County Operations)	73 Bcf/an
	EQT (pour ses actifs Greene and Washington Counties)	1 100 Bcf/an
	Seneca Resources Company (East Appalachian Production)	438 Bcf/an

Aux États-Unis seulement. Au Canada, il n'y a pas de site de production détenant la double certification.

* L'information concernant les volumes provient d'Equitable Origin (EO), à moins d'indication contraire.

- 2.3.8** Veuillez préciser si Énergir envisage d'accorder une préférence tarifaire ou commerciale aux producteurs détenant une certification MIQ plutôt qu'une certification EO, ou vice-versa.

Réponse :

Énergir ne peut se prononcer à cet effet pour le moment. Elle explore les façons de renforcer son Initiative dans le contexte de la répartition géographique des actifs certifiés.

- 2.3.9** Pour référence, veuillez décrire comment est établie la bonification associée au gaz naturel participant à *l'Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation (IMSD) relative à l'approvisionnement gazier fossile*. Cette bonification est-elle établie et annoncée d'avance ? Ou s'agit-il d'un constat a posteriori que ce gaz est d'un prix moyen plus élevé que la moyenne du gaz acquis par Énergir. Veuillez citer les sources d'information à ce sujet.

Réponse :

La plupart du temps, Énergir procède à des appels d'offres pour ses achats de gaz réseau. Bien que les fournisseurs indiquent une prime pour la certification, Énergir établit le coût de l'achat certifié par différence avec le coût de l'achat non certifié qui aurait pu répondre aux besoins de la clientèle. Par exemple, si le prix de référence non certifié est celui à Dawn +1 ¢/GJ et qu'Énergir choisit plutôt un fournisseur de gaz certifié dont le prix est celui à Dawn +8 ¢/GJ, en spécifiant une prime de certification de 5 ¢/GJ, Énergir considérera alors avoir payé, dans le coût d'acquisition de gaz certifié, une prime de 7 ¢/GJ (soit 8 ¢ – 1 ¢ pour le gaz naturel qui aurait pu être acquis).

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-4

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0006 - Énergir-H, Document 1 - Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2027-2030 - Vision à long terme du contexte gazier](#), Page 19, Lignes 8 à 16, Page 20, Lignes 1 à 4, et Page 20, Graphique 8:

*Au carrefour à Dawn, les prix du gaz naturel ont oscillé entre 1,44 \$/GJ et 8,77 \$/GJ durant l'année gazière 2024-2025, suivant une dynamique saisonnière classique : prix plus faibles au printemps et en été lorsque la demande diminue, puis raffermissement à l'hiver sous l'effet du chauffage et des contraintes de transport, où quelques épisodes de froid intense en février 2025 ont provoqué des pointes isolées. **Tout comme à Empress, l'hiver 2025-2026 a été marqué par le vortex polaire à la fin janvier 2026. La vague de froid a fortement accru la demande au moment même où la production nord-américaine chutait en raison de gels de puits (freeze-offs).** En parallèle, les restrictions d'Enbridge sur plusieurs corridors sortants ont empêché les flux interruptibles, rendant*

chaque gigajoule livrable extrêmement rare. La microstructure du week-end, engendrant une liquidité réduite et des fenêtres de nomination limitées, **a amplifié la volatilité et permis des transactions jusqu'à 94,8 \$/GJ. Passé cet épisode extrême, les prix sont revenus à des niveaux plus normaux en février, avec une moyenne mensuelle autour de 5,12 \$/GJ.**

Graphique 8
Évolution du prix du gaz naturel à Dawn
2024-2025 et 2025-2026, en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.4.1** À la référence i), Énergir explique que le vortex polaire de janvier-février 2026 a entraîné une demande exceptionnelle, des retraits historiques des entreposages, des contraintes importantes sur les réseaux de transport ainsi qu'une très forte volatilité des prix du gaz naturel. Veuillez indiquer quelle quantité de GSR injectée directement dans le réseau d'Énergir était disponible durant la journée de pointe historique de janvier-février 2026.

Réponse :

Les producteurs en territoire ont injecté un volume de 938 GJ durant la journée de pointe du 27 janvier 2026.

- 2.4.2** Veuillez indiquer si certains producteurs de GSR en territoire ont eues des enjeux de production lors de cette journée de pointe historique.

Réponse :

Aucun enjeu particulier n'a été rapporté par les producteurs au cours de la journée du 27 janvier 2026.

2.4.3 Veuillez indiquer si Énergir a réalisé une étude portant sur la contribution du GSR à la résilience du réseau gazier lors :

- des vagues de froid extrême;
- des interruptions de transport;
- des hausses importantes du prix du gaz.

Dans l'affirmative, veuillez déposer cette étude.

Réponse :

Aucune étude n'a été réalisée sur cette question.

2.4.4 Dans la négative, Veuillez expliquer pourquoi la valeur stratégique du GSR comme ressource locale améliorant la sécurité d'approvisionnement et réduisant l'exposition aux marchés continentaux n'a pas été intégrée à l'analyse économique du présent Plan d'approvisionnement ?

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.6 de la demande de renseignements n°2 du RNCREQ.

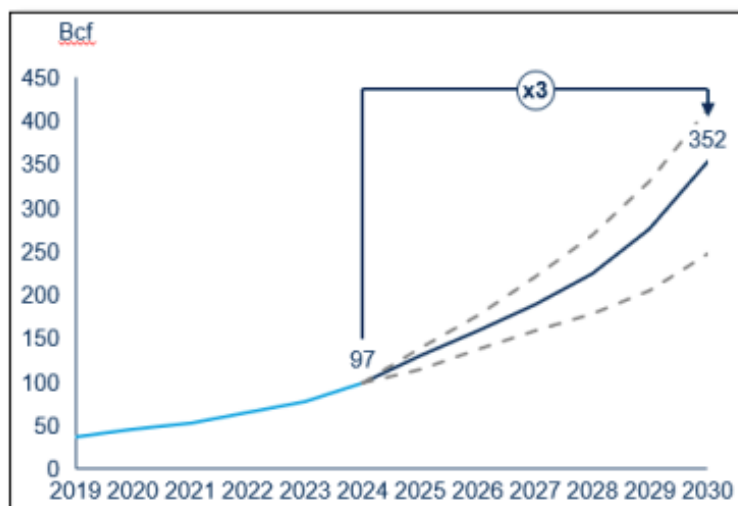
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-5

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0006 - Énergir-H, Document 1 - Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2027-2030 - Vision à long terme du contexte gazier](#), Page 27, Graphique 15 :

De ces 18 États américains, seuls deux États (Californie, Colorado) ont adopté un cadre réglementaire encadrant l'intégration du GSR dans les réseaux gaziers. **Par exemple, en Californie, la loi SB-1440 impose aux distributeurs d'atteindre 12% de GSR dans leur approvisionnement d'ici 2030. Ce type de cadre réglementaire est similaire à celui dans lequel Énergir opère et se traduit par une demande structurelle en GSR.** Cette demande est qualifiée de « réglementaire ». Ainsi, la demande totale de GSR pour les utilités, soit l'addition des demandes volontaires et réglementaires de GSR, pourrait être multipliée par trois dans les prochaines années, passant de 97 Bcf en 2024 à 352 Bcf en 2030 (graphique 15).

Graphique 15
Historique et projection de la consommation de GSR
par les utilités gazières aux États-Unis
2019 à 2030, Bcf



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0115 - Énergir-G, Document 4 - Impact du Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le GSR sur la CT 2026-2027](#), Page 4, Lignes 4 à 15 et Annexe 1:

Le Projet de règlement propose diverses modifications aux obligations réglementaires du distributeur. À titre informatif, l'annexe 1 présente un tableau résumant les exigences concernant la distribution de GSR introduites par le Projet de règlement. **D'abord, bien que le seuil global de distribution de GSR soit maintenu, la trajectoire de ce dernier est modifiée en réduisant le seuil des années 2028-2029 et 2029-2030 à 7 % plutôt que 8 %, puis en reportant l'atteinte du seuil de 10 % de deux ans, soit en 2032 plutôt qu'en 2030.** Parallèlement à ce report, le Projet de règlement introduit également des seuils de distribution aux clients autres qu'industriels ou agricoles :

- Obligation de distribution d'un seuil minimal de GSR pour les raccordements existants 13 selon une échelle de consommation établie à $< 5\,000\text{ m}^3/\text{an}$ et $\geq 5\,000\text{ m}^3/\text{an}$ (la 14 progression des seuils pour chaque catégorie est présentée à l'annexe 2);
- Obligation de distribution exclusive de GSR pour les nouveaux raccordements.

Annexe 1

Exigences concernant la distribution de gaz de source renouvelable (GSR) introduites par le Projet de règlement

Paragraphe	Obligation	Valeurs	2026-2027	2028-2029	2030-2031	2032-2033
1. Ensemble des consommateurs Seuils	Quantité $\geq T1 \times V1$	T1	5 %	7 %	7 %	10 %
		V1	Quantité de gaz naturel que le distributeur a distribué au cours de l'année tarifaire en cours.			
2. Autres qu'industriels ou agricoles à compter du 1 ^{er} oct. 2026 Nouveaux raccordements	a) $< 5\,000\text{ m}^3$ Quantité $\geq T2 \times V2$	T2	100 %	100 %	100 %	100 %
		V2	Distribué au cours de l'année tarifaire en cours aux consommateurs visés au sous-paragraphe a) du paragraphe 2 ^o .			
	b) $\geq 5\,000\text{ m}^3$ Quantité $\geq T3 \times V3$	T3	100 %	100 %	100 %	100 %
		V3	Distribué au cours de l'année tarifaire en cours aux consommateurs visés au sous-paragraphe b) du paragraphe 2 ^o .			
3. Autres qu'industriels, agricoles ou visés au paragraphe 2 ^o Raccordements existants	a) $< 5\,000\text{ m}^3$ Quantité $\geq T4 \times V4$	T4	5 %	7 %	7 %	10 %
		V4	Distribué aux consommateurs visés au sous-paragraphe a) du paragraphe 3 ^o du premier alinéa de l'article 1 au cours de l'année tarifaire en cours.			
	b) $\geq 5\,000\text{ m}^3$ Quantité $\geq T5 \times V5$	T5	5 %	9 %	9 %	16 %
		V5	Distribué aux consommateurs visés au sous-paragraphe b) du paragraphe 3 ^o du premier alinéa de l'article 1 au cours de l'année tarifaire en cours.			

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0115 - Énergir-G, Document 4 - Impact du Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le GSR sur la CT 2026-2027](#), Page 6, Tableau 1 :

Tableau 1

Calcul des obligations réglementaires de GSR – 2026-2027 à 2029-2030

	Cause 2026-2027			Cause 2027-2028			Cause 2028-2029			Cause 2029-2030		
	Volumes distribués	Seuils réglementaires		Volumes distribués	Seuils réglementaires		Volumes distribués	Seuils réglementaires		Volumes distribués	Seuils réglementaires	
	(m ³)	(%)	(m ³)	(m ³)	(%)	(m ³)	(m ³)	(%)	(m ³)	(m ³)	(%)	(m ³)
1 Volumes totaux distribués	6 099 219 181	5%	304 960 959	6 075 005 760	5%	303 750 288	6 065 023 228	7%	*****	5 988 258 470	7%	419 178 093
2 Raccordements existants, 0 à 5 000 m ³ /an	217 280 644	5%	10 864 032	211 703 669	5%	10 585 183	204 946 482	7%	14 346 254	198 485 557	7%	13 893 989
3 Raccordements existants, 5 000 m ³ /an et plus	1 989 065 945	5%	99 453 297	1 936 457 942	5%	96 822 897	1 861 988 129	9%	*****	1 785 551 594	9%	160 699 643
4 Nouveaux raccordements	4 574 000	100%	4 574 000	24 266 613	100%	24 266 613	46 404 725	100%	46 404 725	68 948 932	100%	68 948 932
5 Industriel et agricole	3 888 298 592	0%	-	3 902 577 536	0%	-	3 951 683 892	0%	-	3 935 272 386	0%	-

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.5.1** À la référence i), Énergir indique que la Californie et le Québec disposent de cadres réglementaires similaires en matière de distribution de GSR, ce qui se traduit par une demande réglementaire structurante. Énergir souligne notamment que la Californie impose aux distributeurs un seuil de 12 % de GSR dans leur approvisionnement d'ici 2030.

Toutefois, la référence ii) indique que le Projet de règlement du gouvernement du Québec reporte l'atteinte du seuil global de 10 % de GSR de 2030 à 2032, réduit les seuils réglementaires applicables en 2028-2029 et 2029-2030, tout en introduisant de nouvelles obligations visant certains segments de clientèle ainsi que les nouveaux raccordements.

Le RTIEÉ souhaite mieux comprendre dans quelle mesure ces modifications affectent la comparaison effectuée par Énergir entre les cadres réglementaires québécois et californien. À la lumière du Projet de règlement présenté à la référence ii), Énergir considère-t-elle toujours que les cadres réglementaires du Québec et de la Californie demeurent comparables? Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

Oui, Énergir considère toujours que les cadres réglementaires du Québec et de la Californie demeurent comparables.

La comparaison établie à la référence i) repose sur la nature du cadre, et non sur le niveau précis des cibles : contrairement à la majorité des États américains où la demande de GSR est strictement volontaire, le Québec et la Californie disposent tous deux d'un cadre réglementaire contraignant qui impose aux distributeurs un seuil minimal de GSR dans leur approvisionnement. Cette caractéristique fondamentale demeure pleinement valide à la lumière du Projet de règlement.

2.5.2 Veuillez comparer, sous forme de tableau, les principales obligations réglementaires applicables au Québec et en Californie, notamment :

- a) les seuils globaux de distribution de GSR;
- b) les échéanciers d'atteinte de ces seuils;
- c) les obligations visant les différentes catégories de clientèle;
- d) les obligations applicables aux nouveaux raccordements;
- e) toute autre différence jugée pertinente.

Réponse :

Tableau Q-2.5.2

Élément	Québec (Projet de règlement)	Californie (RGS – décision du 30 avril 2026)
a) Seuil global de distribution de GSR	Seuil global de 10 % maintenu (exprimé en % du volume distribué)	Cible globale réduite de 50 % : 36,4 Bcf/an (≈ 5 % du volume des clients « core », contre ≈ 10 % auparavant).
b) Échéancier d'atteinte	Atteinte du seuil de 10 % reportée de 2030 à 2032. Seuils intermédiaires réduits à 7 % (au lieu de 8 %) en 2028-2029 et 2029-2030.	Horizon unique de conformité en 2035, remplaçant la structure à deux horizons (2025 / 2030).
c) Obligations par catégorie de clientèle	Nouvelles obligations par segment pour les clients autres qu'industriels ou agricoles : seuil minimal pour les raccordements existants selon une échelle de consommation (<5 000 m³/an et ≥5 000 m³/an).	Cible applicable aux clients « core » (résidentiel / commercial); pas d'échelle d'obligation par segment de consommation.
d) Nouveaux raccordements	Distribution exclusive de GSR obligatoire pour les nouveaux raccordements	Aucune obligation spécifique équivalente visant les nouveaux raccordements
e) Autres différences pertinentes		Réserve DOW* de 17,6 Bcf maintenue pour l'arrimage avec la SB 1383. Examen de fond de tous les contrats par la CPUC Ajout d'un mécanisme de limitation tarifaire

* DOW : Diverted Organic Waste — matières organiques détournées de l'enfouissement (arrimage avec la SB 1383 sur les polluants climatiques de courte durée).

2.5.3 Veuillez quantifier l'effet du report de deux années de l'objectif de 10 % sur :

- a) les achats de GSR;
- b) les coûts d'approvisionnement;

- c) les coûts assumés par la clientèle;
 d) les émissions de GES qui ne seront pas évitées durant les années 2030-2031 et 2031-2032.

Réponse :

Concernant ses approvisionnements de GSR, Énergir a sécurisé le seuil de 7 % et poursuivrait sa stratégie d'approvisionnement en vue d'atteindre le seuil réglementaire de 10 % dans le respect des caractéristiques autorisées.

c) Sur la base des hypothèses utilisées dans le cadre de la Cause tarifaire 2026-2027, Énergir évalue que le report de deux années quant à l'atteinte de l'objectif de 10 % se traduirait par une diminution de l'ordre de 264 M\$ des coûts totaux assumés par la clientèle pour la période allant de 2026-2027 à 2032-2033. Concernant les émissions qui ne seront pas évitées durant les années 2030-2031 et 2031-2032, le tableau ci-dessous présente les écarts.

Tableau Q-2.5.3

	2030-2031	2031-2032
Seuils réglementaires - Règlement actuel (%)	10 %	10 %
(a) Seuils réglementaires - Règlement actuel (Mm ³)	608*	608*
Seuils réglementaires - Proposition modification (%)	7 %	7 %
(b) Seuils réglementaires - Proposition modification (Mm ³)	426	426
(a) – (b) Écart de volumes de GSR (Mm ³)	182	182
Émissions de GES évitées (tonnes de CO ₂ éq)	347 727	347 727

* Basé sur une hypothèse de volumes de base équivalents à 2029-2030, issue de la pièce Énergir-H, Document 6.

- 2.5.4** Veuillez indiquer si le report des obligations réglementaires pourrait avoir une incidence sur la capacité des producteurs québécois de GSR à conclure des contrats à long terme ou à financer de nouveaux projets de production. Le cas échéant, veuillez quantifier cette incidence dans la mesure du possible.

Réponse :

Énergir n'entrevoit actuellement pas d'incidence sur la capacité à conclure des contrats d'approvisionnement de GSR pour des producteurs québécois.

- 2.5.5** Veuillez préciser si le report des seuils réglementaires réduit les risques d'approvisionnement identifiés dans le Plan d'approvisionnement gazier ou s'il reporte simplement ces risques à des années ultérieures.

Réponse :

Le report pour des seuils réglementaires aurait des impacts minimes relativement aux déficits d'approvisionnement gazier.

- 2.5.6** Veuillez présenter les chiffres de seuils réglementaires pour la cause 2028-2029 en m³ dans la référence iii).

Réponse :

Le 6 juillet 2026, Énergir a procédé au dépôt d'une version révisée de la pièce Énergir-G, Document 4 (B-0128), dans laquelle l'ensemble de l'information y est présenté.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-6

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4333-2026, [B-0004 - HQD-1, Document 1.1 - Nouveau tarif CD applicable aux centres de données et ajustement au tarif CB](#), Page 11. Tableau 2 :

Tableau 2
Tarifs actuels, CD et de transition, 2026-2030
(¢/kWh 2026)

¢/kWh 2026	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifs actuels	6,82	6,82	6,82	6,82	6,82
Tarif CD	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
Tarif CD - transition	8,06	9,29	10,53	11,76	13,00
Réduction	38%	29%	19%	10%	0%

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4333-2026, [B-0005 - HQD-1, Document 1.2 - Balisage des tarifs pour centre de données](#), Page A-2 :

Tendances au Canada

En dehors du Québec et de la Colombie-Britannique, les 2 principales provinces où le contexte de marché des centres de données est en grande évolution sont l'Alberta et l'Ontario.

En Alberta, la disponibilité de l'énergie constitue le premier pilier de la stratégie provinciale sur les centres de données en intelligence artificielle, publiée en décembre 2024. La province met de l'avant une approche axée sur la fiabilité et l'abordabilité, incluant la possibilité de solutions de production par les promoteurs et l'intégration combinée du gaz naturel et des énergies renouvelables

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0006 - Énergir-H, Document 1 - Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2027-2030 - Vision à long terme du contexte gazier](#), Page 11, lignes 20 à 22 :

La croissance de la demande électrique totale, notamment liée à l'essor des centres de données, contribue aussi à cette remontée : la consommation du secteur devrait atteindre 38,6 Bcf/j en 2030, soit une augmentation de plus de 3 Bcf/j par rapport à 2025.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

2.6.1 A la référence i) le RTIEÉ constate qu'Hydro-Québec propose un nouveau cadre tarifaire destiné aux centres de données afin de gérer l'augmentation rapide des demandes de raccordement de cette clientèle fortement consommatrice d'électricité. Parallèlement, plusieurs centres de données utilisent ou évaluent l'utilisation de gaz naturel, notamment en Alberta au Canada tel que décrit à la référence ii). Plusieurs centres de données utilisent ou évaluent l'utilisation de gaz naturel, notamment pour :

- les groupes électrogènes de secours;
- les installations de production continue (« behind-the-meter »);
- les projets visant une plus grande autonomie énergétique.

Dans ce contexte, le RTIEÉ souhaite mieux comprendre si cette évolution du marché influence la planification d'Énergir. Veuillez indiquer si Énergir a identifié les centres de données comme un segment de marché présentant un potentiel de croissance au cours des dix prochaines années.

Réponse :

Pour l'instant, l'évolution de ce marché n'influence pas la planification d'Énergir sur l'horizon du plan d'approvisionnement d'Énergir pour la Cause tarifaire 2026-2027.

Énergir est consciente de l'effervescence entourant le développement des centres de données et l'utilisation potentielle de gaz naturel pour certains usages. Pour la Cause tarifaire 2026-2027, aucun centre de données n'a été considéré dans le cadre des prévisions des livraisons.

Cependant, une grande incertitude demeure sur la hausse de cette demande potentielle et Énergir suit de près l'évolution de ce segment de marché.

2.6.2 Si oui, Veuillez indiquer le nombre :

- a) de demandes de raccordement;
- b) de demandes d'information;
- c) de projets actuellement à l'étude

provenant de promoteurs de centres de données les groupes électrogènes de secours.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.6.1.

2.6.3 Si non, Veuillez indiquer si les besoins éventuels de cette clientèle ont été intégrés au Plan d'approvisionnement 2027-2030. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.6.1.

- 2.6.4** Veuillez préciser si Énergir considère que la mise en place du Tarif CD de HQD pourrait entraîner un transfert d'une partie de la demande énergétique des centres de données vers des solutions utilisant le gaz naturel. Veuillez indiquer si le gaz naturel sera compétitif au tarif CD pour la production d'électricité en 2030.

Réponse :

Le contexte demeure trop incertain pour analyser ce genre de scénario.

- 2.6.5** Veuillez préciser si Énergir estime que cette nouvelle clientèle pourrait contribuer au maintien ou à l'amélioration de l'utilisation des actifs gaziers existants, notamment en permettant une meilleure répartition des coûts fixes du réseau. Veuillez quantifier cet impact lorsque possible.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.6.1.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-7

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [Pièce B-0044, Énergir-1, Doc. 2, Rentabilité du plan de développement 2026-2027](#).
- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0115 - Énergir-G, Document 4 - Impact du Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le GSR sur la CT 2026-2027](#).

Demande(s) :

- 2.7.1** De quelle manière l'obligation (nouvellement rétablie par la Cour supérieure) selon laquelle les clients résidentiels et commerciaux-institutionnels, sauf exception, ne peuvent consommer que du gaz de source renouvelable affecte-t-elle le calcul de la rentabilité du plan de développement d'Énergir. Veuillez expliquer votre réponse, notamment en signalant les éventuels changements structurels qui affecteraient ainsi cette rentabilité.

Réponse :

La rentabilité du plan de développement ne dépend pas du type de gaz naturel consommé par le client. Les revenus d'Énergir se limitent à la distribution du gaz et ne dépendent pas du type de molécule.

2.7.2 Le plan de développement d'Énergir tient-il compte de cette nouvelle obligation ? Si non, veuillez déposer une version amendée de ce plan en conséquence.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.7.1.

2.7.3 De quelle manière votre proposition en référence ii) de requérir que seul du gaz de source renouvelable soit consommé dans les bâtiments des clients autres qu'industriels et agricoles des nouveaux raccordements, affecterait-elle le calcul de la rentabilité du plan de développement d'Énergir. Veuillez expliquer votre réponse, notamment en signalant les éventuels changements structurels qui affecteraient ainsi cette rentabilité.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.7.1.

2.7.4 Le plan de développement d'Énergir tient-il compte de cette nouvelle obligation ? Si non, veuillez déposer une version amendée de ce plan en conséquence.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.7.1.

B. LE PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) 2026-2027 D'ÉNERGIR ET LES MESURES DE SOUTIEN À LA BIÉNERGIE ET AU GSR

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-8

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0017 - Énergir-J, Document 2 -Plan global en efficacité énergétique \(PGEÉ\) 2026-2027](#), Page 9 , lignes 16 à 20, et Page 10, Tableau 1 :

Le PGEÉ 2026-2027 **pourrait permettre de générer des économies de 55,5 Mm³ de gaz naturel** grâce aux projets réalisés par les clients d'Énergir par l'entremise de près de **3 000 demandes** de subventions aux différents programmes. Pour ce faire, un budget total de plus de 68 M\$ sera requis, largement constitué d'aides financières qui seront versées aux clients participants. Le tableau 1 ci-dessous présente le survol des prévisions du PGEÉ pour l'année 2026-2027.

Tableau 1
Prévisions du PGEÉ 2026-2027

	2026-2027
Économies nettes (Mm ³)	55,5
Participants (nombre)	2 953
Réduction nette de GES (tonnes de CO ₂) *	106 632
Budget total (M\$)	68,6
Aide financière (M\$)	61,7
Frais d'exploitation (M\$)	6,9

* En tenant compte de l'inclusion de 5 % de GSR dans le réseau comme requis par le Règlement en vigueur, le total de GES évités passe à 101 306 tonnes de CO₂.

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RTIEÉ**, Dossier R-4328-2025, [C-RTIEÉ-0008 - Preuve Mémoire](#), Page 6, Paragraphe 6 :

6- Nous remarquons ainsi que le taux de réalisation de la participation au PGEÉ en 2023-2024 était de 69% et qu'il se maintient encore à seulement 69% en 2024-2025. Cependant aux Tableaux 1 des deux dossiers, nous notons des économies nettes totales réelles pour 2024-2025 de 52,8 Mm³, celles-ci étant plus élevées que les économies nettes total réelles de 50,5 Mm³ pour 2023-2024.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.8.1** À la référence i), Énergir prévoit que le PGÉÉ 2026-2027 permettra de réaliser des économies nettes de **55,5 Mm³** au moyen d'environ **3 000 demandes de subvention**, pour un budget supérieur à **68 M\$**. Or, dans sa preuve au dossier R-4328-2025 à la référence ii), le RTIEÉ constatait, au dossier R-4328-2025, que le taux de réalisation des programmes demeurerait de **69 %** tant en 2023-2024 qu'en 2024-2025, alors que les économies nettes réelles augmentaient de **50,5 Mm³** à **52,8 Mm³**, Veuillez expliquer les facteurs qui permettent selon Énergir d'obtenir une hausse des économies nettes de gaz naturel malgré un taux de réalisation des programmes demeurant stable à 69 % ?

Réponse :

Énergir tient à clarifier que le taux de réalisation de 69 % auquel il est fait mention dans la question est celui de la participation. Pour les économies d'énergie, le taux de réalisation est de 95 % en 2024-2025.

Pour l'année 2026-2027, Énergir prévoit des économies nettes considérant un taux de réalisation de 100 % de la participation anticipée.

- 2.8.2** Veuillez indiquer si Énergir considère que le taux de réalisation de 69 % constitue désormais un niveau structurel des programmes.

Réponse :

Non. Les prévisions sont élaborées avec l'objectif d'atteindre un taux de réalisation de 100 %, tant pour la participation que pour les économies d'énergie.

- 2.8.3** Si, non, veuillez ventiler, par programme du PGÉÉ, les facteurs expliquant cette augmentation des économies nettes, notamment :

- a) l'augmentation des économies unitaires par projet;
- b) la modification du portefeuille de projets;
- c) la taille moyenne des projets;
- d) les modifications méthodologiques apportées au calcul des économies;
- e) tout autre facteur pertinent.

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-9

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0017 - Énergir-J, Document 2 -Plan global en efficacité énergétique \(PGEÉ\) 2026-2027](#), Page 9 , lignes 1 à 7 :

Quoique ce rapport préliminaire fasse état de potentiels d'efficacité énergétique à l'horizon 2050, il apparaît prématuré pour Énergir d'en tenir compte à court terme dans ses prévisions pour l'année 2026-2027. Énergir pourra cependant tenir compte des orientations du PGIRE lorsqu'il sera rendu public dans le cadre de l'élaboration des prévisions du PGEÉ pour les années 2027-2028 et suivantes, et dont les impacts tarifaires seront présentés à la Régie dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire pour lui permettre d'intégrer les coûts du PGEÉ au revenu requis en distribution en phase avec ces orientations.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.9.1** À la lumière des références i), Énergir indique qu'il apparaît prématuré de tenir compte à court terme du rapport préliminaire du PGIRE. Veuillez expliquer les critères qu'Énergir utilisera pour déterminer le moment où les orientations du PGIRE devront être intégrées au PGEÉ.

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

- 2.9.2** Veuillez indiquer si une analyse exploratoire des potentiels 2030, 2040 et 2050 a déjà été réalisée par Énergir ou ses consultants. Si non, Énergir prévoit-elle des montants dans son budget du PGEÉ 2026-2027 pour la réalisation de telle étude?

Réponse :

Comme précisé par Énergir à la pièce B-0017, Énergir-J, Document 2 - Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) 2026-2027 (p.10) :

« Énergir rappelle que les montants associés aux travaux pour la mise à jour quinquennale du potentiel technicoéconomique d'économie du gaz naturel sont inclus dans les dépenses d'exploitation de l'année 2026-2027. »

La plus récente étude sur la mise à jour du potentiel technicoéconomique d'économie du gaz naturel a été réalisée en 2021-2022 et portait sur un horizon allant jusqu'en

2027-2028. Quant à l'étude prévue en 2026-2027, elle visera à évaluer le potentiel d'économie du gaz naturel jusqu'à l'horizon 2032-2033.

En ce qui concerne les montants prévus pour la réalisation de la prochaine étude, veuillez s.v.p. vous référer à la réponse d'Énergir à la question 3.2 de la demande de renseignement n° 1 d'Option consommateurs, à la pièce Énergir-T, Document 12.

- 2.9.3** Veuillez déposer, le cas échéant, tout scénario interne évaluant l'effet d'une accélération de l'efficacité énergétique sur les volumes de distribution et sur les besoins d'approvisionnement.

Réponse :

Énergir ne dispose pas d'un tel scénario.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-10

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0017 - Énergir-J, Document 2 -Plan global en efficacité énergétique \(PGEÉ\) 2026-2027](#), Page 14 , lignes 1 à 9, et Page 10, Tableau 4:

*Dans sa décision D-2024-118, **la Régie requiert les résultats du TCS et des TCTR avec et sans bénéfices non énergétiques (BNÉ) afin d'examiner le budget du PGEÉ et d'exercer son pouvoir réglementaire. Au tableau 4 ci-dessous, Énergir présente les résultats des tests de rentabilité pour le PGEÉ 2026-2027.***

***Pour le test décisionnel, TCTR avec BNÉ, le résultat du ratio est de 2,94 pour l'ensemble du PGEÉ.** Seuls les programmes Soutien MFR, Innovation efficace, et Sensibilisation affichent une rentabilité inférieure à 1,00 : cela est dû au fait que les économies d'énergie pouvant découler de ces initiatives ne leurs sont pas associées directement ou en raison de la nature des projets soutenus dans le cadre de ces programmes (projets de démonstration ou d'expérimentation).*

Tableau 4
Tests de rentabilité économique du PGEÉ en 2026-2027

Programme / Volet	TCTR ratio avec BNÉ	TCTR ratio sans BNÉ	TCS ratio
Appareils efficaces - Résidentiel	1,52	1,25	2,64
Thermostats intelligents	1,52	1,25	2,64
Soutien MFR	0,00	0,00	0,00
Supplément MFR - résidentiel	0,00	0,00	0,00
Supplément MFR - CII	0,00	0,00	0,00
Appareils efficaces - Affaires	4,47	3,88	7,46
Thermostat intelligent - petits clients CII	3,17	2,53	5,57
Infrarouge	5,85	4,95	10,27
Hotte à débit variable	3,57	3,30	5,19
Aérotherme à condensation	1,65	1,40	2,89
Construction et rénovation efficaces	1,99	1,86	3,45
Rénovation	1,44	1,11	2,49
Nouvelle construction	2,17	2,10	3,76
Diagnostics et mise en œuvre efficaces	3,03	2,77	5,44
Études et implantation	3,00	2,73	5,47
Remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments	5,62	5,55	7,02
Système de gestion de l'énergie (projet pilote)	1,63	1,61	2,10
Entretien des purgeurs de vapeur (projet pilote)	1,92	1,63	3,71
Optimisation des chaufferies (projet pilote)	2,55	2,16	4,62
Énergie renouvelable	2,60	2,20	4,53
Préchauffage solaire - air pour chauffage de l'espace	2,68	2,27	4,66
Préchauffage solaire - procédés et eau	1,57	1,33	2,78
Innovation efficace	0,02	0,02	0,05
Sensibilisation	0,00	0,00	0,00
Total PGEÉ	2,94	2,68	5,25

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4328-2025, [C-RTIEÉ-0008 - Preuve Mémoire](#), Page 6, Paragraphe 6 :

Le RTIEÉ note de ce qui précède que la situation des économies de volumes au volet thermostat intelligent CII est la même que dans le volet thermostat intelligent résidentiel. Ainsi, on note que pour le volet thermostat intelligent CII, les économies brutes nettes totales n'ont eu qu'un pourcentage de réalisation que de 54%, car les économies unitaires ont été ajustées pour tenir compte de la biénergie (voir réponses d'Énergir à notre question 1.3.2). Le RTIEÉ constate donc que les faibles résultats 2024-2025 de ce volet thermostat intelligent CII sont loin du taux de 92% de réalisation du Programme complet Appareil Efficaces – Affaires.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

2.10.1 À la référence i), Énergir présente les résultats des tests de rentabilité économique du PGEÉ. Le RTIEÉ remarque que le programme **Thermostat intelligent – Volet CII**, lequel affiche un test de rentabilité économique supérieur à celui du volet résidentiel. Par ailleurs, dans sa preuve au dossier R-4328-2025 à la référence ii), le RTIEÉ constatait que le volet Thermostat intelligent CII n'avait atteint qu'un taux de réalisation de **54 %** des économies brutes nettes prévues, notamment en raison de l'ajustement des économies unitaires pour tenir compte de la biénergie. Le RTIEÉ notait également que cette performance demeurerait nettement inférieure au taux de réalisation de **92 %** observé pour le programme Appareils efficaces – Affaires. Veuillez préciser si les facteurs ayant contribué au faible taux de réalisation observé en 2024-2025 ont été corrigés dans la conception du PGEÉ 2026-2027. Dans l'affirmative, veuillez décrire chacune des mesures mises en œuvre et quantifier leur effet attendu sur la participation et les économies d'énergie.

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

2.10.2 Dans la négative, Veuillez expliquer comment ont été établies les prévisions pour le volet Thermostat intelligent CII et résidentiel pour 2026-2027.

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

2.10.3 Veuillez indiquer si Énergir utilise maintenant des outils d'Intelligence Artificielle (IA) afin d'optimiser ces divers volets du PGEÉ. Si, oui, Veuillez préciser les divers volets de la référence (i) qui sont affectés par l'utilisation de ces outils et leurs impacts sur la rentabilité économique de chacun des programmes.

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-11

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0048 - Énergir-J, Document 3 - Montants engagés en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie](#), Page 2, lignes 11 à 20 :

*Dans l'élaboration de ses récentes prévisions du PGEÉ, Énergir, s.e.c. (Énergir) a fait l'hypothèse que cette offre de HQD visant les thermostats intelligents pourrait être offerte aux clients en mode biénergie, rendant ainsi caduque la participation de ces mêmes clients aux volets Thermostats intelligents (résidentiel et affaires) d'Énergir. **Ainsi, pour l'année 2026-2027, Énergir a établi à zéro sa prévision du nombre de participants en mode biénergie pour les volets thermostats intelligents (résidentiel et affaires).** De plus, effectif au 31 mars 2025, la Régie a pris acte de la fin du volet Chaudière à condensation, qui acceptait également des clients en mode biénergie. Pour l'année 2026-2027, eu égard à tout ce qui précède, **Énergir ne prévoit aucune aide financière en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie dans ses prévisions du PGEÉ.***

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0048 - Énergir-J, Document 3 - Montants engagés en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie](#), Page 3, lignes 14 à 17 :

Les sommes allouées par le MELCFPP à Énergir sont de 163,4 M\$ pour les trois prochaines années, incluant les frais de gestion d'Énergir. Il est à noter qu'aucun impact tarifaire n'est envisagé pour ce nouveau programme, lequel est entièrement financé par le MELCCFP.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.11.1** À la lumière des références i), Énergir indique ne prévoir aucune aide financière en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie dans ses prévisions du PGEÉ 2026-2027. Veuillez confirmer si cette prévision nulle s'applique à tous les secteurs de clientèle?

Réponse :

Oui, comme mentionné à la référence i).

- 2.11.2** Veuillez indiquer le nombre de clients biénergie prévus en 2026-2027, même si aucune aide financière PGEÉ n'est prévue. Ceci modifie-t-elle votre réponse à la question 2.9.1?

Réponse :

Énergir soumet que la réponse à cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier. Comme souligné par la Régie dans sa décision D-2026-057, son rôle est limité, considérant qu'il s'agit d'un programme entièrement financé par le MELCCFP, et qu'aucun impact tarifaire n'est envisagé au présent dossier.

- 2.11.3** À la lumière de la référence ii), Veuillez ventiler le montant de 163,4 M\$ entre aides financières aux clients, frais de gestion d'Énergir, administration, commercialisation et autres dépenses. Veuillez indiquer si quelle montant sera allouées à des outils d'Intelligence Artificielle et quel montant dans quel volet.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.11.2.

- 2.11.4** À la lumière de la référence ii), Veuillez préciser le nombre de conversions biénergie résidentielles, commerciales et institutionnelles visées par ce programme sur trois ans. Veuillez préciser si ceci inclura des montants pour le volet thermostats intelligents?

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.11.2.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-12**Références :**

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0043 - Énergir-I, Document 1 - Subventions du programme d'encouragement à la décarbonation \(PED\) et surcoût du GSR](#), Page 3, lignes 9 à 12, Pages 3 et 4, Tableau 1 :

Depuis l'entrée en vigueur du PED, le montant total de subventions pour le GSR est de 1 161 387 \$ et celui du surcoût du GSR assumé par le client ayant un engagement de 5 ans est de 22 013 823 \$. Le montant du surcoût du GSR correspond aux coûts de socialisation évités. Le tableau 1 ci-dessous présente les détails de ces montants.

Tableau 1
Subventions PED GSR et surcoût du GSR

	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
	Contrat PED 2023-2024	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	
	Contrat PED 2024-2025		An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
	Contrat PED 2025-2026			An 1	An 2	An 3	An 4
a	Volumes du PED GSR versé 2024 (Mm ³)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-
b	Volumes du PED GSR versé 2025 (Mm ³)		3,8	3,8	3,8	3,8	-
c	Volumes du PED GSR versé 2026 (Mm ³)			0,4	0,4	0,4	0,4
d = a + b + c	Total volumes PED GSR versé (Mm ³)	2,0	5,9	6,2	6,2	6,2	0,4
e = $\sum d$	Grand total (Mm ³)	31,1					
f	PED GSR versé – 2024 (M\$)	0,07					
g	PED GSR versé – 2025 (M\$)		1,07				

	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
	Contrat PED 2023-2024	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	
	Contrat PED 2024-2025		An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
	Contrat PED 2025-2026			An 1	An 2	An 3	An 4
h	PED GSR versé - au 1 ^{er} avril 2026 (M\$)			0,02			
i = f + g + h	Total PED GSR versé (M\$)	1,16					
j = (i / e) * 100	PED GSR versé (¢/m ³)	3,73					
k *	Surcoût du GSR (¢/m ³)	70,75					
l = (k * e) / 100	Coûts de socialisation évités (M\$)	22,01					
m = l - i	Socialisation évitée – PED GSR (M\$)	20,85					
k *	Surcoût du GSR = Prix du GSR - Prix du GNT – SPEDE Surcoût du GSR au 1 ^{er} avril 2026 = 94,88 - 15,31 - 8,82						

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

2.12.1 Veuillez confirmer que chaque dollar versé dans le cadre du PED permet d'éviter environ 19 \$ de coûts de socialisation à partir des données de la référence i).

Réponse :

Si les 19 \$ proviennent du ratio du coût de socialisation évité (22,01 M\$) et du coût de GSR versé (1,16 M\$), alors Énergir confirme.

2.12.2 Veuillez préciser le taux de renouvellement anticipé des engagements de cinq ans à leur échéance.

Réponse :

Énergir ne détient pas suffisamment d'historiques pour faire une prévision éclairée du taux de renouvellement des engagements de consommation de GSR.

De plus, plusieurs facteurs susceptibles d'influencer la décision de renouvellement des clients demeurent incertains à ce stade, notamment l'évolution du cadre réglementaire,

les mesures gouvernementales de soutien à la décarbonation, les conditions de marché ainsi que l'évolution du prix du GSR.

Dans ce contexte, Énergir n'est pas en mesure d'anticiper avec un niveau de confiance suffisant le taux de renouvellement des engagements de cinq ans.

- 2.12.3** Veuillez indiquer si Énergir a fait une mise à jour de l'évaluation des différents niveaux de subvention permettant d'optimiser la réduction des coûts de socialisation. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette analyse.

Réponse :

Le PED est un programme pour encourager la décarbonation, soit par l'entremise de conversion à la biénergie ou par la consommation de GSR.

La réduction de la socialisation n'a jamais été un paramètre considéré dans la conception du programme.

- 2.12.4** Veuillez indiquer si les prévisions du PED tiennent compte du report des seuils réglementaires de distribution du GSR jusqu'en 2032. Dans l'affirmative, veuillez préciser les ajustements apportés aux hypothèses de participation.

Réponse :

Le PED ne couvre que les GES évités résultant des engagements volontaires au-delà des seuils visés par l'obligation.

- 2.12.5** Veuillez préciser si Énergir a évalué la possibilité d'utiliser une partie des économies de socialisation générées par le PED afin de financer une bonification future du programme. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette analyse économique.

Réponse :

Comme le PED n'a pas été conçu pour réduire les frais de socialisation, mais plutôt pour encourager la décarbonation de la clientèle, Énergir n'a pas évalué cette possibilité.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-13

Références :

- i) **RTIEÉ**, Dossier R-4328-2025, [C-RTIEÉ-0008 - Preuve Mémoire](#), Page Vi ,
Recommandation 2.1 :

*Nous invitons la Régie de l'énergie, au présent stade de l'examen du rapport annuel 2024-2025 d'Énergir, à prendre acte de la sous-performance décevante de la conversion de ses clients gaziers à la biénergie (**moins de 34 % du volume prévu dans la cause tarifaire**), cette sous-performance affectant tant la clientèle résidentielle que la clientèle commerciale institutionnelle (CI).*

*Nous recommandons à la Régie de l'énergie de continuer de requérir également la poursuite du suivi annuel à ce sujet de la part d'Énergir, en lui requérant de reproduire dans le cadre ses rapports annuels futurs les tableaux 1, 2, 3 et 4 déposés au présent dossier en sa Pièce B-0095, Énergir-14, Doc. 5, Rapport de suivi sur la biénergie, Page 3-5, Tableaux 1 à 4, et les explications des écarts par rapport aux prévisions de la cause tarifaire. **Pour les fins quantitatives du rapport annuel 2024-2025 d'Énergir, la sous-performance d'Énergir en conversion de ses clients à la biénergie a amené des revenus de ses ventes de gaz supérieurs à ceux prévus, compensés par une baisse de la Contribution GES reçue d'Hydro-Québec et une hausse, au moins, des coûts d'approvisionnement gazier d'Énergir et peut-être de ses coûts de distribution dont le service à la clientèle.** Le Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ) ne recommande pas à la Régie de l'énergie de s'écarter du mécanisme de traitement global des écarts de rendement (MTÉR) quant à ces éléments constitutifs de ces écarts.*

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0073 - Énergir-N, Document 10 - Contribution GES - Biénergie](#), Page 1 :

Contribution GES - Biénergie ⁽¹⁾ (000 \$)									
	1 ^{er} octobre 2026 au 31 décembre 2026			1 ^{er} janvier 2027 au 30 septembre 2027			1 ^{er} octobre 2026 au 30 septembre 2027		
	Volume	Contribution	Taux	Volume	Contribution	Taux	Volume	Contribution	Taux
	(10 ⁹ m ³) (1)	(000\$) (2)	(\$/m ³) (3)	(10 ⁹ m ³) (4)	(000\$) (5)	(\$/m ³) (6)	(10 ⁹ m ³) (7)	(000\$) (8)	(\$/m ³) (9)
DISTRIBUTION									
1 Palier 1	4 795	1 214 \$	25,311	10 997	2 839 \$	25,817	15 791	4 052 \$	25,663
2 Palier 2	924	160 \$	17,288	2 111	372 \$	17,633	3 035	532 \$	17,528
3 Palier 3	403	60 \$	14,941	1 024	156 \$	15,240	1 426	216 \$	15,155
	6 121	1 433 \$	23,418	14 131	3 367 \$	23,828	20 252	4 801 \$	23,704
ÉQUILIBRAGE									
4 Palier 1	4 795	290 \$	6,042	10 997	678 \$	6,163	15 791	967 \$	6,126
5 Palier 2	924	56 \$	6,042	2 111	130 \$	6,163	3 035	186 \$	6,126
6 Palier 3	403	24 \$	6,042	1 024	63 \$	6,163	1 426	87 \$	6,129
	6 121	370 \$	6,042	14 131	871 \$	6,163	20 252	1 241 \$	6,126
TOTAL									
7 Palier 1	4 795	1 503 \$	31,353	10 997	3 517 \$	31,980	15 791	5 020 \$	31,789
8 Palier 2	924	215 \$	23,330	2 111	502 \$	23,796	3 035	718 \$	23,654
9 Palier 3	403	84 \$	20,983	1 024	219 \$	21,403	1 426	304 \$	21,284
	6 121	1 803 \$	29,460	14 131	4 238 \$	29,991	20 252	6 041 \$	29,830

⁽¹⁾ Basé sur la méthodologie énoncée à la page 43, section 8.2 de la pièce B-0034, HQD-Énergir-1, Document 1 du dossier R-4169-2021.

Demande(s) :

2.13.1 Dans son mémoire sur le rapport annuel 2024-2025 à la référence i), le RTIEÉ soulignait que la conversion à la biénergie demeurerait largement inférieure aux prévisions retenues lors du dossier tarifaire et recommandait le maintien d'un suivi annuel détaillé afin de mieux comprendre les écarts observés. Le RTIEÉ notait également que cette sous-performance avait une incidence sur les volumes convertis, les réductions de GES et la Contribution GES versée par Hydro-Québec. Veuillez indiquer si le programme. Veuillez présenter, pour chacune des années visées par le présent dossier tarifaire :

- a) le nombre de conversions prévues par catégorie de clientèle;
- b) les volumes de gaz naturel convertis;
- c) les réductions de GES associées;
- d) la Contribution GES anticipée d'Hydro-Québec

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer au tableau présenté à la réponse à la question 9.3 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 9, pour le nombre de conversions prévues par catégorie de clientèle.

Les volumes de gaz naturel convertis sont présentés au tableau 19, à la page 32 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2 (Plan d'approvisionnement), sous la rubrique « Transfert vers l'électricité attribuable à la biénergie ». Cette rubrique présente les volumes convertis pour l'ensemble des clients participant aux programmes de biénergie.

En ce qui concerne les réductions de GES associées, celles-ci peuvent être estimées à partir des volumes convertis en utilisant le facteur de conversion tonne équivalente CO₂ par mètre cube de gaz naturel approprié. Sur ce point, Énergir rappelle que cette question n'est pas pertinente pour permettre à la Régie de rendre une décision dans le cadre du présent dossier.

Quant à la Contribution GES anticipée d'Hydro-Québec, Énergir prévoit un montant de 6,0 M\$, tel que présenté à la colonne 8 de la référence (ii).

2.13.2 Veuillez comparer les hypothèses retenues dans le présent dossier avec les résultats réels observés en 2024-2025 et expliquer les ajustements apportés aux prévisions pour 2026 et 2027.

Réponse :

Selon l'écart entre les prévisions et les résultats réels observés en 2024-2025, il est possible de constater que le modèle de prévision de la biénergie prévoit adéquatement le nombre de conversions. Pour 2026 et 2027, les hypothèses liées au nombre de conversions ont été révisées en considérant les résultats réels observés.

C'est au niveau de la prévision des volumes transférés que des écarts surgissent. À cet effet, les principales améliorations apportées au modèle sont présentées à la section 4.2, page 24 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2. Elles ont notamment contribué à l'ajustement des prévisions pour les années 2026, 2027 et suivantes. Ces ajustements visent à mieux refléter les comportements observés et les caractéristiques (profil de conversion) réelles de la clientèle.

2.13.3 Veuillez préciser les principales causes amenant à la sous-performance observée en 2024-2025 et quelles mesures ont été appliquées pour établir ces prévisions de conversions à la biénergie, en distinguant notamment :

- a) les facteurs relevant d'Énergir;
- b) les facteurs relevant d'Hydro-Québec;
- c) les facteurs relevant de la clientèle;
- d) les autres facteurs externes.

Veuillez quantifier, dans la mesure du possible, l'importance relative de chacun de ces facteurs.

Réponse :

Le nombre de conversions observé est relativement proche des prévisions. L'écart constaté provient principalement des volumes associés à ces conversions.

Afin de mieux refléter les résultats observés et de réduire ces écarts, Énergir a ajusté son modèle de prévision, comme indiqué dans sa réponse à la question 2.13.2.

2.13.4 Veuillez indiquer si Énergir a réévalué les budgets de commercialisation, de démarchage ou d'accompagnement des clients afin d'améliorer le taux de conversion à la biénergie. Le cas échéant, veuillez présenter, par année :

- a) les budgets consacrés à ces activités;
- b) le nombre d'employés ou d'équivalents temps complet affectés au programme;
- c) les indicateurs utilisés pour mesurer l'efficacité de ces dépenses.

Réponse :

La conversion à la biénergie s'inscrit dans l'offre globale de décarbonation d'Énergir et mobilise l'ensemble des activités de commercialisation, d'accompagnement de la clientèle et des partenaires de marché. Il n'est donc pas possible d'isoler ou de ventiler des budgets ou des effectifs dédiés exclusivement à la biénergie.

Énergir réévalue annuellement ses activités et ses budgets de commercialisation afin de les adapter à l'évolution des besoins de la clientèle et du marché.

Énergir assure également un suivi de la performance de ses activités de commercialisation et d'accompagnement et ajuste ses approches, au besoin, à partir des résultats observés, de la rétroaction de la clientèle et de différents sondages.

C. LES INVESTISSEMENTS 2026-2027 ET LA PLANIFICATION ANNUELLE 2026-2027 DU PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF : PIÈCE B-0018, ÉNERGIR-P. DOCUMENT 1.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-14

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0018 - Énergir-P. Document 1 - Programme d'entretien préventif – Planification annuelle 2026 2027](#), Page 1 :

RÉALISATION DU PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF RÉGIE 2026-2027 (FRANCHISE)
PLANIFICATION ANNUELLE (OCTOBRE 2026 À SEPTEMBRE 2027)

PROGRAMMES	TÂCHES		OCTOBRE	NOVEMBRE	DÉCEMBRE	JANVIER	FÉVRIER	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEPTEMBRE	CUMULATIF
R18-002 R18-003	Protection cathodique	PLANIFIÉ	1 411	412	0	0	0	218	3 514	2 232	384	568	1 512	0	10 251
R19-012	Détection fuites conduite (motorisée et pédestre)	PLANIFIÉ	1 390	1 140	0	0	0	0	309	406	900	953	35	0	5 133
R22-001	Test mensuel d'odorant	PLANIFIÉ	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491	491	5 892
R09-001 R09-002 R11-001	Régulation prédétente et détente	PLANIFIÉ	196	196	202	184	98	41	57	13	11	1	1	3	1 003
	TOTAL	PLANIFIÉ	3 488	2 239	693	675	589	750	4 371	3 142	1 786	2 013	2 039	494	22 279

Au total : 22 279 activités planifiées

Demande(s) :

- 2.14.1** Veuillez indiquer si le programme d'entretien préventif tient compte de l'augmentation prévue des événements climatiques extrêmes qui pourraient affecter les équipements.

Réponse :

Énergir est actuellement à revoir son plan d'entretien préventif pour s'assurer que tous les risques sont bien couverts.

- 2.14.2** Veuillez préciser si le programme d'entretien préventif tient compte:

- a) des actifs considérés les plus vulnérables;
- b) de critères de priorisation; Si, oui, Veuillez décrire;
- c) des investissements additionnels prévus.

Réponse :

- a) Oui, certains actifs sont considérés comme étant plus vulnérables par leur nature et leur historique de défaillances et font l'objet d'une fréquence accrue d'entretien préventif;
- b) L'objectif est de réaliser l'intégralité du programme annuel d'entretien préventif. Les actifs jugés les plus vulnérables y sont intégrés et font l'objet d'une fréquence

d'entretien accrue. Ces interventions sont réalisées progressivement au cours de l'année;

- c) Lorsqu'un risque est jugé inacceptable, Énergir met sur pied un groupe de travail chargé de définir les mesures les plus appropriées pour le maîtriser. Plusieurs scénarios sont alors évalués afin de retenir la solution la plus adéquate et, le cas échéant, de l'intégrer aux investissements à venir.

2.14.3 Veuillez préciser si le programme d'entretien préventif contribue notamment à la détection des fuites. Si oui, Veuillez quantifier, pour chacune des cinq dernières années :

- a) le nombre de fuites détectées;
- b) le volume estimé de méthane évité;
- c) les émissions de GES évitées.

Réponse :

Énergir confirme que le programme d'entretien préventif contribue notamment à la détection des fuites.

Énergir soumet que les demandes aux sous-questions a), b) et c), notamment de fournir des données pour les cinq dernières années, dépassent le cadre de la pièce B-0018, Énergir-P, Document 6. Énergir rappelle que les activités planifiées au programme d'entretien préventif déposé dans le cadre des causes tarifaires sont une projection et sont ensuite comparées aux activités réalisées au cours de la même année dans le cadre du rapport annuel. L'entretien préventif fait partie des indices de qualité de service approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-141 et les résultats sont inclus dans le calcul du pourcentage global de réalisation des indices donnant droit à Énergir à sa quote-part du trop-perçu. Cela étant dit, Énergir peut fournir les réponses suivantes :

- a) Nombre de fuites détectées selon le programme d'entretien R19-012.

Tableau Q-2.14.3

2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
124	139	134	144	133

- b et c) Il est très difficile, voire impossible, d'estimer le volume de méthane évité ainsi que les émissions de GES évitées liées à l'existence du programme d'entretien préventif.

2.14.4 Veuillez indiquer si le programme d'entretien préventif tient compte de la possibilité d'une injection accrue d'hydrogène.

Réponse :

En ce moment, Énergir travaille à déterminer la possibilité d'injecter de l'hydrogène dans le réseau. Des projets pilotes sont en cours et une étude déterminera les pourcentages d'hydrogène sécuritaires admissibles par région. Jusqu'à maintenant, Énergir n'a pas encore évalué l'impact de l'hydrogène sur les plans d'entretien, et devra valider ce point avant d'en autoriser l'injection. Un suivi relatif aux efforts d'ingénierie en lien avec l'hydrogène est déposé dans le cadre du rapport annuel. Pour celui déposé dans le cadre du dossier R-4328-2025, veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0114, Énergir-27, Document 1.

2.14.5 Veuillez indiquer si le programme d'entretien préventif utilise des données générées par :

- a) de l'intelligence artificielle;
- b) de l'apprentissage automatique;
- c) des capteurs intelligents;
- d) des outils de surveillance en temps réel.

afin d'optimiser son entretien préventif. Si oui, Veuillez décrire les résultats obtenus et leur impact sur les budgets.

Réponse :

- a) Le programme d'entretien préventif n'utilise pas de données générées par l'intelligence artificielle;
- b) Le programme d'entretien préventif n'utilise pas de données générées par l'apprentissage automatique;
- c) Des capteurs intelligents sont installés sur le réseau afin de permettre une surveillance en continu par le centre de contrôle du réseau (CCR) et permettent de transmettre des alertes aux opérateurs en cas d'anomalie détectée. L'objectif principal de ces capteurs n'est pas d'optimiser l'entretien préventif;
- d) Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la sous-question c) ci-dessus.

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-15

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0058 - Énergir-L, Document 5 - Planification stratégique des investissements en adaptation de réseau pour l'injection de GSR](#), Page 3, Lignes 10 à 26 :

L'analyse de la capacité des postes d'injection actuellement en opération indique qu'aucun enjeu de capacité hydraulique n'est anticipé pour les projets de GSR en exploitation, et ce, pour l'horizon couvert par le plan pluriannuel des investissements. Cette conclusion demeure toutefois conditionnelle à l'évolution de la consommation sur les réseaux concernés, notamment dans l'éventualité où de grands clients réduiraient leur demande ou cesseraient de consommer du gaz. À cet égard, une vigie annuelle est mise en place afin d'évaluer l'impact des variations de volumes sur la capacité des projets à injecter dans le réseau. **Pour les projets ayant fait l'objet de demandes de raccordement, une seule adaptation du réseau avait été identifiée à ce stade et présentée dans le dossier précédent, soit la mise en place d'un poste à rebours en Montérégie. Cette adaptation visait à permettre l'injection des volumes des projets de GSR potentiels dans un contexte de contraintes de pression locales. À la suite de cette identification, une analyse a été réalisée par l'équipe d'ingénierie afin d'examiner des solutions alternatives à moindre coût, tout en assurant l'injection des volumes susceptibles d'y être produits. Ces solutions étant actuellement à l'étude, aucune décision finale ni aucun engagement financier additionnel n'a été intégré à la présente planification.**

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0115 - Énergir-G, Document 4 - Impact du Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le GSR sur la CT 2026-2027](#).

Demande(s) :

- 2.15.1** Veuillez préciser les hypothèses retenues quant à l'évolution de la consommation des grands clients ayant servi à conclure qu'aucun enjeu de capacité hydraulique n'est anticipé.

Réponse :

Pour éviter qu'une adaptation de réseau ne soit requise, l'injection de GSR dépend de la consommation de gaz sur les portions de réseau à proximité. Dans la majorité des cas, la marge entre la consommation locale et les volumes injectés est suffisamment grande pour conclure qu'aucun enjeu de capacité hydraulique n'est anticipé. Toutefois, comme spécifié dans la preuve, des baisses importantes de consommation – principalement en été –

pourraient occasionner des besoins d'adaptation futurs qui ne sont actuellement pas considérés sur l'horizon du plan.

- 2.15.2** Veuillez identifier les réseaux ou secteurs où une diminution importante de la consommation pourrait compromettre la capacité d'injection des projets de GSR déjà en exploitation ou en développement.

Réponse :

La « cartographie des facteurs favorables au développement »⁸ présentée dans la pièce en référence (i) présente notamment les différents projets de GSR en plus de la capacité d'injection pour chacune des zones, et ce, sur l'ensemble du réseau d'Énergir.

- 2.15.3** Veuillez décrire les solutions alternatives actuellement étudiées en remplacement du poste à rebours en Montérégie. Pour chacune des solutions, veuillez fournir :

- a) le coût estimatif;
- b) la capacité additionnelle d'injection;
- c) l'échéancier de réalisation;
- d) les principaux avantages et inconvénients

Réponse :

Ces solutions pourraient être simples et peu coûteuses, telles que l'ouverture de la vanne qui sépare le réseau Chambly-Farnham du Grand Montréal à des projets plus importants, comme l'installation éventuelle d'une station de recompression sur le réseau d'alimentation. Ce type d'installation demeure plus abordable qu'un poste de rebours, mais offre aussi moins de flexibilité advenant des variations importantes dans les volumes injectés. Le cas échéant, la ou les solutions retenues dépendront de plusieurs facteurs, notamment des volumes devant réellement être injectés dans la région.

Comme mentionné dans la preuve en référence (i), aucune décision finale ni aucun engagement financier additionnel n'a été intégré à la présente planification.

- 2.15.4** Veuillez préciser si le report des seuils réglementaires de distribution de GSR jusqu'en 2032 de la référence ii) a entraîné une révision :

- a) de la planification des investissements;
- b) du calendrier des adaptations du réseau;
- c) des besoins de capacité d'injection.

Dans l'affirmative, veuillez quantifier ces modifications.

⁸ <https://energir.com/fr/a-propos/nos-energies/gaz-naturel/gaz-naturel-renouvelable/carte>.

Réponse :

À ce stade, le report mentionné à la référence ii) demeure une proposition de modification du *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*. Aucune modification n'a été apportée aux items identifiés par l'intervenante.

D. LA TARIFICATION

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-16

Référence(s) :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4334-2026, [B-0085 - Énergir-Q, Document 12](#), Tarification et fonctionnalisation des coûts relatifs au Projet d'investissement du site d'injection situé à Sainte-Sophie (WM)

Demande(s) :

Note : Énergir constate qu'il semble y avoir une erreur dans la numérotation des demandes de renseignement du RTIEÉ et cette série de questions devrait être numérotée 2.16.1 à 2.16.13 plutôt que 2.15.1 à 2.15.13. Énergir a donc appliqué la numérotation corrigée.

- 2.16.1** Veuillez rappeler comment Énergir s'assure que les coûts causés par un producteur ne sont pas transférés indûment à la clientèle de distribution.

Réponse :

Énergir applique la section 14.5 « Service de réception » des *Conditions de service et Tarif* en vigueur.

- 2.16.2** Veuillez expliquer la base technique et contractuelle de la limite de 4 % de la capacité contractuelle détenue.

Réponse :

La limite de 4 % représente celle que TCPL a consentie à Énergir pour les injections de projets de GSR. Énergir a négocié toute la marge possible dans le but de limiter les coûts.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 11.3 de la demande de renseignements n°2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 9.

- 2.16.3** Veuillez produire une analyse de sensibilité indiquant les conséquences tarifaires et opérationnelles si les injections dépassaient 2 %, 4 % et 6 % de la capacité contractuelle détenue.

Réponse :

Comme expliqué à la pièce B-0116, Énergir-Q Document 12, dans le cas où la limite d'injection était dépassée, Énergir devrait soit négocier avec TCPL, soit prendre des

contrats de transport. À ce stade-ci, la situation de dépassement n'a pas été considérée et n'a donc pas fait l'objet de discussion entre Énergir et TQM. Énergir est d'avis qu'un dépassement de la limite d'injection ne surviendra pas pour les dix prochaines années. À titre illustratif, dans le cas de WM, les injections représentent moins de 1 % de la capacité contractuelle détenue.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 11.4 de la demande de renseignements n°2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 9.

- 2.16.4** Veuillez détailler les coûts de branchement évalués à 3 M\$ pour le projet WM, en distinguant les coûts d'ingénierie, construction, équipements, raccordement, contingence et frais indirects.

Réponse :

Énergir n'a pas ce niveau de détail des coûts de branchement facturés par TQM. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 11.5 de la demande de renseignements n°2 de l'AHQ-ARQ à la pièce Énergir-T, Document 9.

- 2.16.5** Veuillez expliquer pourquoi ces coûts sont capitalisables dans les actifs d'Énergir tout en étant récupérés auprès du producteur via le tarif de réception.

Réponse :

Selon les normes comptables, le coût de construction/acquisition d'un actif devrait inclure tous les coûts directs nécessaires pour mener l'actif à l'endroit prévu et à le mettre dans l'état nécessaire pour permettre une exploitation de la manière prévue. Dans le cas de la conduite capitalisée, elle ne pourrait être exploitée sans son branchement complet et adéquat au réseau de TQM. Les coûts de branchement devraient donc être inclus au coût de l'actif, car ils sont nécessaires pour mener la conduite dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation comme prévu. Énergir ne pourrait exploiter la conduite et fournir le service prévu dans son contrat conclu avec WM sans ce branchement. Ainsi, il est adéquat pour Énergir d'inclure les coûts de branchement dans le coût de l'actif qui est la conduite.

Cela explique l'utilisation des coûts de catégorie A de la structure du tarif de réception. Comme pour tous les projets d'injection de GSR, les coûts sont assumés par le producteur par le tarif de réception, conformément à la décision D-2024-113, et les actifs de réception sont capitalisés dans les actifs d'Énergir.

- 2.16.6** Veuillez indiquer la portion qui serait socialisable, le cas échéant, et la méthode utilisée pour la distinguer.

Réponse :

Les coûts de branchement au réseau de TQM ne sont pas socialisables.

Pour la manière de la distinguer, veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 11.5.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 9.

- 2.16.7** Veuillez expliquer pourquoi la tarification par zone ou la composante D, conçue dans un contexte de gaz naturel de schiste, ne serait plus adaptée à la production actuelle de GSR.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la décision D-2025-055.

- 2.16.8** Veuillez indiquer si l'abandon ou la réduction de la composante D pourrait créer un signal tarifaire insuffisant pour les futurs producteurs raccordés à TQM.

Réponse :

La suppression de la composante D ne signifie pas que les coûts sont échoués. Le producteur assumera les coûts, peu importe la méthode de récupération appliquée par Énergir. Cette dernière propose de supprimer la composante D, mais les coûts de branchement demeurent imputables au producteur via la composante A.

- 2.16.9** Veuillez fournir un exemple chiffré comparant la facture annuelle du producteur WM selon l'ancienne approche de composante D et selon l'approche proposée.

Réponse :

Énergir ne peut fournir d'exemple chiffré, car l'ancienne approche de la composante D n'est pas applicable à la réalité actuelle. Veuillez s.v.p. vous référer à la décision D-2025-055, qui exige une proposition en accord avec les principes y étant évoqués, et au dossier R-4287-2024, phase 1, qui résume les complexités liées à l'ancienne approche.

Veuillez aussi vous référer à la réponse à la question 11.6 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 9.

- 2.16.10** Veuillez expliquer comment la tarification de réception proposée favorise ou limite le développement de projets québécois de GSR.

Réponse :

La tarification proposée pour un projet d'injection de GSR dont la configuration nécessite un branchement au réseau TQM permet de récupérer des coûts selon les principes évoqués par la Régie à la décision D-2025-055. Énergir est favorable au développement de projets québécois de GSR, mais se doit de respecter les décisions de la Régie.

- 2.16.11** Y a-t-il lieu ici de tenir compte du [Décret 1240-2025, le 8 octobre 2025](#) 157 (2025) GOII 5909 du gouvernement du Québec (*incluant, « pour maximiser les bénéfices économiques sociaux et environnementaux de l'énergie pour les québécois, tiennent compte des bénéfices liés à la production locale de gaz de source renouvelable, notamment en matière de sécurité énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies importées, du développement économique régional et de l'amélioration de la qualité de l'environnement »*) ? Et en est-il tenu compte ici ? Si oui, de quelle manière ? Sinon, pourquoi ?

Réponse :

Sans se prononcer sur l'application du Décret, Énergir confirme que le projet permettra de favoriser la production québécoise de GSR et de créer des retombées économiques, sociales et environnementales de l'énergie, comme décrit à la section 1.5 de la pièce B-0004, Énergir-1, Document 1 du dossier R-4244-2023.

- 2.16.12** Veuillez indiquer si Énergir a évalué l'effet de la facture de réception sur la viabilité économique des projets de production de GSR.

Réponse :

Dans sa proposition, Énergir a respecté les principes évoqués dans la décision D-2025-055.

- 2.16.13** Veuillez déposer toute analyse comparant le coût de raccordement et d'injection au Québec avec les pratiques d'autres juridictions, notamment Ontario, Colombie-Britannique ou États-Unis.

Réponse :

Énergir ne détient pas de telles analyses.