

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)

R-4334-2026

**Énergir - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de
modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c. à compter
du 1er octobre 2026**

MÉMOIRE
DU REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)



Préparé sous la supervision de :
M. Martin Vaillancourt, directeur général du RNCREQ

Avec la participation de :
M. Ricardo Moreira dos Santos, analyste externe

Procureur : M^e Jocelyn Ouellette

31 juillet 2026

TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction.....	3
2.	Survol de la demande d'Énergir	4
3.	Discussion de la demande d'Énergir	11
4.	Recommandations	20

1. Introduction

Le ou vers le 31 mars 2026, Énergir, s.e.c., (Énergir ou Distributeur) a déposé à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation du plan d'approvisionnement, incluant des modifications aux Conditions de service et Tarif (CST) à compter du 1er octobre 2026 ainsi qu'une première série de documents pour soutenir sa demande.

Ces pièces portent notamment sur les approvisionnements gaziers 2027-2030, le Programme global en efficacité énergétique (PGEÉ), la tarification et fonctionnalisation des coûts relatifs au projet d'investissement du site d'injection de gaz de source renouvelable (GSR) situé à Saint-Flavien, ainsi que le tarif de réception temporaire pour la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMER).

Le 21 avril 2026, la Régie rend sa décision procédurale D-2026-043 où elle reconnaît le statut d'intervenant au RNCREQ et fixe un premier calendrier de traitement de la demande. Dans sa décision la Régie prend acte de la demande d'urgence d'Énergir de rendre une décision avant le 16 juin 2026 sur les sujets suivants :

- Autoriser les dépenses requises pour le jalon 1 par Énergir pour permettre à Intragaz de procéder aux études préliminaires visant à déterminer le potentiel du site d'entreposage de Saint-Flavien;
- Prendre acte du traitement réglementaire proposé par Énergir pour suivre l'évolution des travaux entourant la réalisation des études préliminaires;
- Autoriser la création d'un compte d'écarts et de report (CER).

Le 11 juin 2026, la Régie rend sa décision procédurale D-2026-057, où elle révisé le calendrier procédural original et retient l'ensemble de la deuxième liste de sujets d'intervention du RNCREQ (et des autres intervenants).

Finalement, le 16 juin 2026, la Régie rend sa décision D-2026-058 où elle :

- Accueille la demande d'Énergir à l'égard des sujets prioritaires;
- Autorise les dépenses requises pour le jalon 1 par Énergir pour permettre à Intragaz de procéder aux études préliminaires visant à déterminer le potentiel du site d'entreposage de Saint-Flavien;

- Autorise la création d'un CER hors base portant intérêt au coût moyen pondéré du capital (CMPC) en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au jalon 1 jusqu'à leur récupération dans un prochain dossier tarifaire.
- Approuve la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER et la modification de l'article 14.5.6 des CST;

Selon le nouveau calendrier, la Régie fixe au 31 juillet 2026 la date pour le dépôt des mémoires des intervenants. L'audience sur la deuxième liste de sujets aura lieu du 1^{er} au 18 septembre 2026.

En vue de l'audience prévue, le RNCREQ dépose le présent mémoire couvrant les sujets suivants :

Sujet #5 – Suivi de la décision D-2026-011 : Description du minimum opérationnel

Sujet #6 – Subventions pour le GSR et surcoût du GSR

Sujet #7 - Principes et méthodes d'évaluation : suivis dans l'établissement du coût de service

Sujet #8 – Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires 2026-2027

2. Survol de la demande d'Énergir

2.1. Suivi de la décision D-2026-011 : Description du minimum opérationnel

Dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4287-2024, la Régie a rendu la décision D-2026-011 où elle demandait à Énergir de déposer dans le présent dossier un complément d'information portant sur les éléments suivants :

- i. Une description du concept de « minimum opérationnel » tel que défini et utilisé par Énergir dans l'exploitation du réseau gazier;
- ii. Les implications concrètes de ce seuil sur la sécurité d'approvisionnement et la gestion des outils disponibles en période de pointe;
- iii. La manière dont ce concept est pris en considération dans le modèle d'établissement de la journée de pointe et de l'hiver extrême;

- iv. Une analyse détaillée des événements critiques du 3 février 2023 ayant mené au seuil critique, incluant les circonstances et les impacts sur le réseau;
- v. Le détail des outils d'approvisionnement utilisés pour satisfaire les besoins de pointe pour l'année 2022-2023 en mode prévisionnel et en mode réel, sous le format du tableau 4 de la pièce B-0158 [page 20];
- vi. La preuve déposée dans le rapport annuel 2023 quant à cette journée critique du 3 février 2023;
- vii. Tous autres éléments permettant de mieux saisir le niveau critique du réseau de distribution dont notamment les niveaux de pression¹.

La préoccupation de la Régie à cet égard est notamment la suivante:

« [156] La Régie doit s'assurer que les approvisionnements d'Énergir soient suffisants pour répondre à la demande projetée au scénario de base. Considérant que certains clients interruptibles sont incapables de s'interrompre, la Régie comprend des propos d'Énergir que leur exclusion du calcul de la demande continue pourrait mettre à risque la sécurité d'approvisionnement. »²

Pour répondre à ces demandes, Énergir a produit la pièce Énergir-H, Document 9³, où elle indique, de façon sommaire, que :

- « Le minimum opérationnel est la pression minimale de conception applicable sur l'ensemble du réseau d'Énergir » (1.1);
- « Une pression sous le niveau minimal en un point précis signifie qu'il n'est plus possible de garantir le bon fonctionnement de tous les équipements qui y sont liés et que **le risque de bris de service aux clients augmente en fonction de l'écart sous ce seuil** » (1.2); [nos caractères gras]
- « Le concept de "minimum opérationnel" n'est pas pris en considération dans les modèles d'établissement de l'hiver extrême et de la pointe. En effet, ces modèles sont plutôt basés sur la capacité journalière contractuelle établie. (...) Si les clients des réseaux de TC Energy et TQM consomment un plus grand volume (horaire ou journalier) que ce qui est prévu à leurs contrats, il n'est plus

¹ R-4287-2024, phase 2, D-2026-011, p. 45-46.

² Id., p. 46.

³ B-0040.

possible pour les fournisseurs de garantir les pressions minimales à tous les points du réseau » (1.3).

- « Au moment de faire la prévision pour la journée du 3 février 2023, Énergir avait une marge opérationnelle à l'usine LSR de $657\ 10^3\text{m}^3$. Comme de la capacité était disponible pour le 3 février, Énergir n'a pas fait appel à du service de pointe pour minimiser les coûts pour la clientèle dans un contexte où les outils étaient suffisants pour sécuriser l'approvisionnement de la clientèle.

Lors de la journée du 3 février 2023, des bris à l'usine LSR n'ont pas permis d'atteindre les volumes prévus ni d'utiliser la marge additionnelle de capacité pour répondre à la demande de $35\ 209\ 10^3\text{m}^3$, créant un déficit de $1\ 922\ 10^3\text{m}^3$. Cette situation, combinée aux retraits interdits, a forcé Énergir à pallier ce manque d'outils en allant au-delà de ses capacités contractuelles, créant un déséquilibre avec son transporteur TCPL. » (1.6);

C'est donc une séquence d'événements qui a causé l'insuffisance de gaz dans le réseau d'Énergir. Le froid extrême a saturé le marché secondaire de gaz, et toutes les demandes ont atteint leur seuil maximal, ce qui a obligé Énergir à privilégier les clients non-interruptibles et dégarnir les clients interruptibles en $12\ 000\ \text{GJ}^4$, soit $316,7 \times 10^3\text{m}^3$. Ensuite, le bris de l'usine de LSR a ajouté un déficit de $61\ 000\ \text{GJ}$, soit $1610,0 \times 10^3\text{m}^3$. En plus, un arrêt d'urgence a eu lieu en amont à Québec sur le réseau du transporteur en raison de la fermeture non planifiée d'une vanne de sectionnement⁵. Puisque les marges d'urgences étaient déjà utilisées pour combler le déficit mentionné, l'excès de demande n'a pas permis de maintenir la pression du réseau. Il en a donc résulté une insuffisance de gaz dans le réseau du transporteur, ce qui a impacté les clients d'Énergir, par exemple à Saint Jérôme et à Québec.

De plus, Énergir explique qu'elle n'était pas en mesure de répondre à l'insuffisance du transporteur parce que l'usine de LSR (capacité totale d'environ $215\ 000\ \text{GJ}$, soit $5\ 674 \times 10^3\text{m}^3$) a rencontré des problèmes. Parmi les quatre unités de vaporisation, une a rencontré un problème mécanique et une autre a rencontré un problème électrique.

À la demande vi de la Régie, Énergir a répondu qu'aucune preuve n'avait été déposée au Rapport annuel 2023 quant à la journée du 3 février 2023.

Enfin, Énergir a répondu comme suit à la demande vii de la Régie :

⁴ Pouvoir calorifique supérieur du gaz = $37,89\ \text{MJ/m}^3$ (<https://www.energir.com/fr/residentiel/espace-client/facturation-et-tarification/tarification/>).

⁵ B-0040, p. 6.

« Comme mentionné précédemment, l'efficacité du réseau de distribution nécessite des pressions minimales aux différents points d'interconnexions avec TCPL (postes de livraisons situés sur le réseau TQM). Si, pour une raison ou une autre, les pressions se retrouvent en dessous des pressions minimales établies, le ou les segments de réseau se trouvent alors à un niveau critique de risque d'opération. »

2.2. Subventions pour le GSR et surcoût du GSR

Au sujet des subventions du programme d'encouragement à la décarbonation (PED) et du surcoût du GSR, le Distributeur a produit la pièce Énergir-I, Document 1⁶. Dans cette pièce, Énergir présente le montant total de subventions du PED ainsi que celui du surcoût du GSR assumé par le client ayant un engagement de 5 ans, tel comme demandé par la Régie⁷.

Dans les conclusions apparaissant à cette pièce B-0043, Énergir demande la Régie de prendre acte du suivi de la décision D-2026-011 et s'en déclarer satisfaite.

Toutefois, le RNCREQ a relevé que le surcoût du GSR présenté à la pièce B-0043 n'était pas conforme à celui présenté dans le dossier R-4320-2025⁸. Cette divergence a mené le RNCREQ à questionner Énergir pour mieux comprendre ce en quoi consistait ce surcoût du GSR, de même que les subventions qui y sont associées.

Ainsi, en DDR le RNCREQ a demandé à Énergir de concilier ces informations⁹.

Selon Énergir, la raison de la divergence est temporelle¹⁰. D'une part, le surcoût du GSR au tableau produit dans le dossier R-4320-2025¹¹ est fondé sur des valeurs prévisionnelles de chaque composante du surcoût de GSR (coût du GSR, coût du GNT et coût du SPEDE) établies en octobre 2025. D'autre part, en ce qui concerne le tableau de la pièce B-0043, les valeurs étaient mises à jour en date du 1^{er} avril 2026. Pour les motifs plus amplement détaillés dans la section 3.2 ci-dessous, le RNCREQ estime que les explications fournies par Énergir sont satisfaisantes.

2.3. Principes et méthodes d'évaluation : suivis dans l'établissement du coût de service

⁶ B-0043.

⁷ Voir les décisions D-2023-127, D-2023-140 et D-2026-011, par. 326.

⁸ R-4320-2025, pièce B-0084, p. 25, Annexe 1.

⁹ C-RNCREQ-0015, Q-6, p. 11-13.

¹⁰ B-0139, R-6.1 à R-6.3, p. 16.

¹¹ R-4320-2025, pièce B-0084, p. 25, Annexe 1.

Au moment d'établir la liste de sujets du RNCREQ, la pièce Énergir-K, Document 1 indiquait des méthodes de calcul pour les cavaliers tarifaires liés aux frais de socialisation du GSR et à la valorisation des unités de conformités (UC), lesquelles n'avaient pas encore été approuvées par la Régie¹². Énergir y précisait que la méthode employée était celle proposée dans le dossier R-4320-2025.

Or, dans sa décision D-2026-059, la Régie n'a approuvé que partiellement les propositions d'Énergir. Ainsi, la période d'application du cavalier tarifaire pour les frais de socialisation a été fixée à quatre (4) ans par la Régie, au lieu des trois (3) ans proposés par Énergir¹³. La méthodologie de tarification des UC n'a aussi été approuvée que partiellement par la Régie¹⁴.

Suite aux DDR du RNCREQ, Énergir a mis à jour sa documentation afin de tenir des récentes approbations partielles de la Régie¹⁵. Énergir a aussi produit le document « Modification de tarifs à suite de la Décision D-2026-059 »¹⁶, qui effectue les adaptations nécessaires au calcul tarifaire. Ce sujet sera également abordé dans la section 2.4 ci-après.

Finalement, Énergir demande à la Régie de prendre acte des Principes et méthodes d'évaluation apparaissant à sa pièce B-0150.

2.4. Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires 2026-2027

Le document principal de ce sujet est la pièce Énergir-Q, Document 1¹⁷, qui décrit l'approche utilisée par Énergir afin de générer les grilles tarifaires 2026-2027.

La stratégie tarifaire pour la cause 2026-2027 est marquée par deux changements essentiels en ce qui concerne le gaz de source renouvelable : 1) l'inclusion des revenus nets issus des ventes d'UC à la formule de calcul du tarif GSR; et 2) le changement dans la méthode de calcul des frais de socialisation du GSR invendu¹⁸.

¹² B-0050, p. 13 et 21.

¹³ D-2026-059, par. 87.

¹⁴ D-2026-059, par. 236.

¹⁵ B-0150.

¹⁶ B-0158.

¹⁷ B-0075.

¹⁸ B-0158.

Tout d'abord, le document B-0075 présenté par Énergir met à jour le calcul du tarif de GSR selon la nouvelle formule autorisée par la Régie dans sa décision D-2026-059 (Équation 1) :

Équation 1 : Tarif du GSR

Tarif du GSR = Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la
cause tarifaire + Écart de prix cumulatif GSR+ Surcoût GSR invendu +
Valeur nette issue de la vente des UC.¹⁹

Ainsi, la nouvelle formule intègre au calcul du tarif GSR un montant correspondant aux revenus nets issus de ventes d'UC réalisées jusqu'au 31 janvier 2026. Ce faisant, les revenus de 45,945 M\$²⁰ obtenus de la valeur nette issue des UC seront intégrées au tarif GSR, ce qui permettra de réduire la valeur du tarif.

La deuxième modification apporte une correction et un ajout au calcul des frais de socialisation.

Rappelons que dans sa décision D-2026-059, la Régie a autorisé la méthode proposée qui visait à éviter d'imposer des frais de socialisation sur les unités de GSR achetées par les clients dont la consommation de GSR serait inférieure au seuil réglementaire, et ce, afin de permettre de reconnaître leurs efforts de décarbonisation²¹. Dans une première étape, la méthode harmonise les prévisions des volumes de distribution et les périodes de calcul. Dans une deuxième étape, elle ajuste le cavalier tarifaire pour qu'il soit tributaire de la première étape. Ainsi, le calcul des frais de socialisation s'effectue actuellement selon la formule suivante²² :

Équation 2 : Calcul à jour des frais de socialisation

$$\text{Frais de socialisation} = \frac{\text{Unités invendues GSR}_t \times (\text{Tarif GSR}_t - \text{Tarif GNF}_t - \text{Tarif SPEDE}_t)}{\text{Prévision du volume total de distribution}_t - \text{Prévision du volume de GSR acheté par les clients dont la consommation est inférieure au seuil réglementaire}_t - \text{Prévision du volume de distribution des clients achetant du GSR en quantité supérieure ou égale au seuil réglementaire}_t}$$

L'Équation 2 considère toutes les valeurs à la même période et élimine ainsi l'ancien décalage temporel. Il s'agit d'une méthode prévisionnelle pour déterminer les frais de

¹⁹ B-0075, p. 5.

²⁰ B-0158, p. 4.

²¹ D-2026-059, par. 35.

²² R-4320-2025, pièce B-0084, p. 11.

socialisation débutant à la CT 2026-2027 (t). Ainsi, le dénominateur de l'Équation 2 reflète la prévision d'achat de gaz de source fossile pour le client.

Selon la méthode antérieure, le coût lié à l'année 2024-2025 aurait été récupéré dans les frais de socialisation à partir de la CT 2026-2027. En revanche, celui de l'année 2025-2026 n'aurait été récupéré qu'à compter de la CT 2027-2028.

Le but du changement est d'éviter les surcoûts causés par le rendement au coût moyen pondéré du capital (CMPC) et les impôts. Comme le coût des unités invendues de GSR projetées y reste pour une année tarifaire donnée, ce coût est directement intégré au coût de service de la même cause tarifaire, sans imposer des rendements et des impôts. Seulement l'écart entre la prévision et la récupération réelle demeurerait, sous la forme d'un trop-perçu / manque à gagner²³.

La deuxième étape inclut encore la méthode d'incorporation des frais de socialisation non recouverts réels de l'année 2024-2025 et prévus pour l'année 2025-2026 dans le calcul. Ce calcul engendre toutefois un besoin de correction temporel qui génère des dépenses immédiates aux clients, à savoir le cavalier tarifaire. De cette façon, les frais de socialisation qui seraient chargés aux clients seulement à l'année t+2, doivent être rapportés à l'année t. Ce changement intervient à compter d'octobre 2026. Par exemple, les frais de socialisations générés lors de l'année 2024-2025 devraient composer les tarifs des clients en deçà du seuil lors de l'année financière 2026-2027. Avec le changement apporté à l'Équation 2, les frais de socialisation n'auront plus ce décalage.

L'adoption de la nouvelle Équation 2 cause cependant un choc tarifaire. Pour y répondre, la Régie a autorisé de diviser les frais en deux composantes :

La **Composante 1** comporte les frais de socialisation selon la base de l'Équation 3, qui équivaut à une forme simplifiée de l'Équation 2:

Équation 3 : Composante 1

$$\text{Composante } 1_t = \left(\frac{\text{Coût projeté des unités invendues}_t}{\text{Consommation résiduelle projetée de GNT}_t} \right)$$

La **Composante 2** comporte un mécanisme de récupération du solde accumulé non recouvert des exercices financiers 2024-2025 et 2025-2026 (Équation 4).

²³ R-4320-2025, B-0084, p. 13.

Équation 4 : Composante 2

$$\text{Composante } 2_t = \frac{1}{4} X \left(\frac{\text{Frais de socialisation cumulés}}{\text{Consommation résiduelle de GNT des clients actifs au 30 septembre 2026}_t} \right)$$

Les frais de socialisation cumulés représentent la somme des frais de socialisation non recouverts réels de l'année 2024-2025 et prévus pour l'année 2025-2026. Ces valeurs seront récupérées sur une période de quatre ans, à partir de l'exercice financier 2026-2027, le tout tel que présenté dans l'Équation 4.

Finalement, les frais de socialisation totaux se calculent selon l'Équation finale :

Équation 5 : Frais de socialisation totaux

Frais de socialisation totaux = Équation 3 + Équation 4

Les frais de socialisation seront calculés pour chaque client et ajoutés à leurs tarifs. La formule apporte des adaptations du cavalier selon leur profil de consommation de GSR et pour reconnaître leur effort de décarbonation²⁴.

Finalement, Énergir demande à la Régie de :

- 1) Approuver l'intégration du revenu additionnel découlant de la vente des UC dans le tarif GSR et de prendre acte du nouveau tarif GSR;
- 2) Prendre acte du changement du tarif de socialisation prévisionnel;
- 3) Prendre acte du changement du tarif du cavalier tarifaire.

3. Discussion de la demande d'Énergir

3.1. Suivi de la décision D-2026-011 : Description du minimum opérationnel

Bien qu'il s'agisse d'un sujet en suivi d'un dossier antérieur, la question du minimum opérationnel et des événements critiques du 3 février 2023 est d'une importance qui justifie la présente discussion relativement à la sécurité énergétique et la robustesse du réseau d'Énergir.

²⁴ D-2026-059, par 35 à 38.

Malheureusement, les explications d'Énergir quant au minimum opérationnel ne répondent que partiellement aux demandes de la Régie.

Selon Énergir, c'est TransCanada PipeLines Limited (TCPL) qui est responsable de fournir du gaz aux points de livraison à 4000 kPa²⁵. Par contre, l'endroit où le réseau de distribution d'Énergir est opéré à la plus basse pression est situé à Dollard-des-Ormeaux, à 175 kPa²⁶. Effectivement, Énergir doit réduire la pression avant de livrer à ses clients : « La pression varie selon l'emplacement sur le réseau et le type de chaque segment de réseau : par exemple, la pression devant fournir le segment de réseau d'une grande ville n'est pas la même que celle requise pour distribuer le gaz sur un plus petit segment du réseau »²⁷.

Dans la mesure où la planification d'Énergir est faite sur les disponibilités de livraison journalières, il est vrai que le minimum opérationnel n'est pas en soi capable de garantir la livraison du gaz vendu aux clients.

Le concept de minimum opérationnel vise à assurer les livraisons de gaz en fonctionnement régulier du réseau. Toutefois, le minimum opérationnel en soi n'est pas capable de pallier aux conséquences d'une insuffisance de gaz dans le réseau, d'un bris de système (tel que l'usine LSR à Montréal-Est), ou d'une quantité insuffisante en provenance de TCPL.

En 2025, Énergir indiquait que : « le contexte n'a pas changé entre les deux causes tarifaires en raison de la faible disponibilité des outils de transport pouvant acheminer les molécules de gaz naturel vers la franchise d'Énergir lors des journées de pointe. »²⁸. La situation n'a pas changé depuis.

Autrement dit, l'ensemble des branchements du réseau d'Énergir est intégré à un réseau de transmission hors du contrôle d'Énergir. Cette situation fait en sorte que les raccordements de distribution sous le contrôle d'Énergir ne communiquent pas entre eux à plusieurs endroits, comme la Figure 1 ci-dessous et le détail le démontrent²⁹ :

²⁵ B-0139, p. 13, R-5.3.

²⁶ Id.

²⁷ B-0040, p. 5.

²⁸ R-4287-2024, B-0183, p.10.

²⁹ https://energir.colpron.com/carte/55493_Transmission_Quebec.pdf.

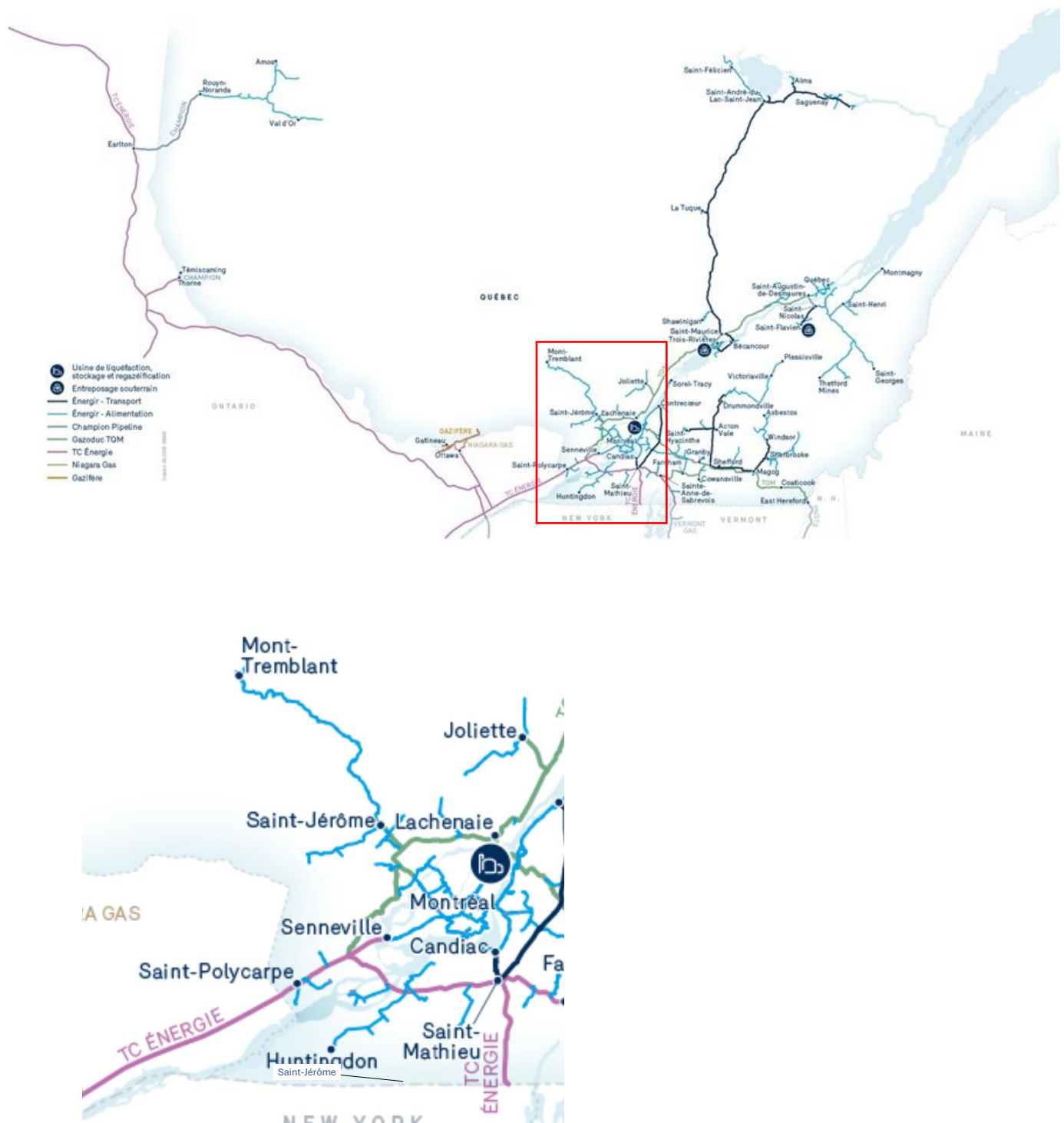


Figure 1 : Réseau de distribution de gaz d'Énergir au Québec En détail, Saint Jérôme.

Le site de Saint-Jérôme (Figure 1), une de ces régions desservies et où une faiblesse d'approvisionnement de gaz a eu lieu le 3 février 2023, est tributaire du gaz de la région Montréal-Est, lié par les raccords d'alimentation (et non de distribution, de plus haute

pression) d'Énergir. De cette façon, les explications d'Énergir sur le bris du système de vaporisation de LSR³⁰ justifient l'insuffisance de gaz qui a eu lieu dans cette région, laquelle est desservie par l'usine de LSR.

Toutefois, la région de Québec n'est pas desservie par cette source d'approvisionnement. Ainsi, le bris de l'usine de LRS ne justifie pas le problème, sauf si toute la demande contractée était utilisée pour desservir la région de Montréal (incluant Saint Jérôme), laquelle est en amont de la région de Québec selon l'orientation des raccordements de transport. En effet, l'explication d'Énergir est que : « En temps normal, la marge de sécurité aurait permis d'assurer les besoins opérationnels dans cette situation. Or, celle-ci n'était plus disponible puisqu'elle était déjà mobilisée pour combler le déficit d'approvisionnement d'Énergir et de plusieurs autres clients »³¹.

Cette dépendance au réseau de TC Énergie/TQM peut être observée lorsqu'on enlève les connexions de transport du réseau d'Énergir (Figure 2). De plus, on y observe que le site de Saint-Flavien n'est pas relié au réseau qui dessert la ville de Québec par un raccordement qui appartienne à Énergir. Saint-Flavien contribue à l'approvisionnement du système gazier québécois, mais l'acheminement physique vers Québec passe par le réseau de transport de TQM, plutôt que par un raccordement de distribution d'Énergir. Dans le détail 2b ci-dessous, le réseau de distribution (bleu foncé) arrive à un réseau d'alimentation (bleu pâle), toujours sur la rive sud du fleuve St Laurent. Le réseau vert (TQM) fait la connexion au réseau de distribution en amont de la ville de Québec pour la desservir (rive nord). Cette situation est plus amplement démontrée dans la Figure 2 a et b ci-dessous :

³⁰ [B-0040](#), p. 7.

³¹ [B-0040](#), p. 6.

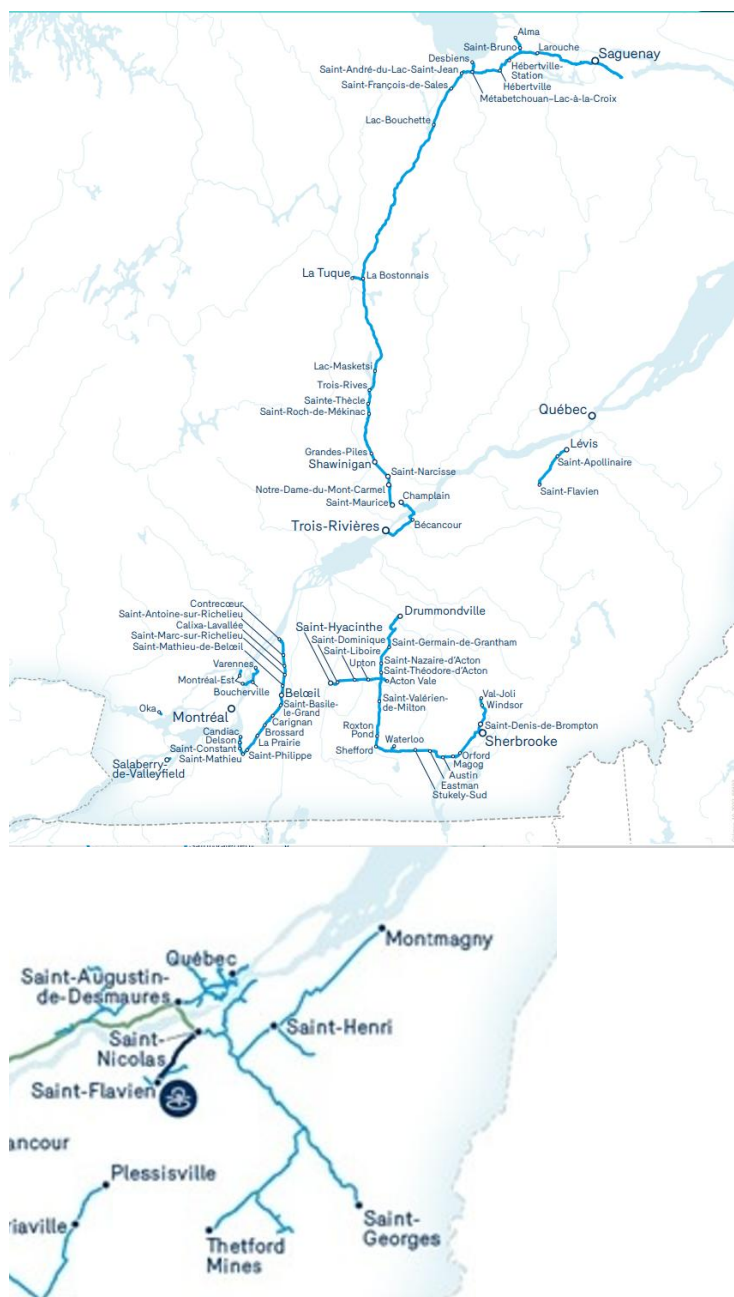


Figure 2 a et b: Réseau d'approvisionnement de gaz à Québec a) et détail b).

Le bris de service dans les réseaux de TC Énergie et TQM ont démontré une faiblesse stratégique et une dépendance de la sécurité du réseau de distribution d'Énergir par rapport aux transporteurs de gaz. Cette faiblesse découle notamment de l'incapacité de desservir les deux régions métropolitaines principales du Québec sans avoir recours à du gaz de source fossile qui vienne d'ailleurs. De plus, la réduction du service à l'usine LSR ne semble pas avoir un rapport direct avec l'insuffisance de gaz qui a été rapporté à la ville de Québec le 3 février 2023. Avant le bris du service, la marge opérationnelle à l'usine LSR

était de $657 \times 10^3 \text{m}^3$ soit 11,6% de la capacité de l'usine, mais seulement 1,9% des livraisons planifiées pour le 3 février 2023. Ainsi, il semble que la marge de manœuvre au départ était assez faible devant une situation d'urgence possible. Finalement, le minimum opérationnel est seulement un signal de la rareté de la molécule, ce qui représente une impossibilité d'obtenir l'approvisionnement (limitation de la quantité souhaitée), plutôt qu'une faille technique.

De plus, selon Énergir, la production de GSR ne serait pas suffisamment fiable pour la période de consommation maximale en hiver et dépend de l'emplacement des sources de production³². Ainsi, la sécurité du réseau peut difficilement s'appuyer sur le GSR.

Pour ces raisons, nous estimons que les points 4 et 7 du paragraphe 155 de la décision D-2026-011 de la Régie³³ n'ont pas été suffisamment détaillées. Énergir doit expliquer les raisons derrière la réduction de pression dans son réseau, surtout à Québec, placée au bout de ligne, là où la pression de service de transport est la moins grande. Conséquemment, le RNCREQ recommande qu'Énergir complète la demande de suivi et :

- Explique de façon plus détaillée le rapport entre le bris de l'usine LSR à Montréal-Est et le manque de service à Québec, notamment eu égard aux lignes 20 à 23 de la page 6 du document B-0040;
- Précise quelles sont les connexions de raccordements entre Saint-Flavien et la région de Québec dans son réseau et, le cas échéant, pourquoi le système de stockage souterrain n'est pas utilisé ni mentionné pour expliquer la réduction de pression dans le réseau. L'objectif demeurant d'assurer « une redondance et une option fiable en cas d'incident sur le réseau de TCPL, ce qui augmente grandement la fiabilité de service »³⁴.

3.2. Subventions pour le GSR et surcoût du GSR

Les valeurs du surcoût du GSR assumées par un client ayant un engagement de 5 ans font suite à la demande de la Régie à Énergir pour le PED³⁵. Le PED offre une aide financière calibrée en fonction de la quantité de GES évitée par la clientèle existante admissible³⁶.

³² B-0139, p 14, R-5.6.

³³ B-0040, p. 4.

³⁴ B-0016, p 4.

³⁵ D-2026-011, par. 326.

³⁶ D-2023-127, par. 337.

Pour être admissible au PED, un client doit avoir un contrat de distribution avec Énergir depuis au moins 12 mois. De plus, il doit adhérer à un tarif biénergie d'un distributeur d'électricité ou adhérer au service de fourniture GSR d'Énergir pour une période d'au moins cinq ans³⁷. Enfin, l'adhésion au service de fourniture GSR doit permettre de substituer au moins l'équivalent du seuil réglementaire de consommation annuelle moyenne de GSR du client pour la période de l'engagement.

En raison des explications et des projections réalisées, le RNCREQ considère que les réponses fournies par Énergir ont permis d'expliquer les divergences de valeurs qui avaient été constatées.

La recommandation pour ce sujet est donc d'accepter la demande d'Énergir.

3.3. Principes et méthodes d'évaluation : suivis dans l'établissement du coût de service

Les documents B-0150 et B-0158 produits par Énergir suivant la Décision D-2026-059 mettent effectivement à jour les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.

Sous réserves des commentaires spécifiques aux tarifs abordés dans la section 3.4 ci-après, le RNCREQ est de la documentation fournie par Énergir.

La recommandation pour ce sujet est donc d'accepter la demande d'Énergir.

3.4. Stratégie tarifaire et établissement des grilles tarifaires 2026-2027

Le calcul pour la cause tarifaire 2026-2027 est démontré dans le Tableau 1³⁸ :

³⁷ D-2023-127, par.336 et 337.

³⁸ B-0158, tableau 1, p. 5.

Tableau 1 : Mise à jour du tarif GSR pour la Cause tarifaire 2026-2027

Composantes	Détails composantes	Valeur	Tarif (¢/m ³)
Coût moyen d'achat (a/b)	a Prix moyen des producteurs (000 \$)	350 525	96,953
	b Total des volumes d'achat (10 ³ m ³)	361 542	
Écart de prix cumulatif (c + d) / e	c Solde du CER (000 \$)	3 594	0,994
	d Écart de prix cumulatif (\$)		
	e Total des volumes d'achat (10 ³ m ³)	361 542	
Surcoût GSR invendu (f/g)	f Solde du surcoût GSR invendu au delà du seuil (000 \$)	-	0
	g Total des volumes d'achat (10 ³ m ³)	361 542	
Valeur nette issue de la vente des UC (h/i)	h Solde du CER - Revenus RCP (000 \$)	(45 945)	(12,708)
	i Total des volumes d'achats prévus (10 ³ m ³)	361 542	
Tarif GSR (¢/m ³)			85,239

À la lumière de ce tableau, on constate que le solde des valeurs de vente de UC (45 945 000 \$) a permis de réduire le tarif du GSR de 13%. Cette réduction est importante pour la valorisation du GSR étant donné l'effet de boucle qui a été noté dans la formule de calcul du tarif³⁹ :

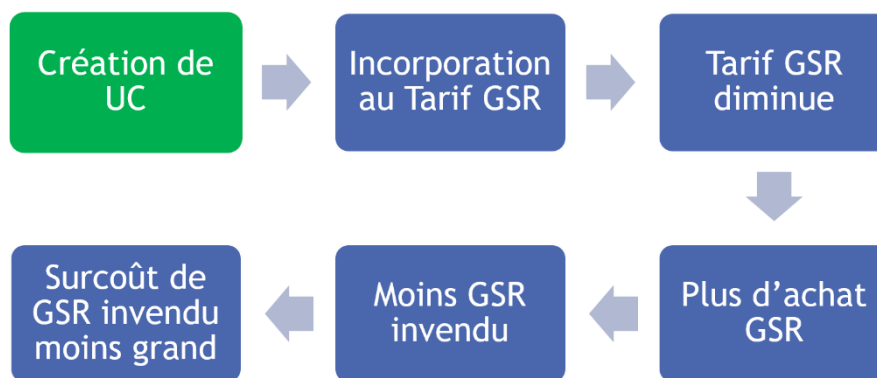


Figure 3 : Création d'une tendance à baisse du Tarif GSR (une boucle)

Cet effet de boucle est présent parce que la création de UC permet de réduire les quantités de GSR invendu, donc le risque de surcoût au-delà du seuil, mais aussi une réduction des frais de socialisation à partir de l'inclusion de nouveaux clients. Par conséquent, la boucle apporte aussi la possibilité de créer de nouveaux UC. Le signal de tarifs décroissant renforce le remplacement de sources de GN fossiles.

³⁹ R-4320-2025, pièce C-RNCREQ-0025, p. 23.

L'Équation 1, mentionnée plus haut⁴⁰, est reprise ici pour illustrer le cercle vertueux :

Tarif du GSR = Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois de la cause tarifaire +
Écart de prix cumulatif GSR+ Surcoût GSR invendu+ **Valeur nette issue de la vente
des UC**⁴¹

Le calcul du solde du surcoût de GSR invendu au-delà du seuil suit la formule suivante⁴² :

Surcoût GSR invendu (ϕ/m^3) = (Solde du Surcoût GSR invendu au-delà du seuil) /
(Total des volumes de vente de GSR prévus à la cause tarifaire).

Pour que le surcoût du gaz invendu au-delà du seuil soit positif, l'inventaire physique d'Énergir doit contenir des unités de GSR avec une date d'achat supérieure à 24 mois⁴³. Étant donné que ce n'est pas la situation, la valeur à la ligne *f* du Tableau 1 ci-avant affiche zéro.

L'inclusion des valeurs du surcoût de GSR invendu au-delà du seuil dans le calcul du tarif du GSR a aussi un impact circulaire sur les tarifs⁴⁴. Plus le tarif est élevé, plus les quantités GSR invendues sont grandes. Une telle relation fait augmenter les chances que le distributeur conserve dans son inventaire du GSR pendant plus de 24 mois et facture le surcoût en conséquence. Par contre, si les valeurs du tarif sont moindres, c'est l'effet contraire qui arrive, réduisant ainsi le surcoût facturé aux clients.

La valeur moindre du tarif et le signal décroissant du tarif GSR qui résultent de la nouvelle méthode doivent engendrer une compétitivité plus grande du GSR québécois.

Par ailleurs, il serait souhaitable que l'impact positif du tarif moins cher profite à la filière de GSR québécois. En effet, il serait tout à fait naturel que les nouveaux projets d'approvisionnement en GSR se multiplient, améliorant ainsi la sécurité énergétique du réseau et réduisant du même coup la dépendance aux importations étrangères.

Par ailleurs, le RNCREQ prend note de la réduction des tarifs suite à l'inclusion des UC et recommande l'acceptation des changements, tels que présentés par Énergir.

⁴⁰ *Supra*, p. 9.

⁴¹ R-4320-2025, B-0017, p. 23 ; D-2026-059.

⁴² D-2021-158, par. 244 et 245.

⁴³ *Id.*, par. 324 et 512 à 515.

⁴⁴ R-4320-2025, pièce C-RNCREQ-0025, p. 23.

4. Recommandations

À la lumière de ce qui précède, le RNCREQ recommande ce qui suit :

1. Sur le minimum opérationnel :
 - a. Demander à Énergir d'expliquer de façon plus détaillée le rapport entre le bris de l'usine LSR à Montréal-Est et le manque de service à Québec, notamment eu égard aux lignes 20 à 23 de la page 6 du document B-0040;
 - b. Demander à Énergir de préciser quelles sont les connexions de raccordements entre Saint-Flavien et la région de Québec dans son réseau et, le cas échéant, pourquoi le système de stockage souterrain n'est pas utilisé ni mentionné pour expliquer la réduction de pression dans le réseau.
 - c. Demander à Énergir d'indiquer comment les nouveaux projets d'approvisionnement en GSR pourront contribuer à la sécurité énergétique du réseau et à la diminution de la dépendance des aires métropolitaines de Montréal et Québec;
2. Accepter la demande d'Énergir relativement aux subventions pour le GSR et son surcoût;
3. Accepter la demande d'Énergir quant aux Principes et méthodes d'évaluation apparaissant à sa pièce B-0150;
4. Approuver l'intégration du revenu additionnel découlant de la vente des UC dans le tarif GSR et des changements à l'égard du tarif de socialisation et du calcul du cavalier tarifaire.