
**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**

DOSSIER R-4334-2026

TARIF DE RÉCEPTION TEMPORAIRE POUR LA SÉMER

Question 1 :

Références:

- (i) B-0020, p. 3
- (ii) R-4328-2025, B-0163, Annexe 1
- (iii) B-0091, p. 8
- (iv) B-0091, p. 2
- (v) B-0013, p. 2

Préambule :

(i)
« Le projet de production de GSR-L de la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMER) à Rivière-du-Loup prévoit être prêt à livrer ses premiers volumes de GSR dès le mois de mai 2026 » (Nous soulignons)

(ii)
« Cette solution vise à garantir la continuité des opérations et à permettre à la SÉMER de débiter l'injection de ses volumes dès le 16 juin 2026, en attendant la mise en service de la Station permanente prévue pour juin 2027. » (Nous soulignons)

(iii)
« La solution évaluée passait donc par une substitution de volumes de GNL entre GM GNL et la daQ, où le GSR-L aurait été considéré comme étant détenu par Énergir à l'usine LSR, alors que les volumes livrés par GM GNL à partir de la SÉMER vers le grand client alimenté au GNL auraient été considérés comme étant du GNL fossile. Bien que réalisable d'un point de vue technique et opérationnel, cette solution impliquait de faire reconnaître le caractère renouvelable du gaz échangé, alors que la SÉMER n'est pas physiquement connectée au réseau d'Énergir. Cette reconnaissance devait se faire par la Régie, accompagnée de modifications aux Conditions de service et Tarif, et par le MELCCFP

dans le cadre du SPEDE. En effet, la réglementation au niveau du SPEDE exige actuellement que le GSR soit injecté dans le réseau gazier nord-américain. Des représentations auraient donc dû être faites auprès du MELCCFP afin de faire modifier cette exigence. Étant donné ces enjeux réglementaires et l'échéancier serré visé, la solution n'a pas été retenue. »

(iv)

« Injection chez un grand client actuellement alimenté au GNL : Cette option visant à substituer une portion de la consommation du client par le GSR-L de la SÉMER a été considérée comme étant réalisable d'un point de vue technique et opérationnel. Étant donné que ce client ne souhaite pas consommer de GSR, cette solution présentait par conséquent des enjeux réglementaires ainsi que sur la reconnaissance du caractère renouvelable de la molécule qui étaient incompatibles avec l'échéancier visé.

Injection à l'usine LSR : Cette solution a été écartée en raison de l'augmentation du risque opérationnel posé par le déchargement de citernes, de la complexité associée au partage des coûts à l'usine ainsi que par l'augmentation anticipée des gaz d'évaporation. »

(v)

« Demandes :

1.1 À partir des références (i) et (ii), la Régie note un écart important entre le prix initial du Contrat et le prix prévu pour l'année 2026-2027. Outre l'indexation, expliquer l'évolution du prix du Contrat. Veuillez élaborer.

Réponse :

Les parties ont signé un amendement au contrat d'achat-vente en mars 2024 pour tenir compte de hausses de coûts subies par la SÉMER (notamment liées au décalage de l'échéancier et la mise à niveau des installations soutenue par le gouvernement) et pour prendre en compte les coûts d'injection de la station multiutilisateur projetée à Saint-Flavien. L'amendement signé est conforme aux balises en vigueur, telles qu'autorisées par la Régie. De plus, depuis le dépôt de la pièce mentionnée à la référence (ii) et à la suite des discussions mentionnées à la pièce de la référence (iii), Énergir et la SEMER ont signé un nouveau amendement suivant l'évolution des coûts de la station multiutilisateur projetée à Saint-Flavien. Cet amendement est toujours conforme aux balises en vigueur.

1.2 Étant donné les discussions évoquées à la référence (iii), veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le prix d'achat du GSR au Contrat est susceptible d'être révisé à la hausse, que la solution temporaire soit approuvée ou non. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le prix prévu au contrat d'achat est composé de deux volets : le prix d'achat de la molécule et un cavalier tarifaire équivalent au coût du DR. » (Nous soulignons)

(vi)

« Cela dit, le refus de la solution temporaire pourrait entraîner la révision du cavalier tarifaire dans la mesure où les coûts engagés au moment d'un éventuel refus devront être

récupérés de la SEMER, alors qu'elle ne pourra générer aucun revenu. Cependant, l'acceptation de la solution temporaire ne signifie pas que le cavalier tarifaire ne serait pas révisé. En effet, une augmentation des coûts de construction de la station de gaz porté de Saint-Flavien pourrait entraîner une telle révision à la hausse. » (Nous soulignons)

Question 1.1 :

Relativement aux références (i) et (ii), veuillez indiquer, à ce jour, où en sont les travaux de la SÉMER et à quel moment elle prévoit être prête à livrer ses premiers volumes de GSR-L.

Question 1.2 :

Veuillez indiquer, à ce jour, le volume total qu'elle prévoit livrer d'ici la mise en place de la solution permanente.

Question 1.3 :

Veuillez commenter quant aux risques qui pourraient affecter la date de début des injections et le volume anticipé (à la hausse ou à la baisse).

Question 1.4 :

Eu égard aux références (iii) et (iv), en supposant qu'Énergir renonce simplement au caractère renouvelable du GSR-L de la SÉMER et qu'il soit livré au grand client actuellement alimenté au GNL, veuillez indiquer combien il en coûterait à Énergir pour combler l'écart entre le coût du GNL fossile et le coût du GSR-L de la SÉMER. Veuillez présenter le détail du calcul du montant obtenu.

Question 1.5 :

Quel serait ce montant si Énergir obtenait une exemption du SPEDE pour ces mêmes volumes?

Question 1.6 :

Relativement à la référence (iv), veuillez confirmer que plusieurs camions de GNL sont chargés à l'usine LSR à chaque semaine. Dans ce contexte, veuillez expliquer pourquoi sa solution d'injection de GSR-L à l'usine LSR nécessiterait réellement une injection physique du GSR-L? Veuillez expliquer davantage pourquoi un échange ou un prêt de molécule ne serait pas possible, alors qu'Énergir prête chaque hiver des molécules de GNL en inventaire qui lui sont remises à l'été.

Question 1.7 :

Veuillez confirmer qu'en réduisant les chargements de citernes, un échange de GNL pourrait potentiellement réduire l'évaporation.

Question 1.8 :

Veuillez élaborer sur la complexité associée au partage des coûts à l'usine LSR. Veuillez indiquer si des discussions ont été tenues avec GM GNL pour maintenir le statu quo, considérant le caractère temporaire de la solution.

Question 1.9 :

Relativement à la référence (v), veuillez indiquer à quel moment a été signé le « nouvel amendement ».

Question 1.10 :

Veuillez indiquer dans le cadre de quel amendement le cavalier tarifaire équivalent au tarif DR a été introduit.

Question 1.11 :

Veuillez confirmer que les balises en vigueur auxquelles fait référence Énergir sont le prix moyen et le prix maximal.

Question 1.12 :

Veuillez indiquer si les prix du contrat pour les années 2026-2027 à 2029-2030 reflètent le recours à la station temporaire et ventiler ces prix entre le coût de la molécule et le coût du tarif DR.

Question 1.13 :

Relativement à la référence (vi), veuillez expliquer sur quelle base Énergir pourrait exiger de la SÉMER qu'elle couvre les coûts encourus au moment d'un éventuel refus.

Question 1.14 :

Veuillez indiquer le montant de ces coûts à ce jour.

Question 1.15 :

Veuillez indiquer si SÉMER a formulé une demande formelle à Énergir en lien avec la solution temporaire. Le cas échéant, veuillez déposer cette demande.

POTENTIEL DU SITE D'ENTREPOSAGE DE SAINT-FLAVIEN

Question 2:

Références:

- (i) B-0016, p. 2
- (ii) B-0016, p. 5
- (iii) B-0016, p. 5

Préambule :

(i)
« Comme mentionné à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, Énergir, s.e.c. (Énergir) fait face à d'importants déficits d'outils sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, dans un contexte où les capacités de transport dans le triangle de l'Est sont hautement contingentées. De surcroît, la construction de capacités de transport additionnelles par TransCanada PipeLines Limited (TCPL) dans cette région s'avérerait très onéreuse et incertaine, puisque cette dernière n'est pas assujettie à une obligation de desservir la clientèle en vertu de la décision RH-003-2011. Ainsi, la solution conventionnelle de contracter de nouvelles capacités de transport pour combler des déficits d'approvisionnement est maintenant ardue et/ou onéreuse et cette situation ne devrait pas se résorber à court terme. » (Nous soulignons)

(ii)
« Selon les modélisations du site de Saint-Flavien, le potentiel est présent pour que les capacités de retrait et d'entreposage soient plus que doublées par rapport à aujourd'hui. Ainsi, si ce potentiel était avéré et disponible, Énergir pourrait combler l'équivalent de l'ensemble des déficits prévus dans le scénario de base avec un tel développement. Il est donc opportun d'étudier de plus près le potentiel du site. »

(iii)
« Le développement du site de Saint-Flavien, s'il est possible, permettrait d'ajouter de la capacité à un coût comparable aux tarifs de transport actuels de TCPL, tout en générant des économies potentielles pour la clientèle, estimées entre 31 M\$ et 70 M\$ par année selon le scénario d'hiver normal ou froid. Il est donc dans l'intérêt de la clientèle de soutenir la réalisation des études sur le potentiel au site de Saint-Flavien »

Question 2.1 :

Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi Énergir n'a pas pris part à la NCOS de TCPL de l'été 2025.

Question 2.2 :

Veuillez indiquer quel aurait été le coût de la nouvelle capacité dans un tel contexte.

Question 2.3 :

Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer la fourchette de capacité additionnelle anticipée par Énergir à ce stade-ci.

Question 2.4 :

Veuillez présenter le détail des analyses économiques préliminaires qui permettent à Énergir de conclure que, si le potentiel devait se confirmer, l'agrandissement du site de Saint-Flavien serait plus économique que l'acquisition de transport sur le marché primaire dans le cadre d'une nouvelle offre de capacité. Veuillez également présenter une comparaison du coût de la capacité offerte par le projet et le coût de la capacité selon les tarifs de TCPL.

Question 2.5 :

Selon le ou les scénarios retenus pour les analyses économiques, veuillez indiquer :

2.5.1 La capacité additionnelle apportée par le projet

2.5.2 L'impact du projet sur le besoin de l'hiver extrême

2.5.3 L'impact du projet sur le besoin de capacité

2.5.4 Le coût du projet