

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2026-085	R-4334-2026	4 août 2026
------------	-------------	-------------

PRÉSENTS :

Samy Gennaoui
Esther Falardeau
Louis Legault
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de la décision D-2026-058

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

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Marie Lemay Lachance et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^{es} Nicolas Dubé et Paule Hamelin;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)

représentée par M^{es} André Turmel et Charles Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^{es} Gabrielle Champigny et Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Jocelyn Ouellette;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES	6
LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS.....	6
1 INTRODUCTION	7
2 SOLUTION TEMPORAIRE POUR LA SÉMER	9
2.1 CONTEXTE ET HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE	9
2.2 CONTEXTE SPÉCIFIQUE À LA SÉMER	10
2.2.1 Mise en service de la Station.....	10
2.2.2 Contrat d'achat-vente avec la SÉMER.....	11
2.3 SOLUTION TEMPORAIRE	12
2.3.1 Proposition d'Énergir.....	12
2.3.2 Coûts de la solution temporaire proposée	12
2.3.3 Solutions temporaires envisagées	14
2.4 TARIF DE RÉCEPTION TEMPORAIRE	16
2.4.1 Méthodologie proposée pour la facturation du tarif D_{RT}	16
2.4.2 Modification de l'article 14.5.6 des CST.....	17
2.5 COMMENTAIRES DES INTERVENANTS.....	19
2.5.1 AHQ-ARQ.....	19
2.5.2 FCEI	20
2.5.3 RNCREQ	20
2.5.4 RTIEÉ	21
2.6 RÉPONSES D'ÉNERGIR AUX COMMENTAIRES DES INTERVENANTS.....	22
2.6.1 FCEI	22
2.6.2 RNCREQ	22
2.7 OPINION DE LA RÉGIE.....	23

3	ÉTUDES PRÉLIMINAIRES VISANT À DÉTERMINER LE POTENTIEL DU SITE D'ENTREPOSAGE DE SAINT-FLAVIEN	26
3.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	26
3.1.1	Contexte et Mandat confié à Intragaz	26
3.1.2	Stratégie de réalisation des études préliminaires	28
3.1.3	Activités reliées au jalon 1.....	29
3.1.4	Compte d'écart et de report	30
3.2	COMMENTAIRES DES INTERVENANTS.....	31
3.2.1	AHQ-ARQ.....	31
3.2.2	FCEI	31
3.2.3	RNCREQ.....	32
3.2.4	RTIEÉ	32
3.3	RÉPONSES D'ÉNERGIR AUX COMMENTAIRES DE LA FCEI	32
3.4	OPINION DE LA RÉGIE.....	33
	DISPOSITIF	35

LISTE DES ACRONYMES

CER	compte d'écart et de report
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CST	<i>Conditions de service et Tarif</i>
CMC	capacité maximale contractuelle
DDR	demande de renseignements
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GSR	gaz de source renouvelable
GSR-C	gaz de source renouvelable comprimé
GSR-L	gaz de source renouvelable liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MELCCFP	ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
SÉMER	Société d'économie mixte d'énergie renouvelable
tarif D_R	tarif de réception
tarif D_{RT}	tarif de réception temporaire
TCPL	TransCanada Pipelines Limited

LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS

¢	cent
\$	dollar canadien
M	méga (million)
m ³	mètre cube

1 INTRODUCTION

[1] Le 31 mars 2026, Énergir, s.e.c., (Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 49, 52.6 et 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)¹, une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1^{er} octobre 2026. Les 14 mai et 8 juin 2026, Énergir dépose une demande amendée, suivie d'une 2^e demande réamendée, en vertu des articles 31, 32, 34, 48.1, 49, 52.6, 72 et 73 de la Loi (la Demande)².

[2] Énergir demande, notamment, à la Régie de rendre une décision au plus tard le 16 juin 2026, à l'égard de sa proposition de solution temporaire pour l'injection de gaz de source renouvelable liquéfié (GSR-L) par la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMER). Plus spécifiquement, elle demande à la Régie d'approuver la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire (tarif D_{RT}) pour la solution temporaire de la SÉMER et la modification de l'article 14.5.6 des CST, avant le début de l'injection³.

[3] Elle demande également à la Régie d'autoriser, au plus tard en juin 2026, les dépenses requises pour le jalon 1 relatif aux études préliminaires visant à déterminer le potentiel du site d'entreposage de Saint-Flavien, de prendre acte du traitement réglementaire proposé pour suivre l'évolution des travaux entourant la réalisation des études préliminaires et d'autoriser la création d'un compte d'écart et de report (CER)⁴.

[4] Le 21 avril 2026, la Régie rend sa décision procédurale – avis public D-2026-043⁵ et fixe le calendrier de traitement du dossier. Elle reconnaît également d'emblée certains intervenants.

[5] Le 8 mai 2026⁶, la Régie fixe le calendrier de traitement applicable à l'examen, sur dossier, des demandes d'Énergir relatives au tarif de réception temporaire pour la SÉMER,

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Pièce [B-0114](#).

³ Pièce [B-0020](#).

⁴ Pièce [B-0016](#), révisée comme pièce [B-0104](#).

⁵ Décision [D-2026-043](#).

⁶ Pièce [A-0008](#).

ainsi qu'aux dépenses requises pour le jalon 1 relatives aux études préliminaires visant à déterminer le potentiel du site d'entreposage de Saint-Flavien (ci-après Sujets prioritaires).

[6] Le 15 mai 2026, Énergir dépose ses réponses à la demande de renseignements (DDR) n° 1 de la Régie.

[7] Le 22 mai 2026⁷, la Régie accorde un délai à Énergir pour le dépôt de ses réponses aux DDR n° 1 des intervenants et au RNCREQ pour le dépôt de ses commentaires sur les Sujets prioritaires.

[8] Le 25 mai 2026, Énergir dépose ses réponses aux DDR n° 1 des intervenants.

[9] Le 27 mai 2026, l'AHQ-ARQ et le RTIEÉ déposent leurs commentaires sur les Sujets prioritaires. La FCEI dépose une contestation à l'égard de certaines réponses d'Énergir à sa DDR n° 1. Elle présente néanmoins ses commentaires préliminaires, en attente des compléments de réponse d'Énergir.

[10] Le 28 mai 2026, Énergir informe la Régie qu'elle n'a pas de commentaires à formuler à l'égard de ceux déposés par l'AHQ-ARQ et le RTIEÉ sur les Sujets prioritaires.

[11] Le 29 mai 2026, le RNCREQ dépose ses commentaires sur les Sujets prioritaires.

[12] Le 1^{er} juin 2026, Énergir dépose sa réponse à la contestation de la FCEI ainsi qu'une version amendée de ses réponses à la DDR n° 1 de la FCEI.

[13] Le 3 juin 2026, la FCEI se dit satisfaite des réponses d'Énergir à sa contestation et dépose ses commentaires finaux sur les Sujets prioritaires.

⁷ Pièces [A-0012](#) et [A-0013](#).

[14] Le 5 juin 2026, Énergir dépose ses réponses aux commentaires de la FCEI et du RNCREQ concernant les Sujets prioritaires.

[15] Le 16 juin 2026, par sa décision D-2026-058 Motifs à suivre, la Régie accueille la demande d'Énergir à l'égard des Sujets prioritaires. Elle approuve ainsi, notamment, la méthodologie proposée pour la facturation du tarif D_{RT} pour la solution temporaire de la SÉMER. Elle autorise les dépenses requises pour le jalon 1 par Énergir, ainsi que la création d'un CER dans lequel seront cumulés les coûts reliés à ce jalon⁸.

[16] Dans la présente décision, la Régie expose les motifs de sa décision D-2026-058.

2 SOLUTION TEMPORAIRE POUR LA SÉMER

2.1 CONTEXTE ET HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE

[17] Dans sa décision D-2011-108⁹, la Régie autorisait la création d'un tarif de réception (D_R) aux fins de la récupération des coûts liés à la réception de gaz naturel auprès d'une nouvelle catégorie de clients désignés sous l'appellation « producteurs ». Dans sa décision D-2012-167¹⁰, la Régie approuvait l'ajout d'un article au texte des CST pour encadrer les dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle (CMC) de ces clients-producteurs.

[18] En mars 2019, Énergir et la SÉMER concluaient un premier contrat d'achat-vente de GSR¹¹. Selon Énergir, la SÉMER a par la suite surmonté plusieurs embûches pour enfin parvenir à une solution lui permettant d'acheminer son GSR jusqu'au réseau d'Énergir. L'appui financier important du gouvernement fut notamment nécessaire pour la mise en place des infrastructures de raffinage et de liquéfaction du GSR¹².

⁸ Décision [D-2026-058](#) Motifs à suivre.

⁹ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), par. 28 et 103.

¹⁰ Dossier R-3732-2010, décision [D-2012-167](#), p. 8, référant à la pièce [B-0070](#).

¹¹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-006](#), p. 18.

¹² Pièce [B-0020](#), p. 4.

[19] En décembre 2024, la Régie autorisait le projet d'investissement visant la construction d'une station de réception et d'injection de gaz porté à Saint-Flavien (la Station)¹³. Ce projet vise à permettre l'injection de GSR comprimé (GSR-C) ou liquide (GSR-L) produit dans des régions éloignées du réseau gazier d'Énergir et transporté par camion-citerne jusqu'à la Station. La SÉMER est alors identifiée comme un des producteurs ayant réservé de la capacité pour injecter à la Station. En juin 2025, la Régie estimait que l'ensemble des coûts de catégories A et C du tarif D_R de chacun des producteurs devait être facturé à ceux-ci dès la mise en service de la Station¹⁴.

2.2 CONTEXTE SPÉCIFIQUE À LA SÉMER

2.2.1 MISE EN SERVICE DE LA STATION

[20] Énergir indique que la mise en service de la Station, initialement prévue en mars 2026, est reportée en juin 2027. En effet, à la suite de l'ingénierie détaillée, l'envergure des travaux à réaliser a été revue, notamment en raison de la nature des sols sur le site du projet¹⁵.

[21] Des trois producteurs ayant réservé de la capacité à la Station, seule la SÉMER est affectée par ce report de mise en service. En effet, le projet de production de GSR-L de la SÉMER prévoit être prêt à livrer ses premiers volumes de GSR-L dès le mois de mai 2026.

[22] Énergir considère important de débiter l'injection des volumes de GSR en provenance de la SÉMER dès que possible, en invoquant les motifs suivants :

- Pour la SÉMER : pérennité du projet par la rentabilisation du GSR produit;
- Pour Énergir : contribution à l'atteinte des seuils réglementaires GSR;
- Pour le Québec : contribution à la souveraineté énergétique québécoise, complétion du cycle d'économie circulaire associé à la production du GSR à partir

¹³ Dossier R-4263-2024, décision [D-2024-128](#).

¹⁴ Dossier R-4287-2024 Phase 1, décision [D-2025-060](#), par. 214.

¹⁵ Pièce [B-0020](#), p. 3 et 4.

de matières organiques résiduelles et du lieu d'enfouissement technique adjacent, création de trois nouveaux emplois et réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

[23] À défaut de mettre une solution temporaire en place, la production de la SÉMER devrait encore être détruite pour une autre année. Ceci aurait alors pour impact de réduire les revenus du producteur sur la durée du projet tout en exigeant qu'il éponge ses coûts, provoquant potentiellement une pression à la hausse sur le prix final du GSR. Selon Énergir, un tel report serait défavorable pour la clientèle.

2.2.2 CONTRAT D'ACHAT-VENTE AVEC LA SÉMER

[24] Énergir indique que le contrat d'achat-vente de GSR conclu avec la SÉMER a été amendé à deux reprises pour tenir compte de hausses de coûts subies par ce producteur et pour prendre en compte les coûts projetés de son injection à la Station. Le prix d'achat du GSR maintenant prévu au contrat est composé de deux volets : le prix de la molécule et un cavalier tarifaire équivalent au coût du D_R ¹⁶.

[25] Le contrat ne prévoit pas de clause de renégociation ou d'ajustement du prix d'achat de la molécule. Toutefois, le cavalier tarifaire peut faire l'objet d'une révision à la hausse dans l'éventualité où celui prévu ne permet pas de couvrir l'ensemble des coûts du tarif D_R . Énergir considère cette approche adaptée au présent projet, dans la mesure où la portion subventionnée de l'investissement est significative et fixe.

[26] Advenant l'arrivée d'un autre producteur injectant du GSR à la Station, le cavalier tarifaire pour la SÉMER serait revu à la baisse dans une logique de partage des coûts avec le nouveau producteur¹⁷.

¹⁶ Pièce [B-0091](#), p. 2 et 3, réponses aux questions 1.1 et 1.2.

¹⁷ Pièce [B-0097](#), p. 2, réponse à la question 1.1.

[27] Énergir précise que dans tous les cas de figure, le prix d'achat du GSR prévu au contrat conclu avec la SÉMER, incluant le cavalier tarifaire, devra respecter les balises fixées par la Régie, tant au niveau du prix maximal que du prix moyen¹⁸.

2.3 SOLUTION TEMPORAIRE

2.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[28] Afin de permettre à la SÉMER de débiter son injection sans délai, Énergir propose l'installation d'un poste d'injection temporaire pour une durée d'environ 12 mois. Ce poste serait situé à Sainte-Claire-de-Bellechasse et permettrait l'alimentation du réseau local CL 400. Le GSR-L de la SÉMER serait transporté par camion-citerne vers une unité mobile de stockage et regazéification, laquelle assurerait sa conversion en phase gazeuse avant son injection dans le réseau de distribution. L'utilisation d'une telle solution doit être limitée dans le temps pour les raisons suivantes :

- Le réseau local a une capacité hydraulique plus limitée qu'à la Station;
- Le propriétaire du terrain n'est pas intéressé à vendre sa parcelle de terrain;
- Cette solution ne permet pas à plusieurs utilisateurs d'injecter le GSR ni de recevoir du GSR-C.

2.3.2 COÛTS DE LA SOLUTION TEMPORAIRE PROPOSÉE

[29] Énergir propose de récupérer tous les coûts associés à la solution temporaire auprès de la SÉMER par le biais d'un tarif de réception temporaire (tarif D_{RT}), lequel est décrit à la section 2.4 de la présente décision. Considérant que le coût du tarif D_R est intégré au prix d'achat du GSR via un cavalier tarifaire, ces coûts auront un effet sur le tarif GSR et sur les frais de socialisation, comme pour l'ensemble des contrats au portefeuille d'approvisionnement en GSR¹⁹.

¹⁸ Pièce [B-0092](#), p. 3, réponse à la question 1.2.

¹⁹ Pièce [B-0097](#), p. 2 et 3, réponses aux questions 1.2 et 1.3.

[30] Le montant total estimé pour la durée de la solution temporaire est de 1,61 M\$, incluant l'ensemble des frais de mobilisation, de démobilisation, d'opération, d'entretien et de gestion. Si la solution temporaire devait se prolonger dans le temps, en raison d'un retard dans la mise en service de la Station, les coûts fixes de mise en place et de démantèlement du site ne changeraient pas et les coûts mensuels variables continueraient d'être facturés au producteur²⁰. Énergir considère qu'elle n'aurait pas à requérir une nouvelle autorisation de la Régie, puisque la méthodologie tarifaire proposée prend déjà en compte la possibilité d'une prolongation²¹.

[31] Questionnée à cet égard, Énergir indique ne pas être en mesure de chiffrer la pression à la hausse sur le prix du GSR, considérant que la SÉMER n'a pas partagé d'impact financier concret découlant d'un refus de la solution temporaire. Cependant, étant donné le cavalier tarifaire prévu au contrat d'achat-vente, toute augmentation des coûts a un impact sur le prix d'achat du GSR par l'intermédiaire du tarif D_R . Énergir présente deux facteurs qui pourraient avoir un impact à la hausse sur le prix du GSR :

- Récupération des coûts engagés par Énergir à ce jour pour le développement de la solution temporaire par le biais du cavalier tarifaire.
- Absence de revenu pour la SÉMER alors qu'elle doit commencer à amortir ses investissements. Il se créerait alors un manque à gagner dans le modèle financier de la SEMER qui, toutes choses étant égales par ailleurs, exigerait d'augmenter le prix du GSR pour maintenir un rendement équivalent sur la durée du projet.

[32] De plus, Énergir indique que peu importe que la solution temporaire soit autorisée ou non, une augmentation des coûts de construction de la Station pourrait entraîner une révision du cavalier tarifaire ayant pour effet une hausse du prix d'achat du GSR²².

²⁰ Pièce [B-0091](#), p. 5, réponse à la question 1.5.

²¹ Pièce [B-0098](#), p. 8, réponses aux questions 4.1 et 4.2.

²² Pièce [B-0091](#), p. 2 à 4, réponses aux questions 1.2 et 1.4.

[33] Énergir soumet que l'approbation de la solution temporaire ne crée pas de désavantage matériel pour la clientèle, alors qu'elle bénéficie au producteur. En effet, en considérant la différence au niveau du cavalier tarifaire selon les coûts prévus de la Station et ceux prévus de la solution temporaire, Énergir estime le surcoût de la solution temporaire à 0,189 M\$, soit un impact de 0,05 % en comparaison du coût global d'approvisionnement en GSR prévu pour l'année 2026-2027²³.

[34] En contrepartie, la solution temporaire permet à la SEMER de cesser de rejeter des GES dans l'atmosphère sans remplacer des GES d'origine fossile, tel que souhaité par le gouvernement avec la subvention octroyée à la SEMER. Elle permet aussi, notamment, de contribuer à l'atteinte des cibles fixées par règlement et de contribuer au développement de la filière de production de GSR.

[35] Par ailleurs, advenant que la Régie rende sa décision après le début de l'injection par la SÉMER, cette dernière devrait payer les pénalités prévues à l'article 14.5.6 des CST, ce qu'Énergir considère indu dans les circonstances²⁴.

2.3.3 SOLUTIONS TEMPORAIRES ENVISAGÉES

[36] Dans le cadre de l'évaluation des solutions permettant l'injection temporaire du GSR-L de la SÉMER, Énergir a étudié plusieurs scénarios. Chaque option a été analysée en fonction de sa faisabilité technique, des coûts associés, des risques opérationnels ainsi que du respect des cadres juridique et réglementaire. Le tableau suivant présente les différentes options analysées.

²³ Pièce [B-0112](#), p. 2.

²⁴ Pièce [B-0091](#), p. 3, réponse à la question 1.3.

TABLEAU 1²⁵
OPTIONS ANALYSÉES PAR ÉNERGIR

# Lieu d'injection	Avantages	Inconvénients
1 Client alimenté GNL	Réalisable d'un point de vue technique et opérationnel	Le client ne souhaite pas acheter de GSR
2 Usine LSR		Risque opérationnel et complexité
3 Réseau local Mongmagny		Demande insuffisante, surtout en été
4 Réseau local Sainte-Claire (retenu)	Répond aux exigences de capacité et présente une faisabilité technique supérieure	Coûts plus élevés d'installation

[37] Concernant l'option #1, le client actuellement alimenté au gaz naturel liquéfié (GNL) ne souhaite pas consommer du GSR, considérant que le tarif GSR est trop élevé. La solution évaluée passerait donc par une substitution de volumes de GNL entre le client GM GNL (GM GNL) et Énergir. Le GSR-L serait alors considéré comme étant détenu par Énergir à l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR), alors que les volumes livrés par GM GNL à partir de la SÉMER vers le client GNL seraient considérés comme du GNL fossile²⁶.

[38] Questionnée à cet égard, Énergir confirme que plusieurs camions de GNL sont chargés à l'usine LSR chaque semaine et que des échanges de molécules ont déjà été réalisés entre Énergir et GM GNL. Cependant, dans le cas de la SÉMER, c'est la reconnaissance du caractère renouvelable d'une partie des volumes échangés qui soulève des questionnements²⁷.

[39] De plus, si Énergir renonçait au caractère renouvelable du GSR-L de la SÉMER aux fins de l'option #1, le montant requis pour combler l'écart entre le coût du GNL fossile et celui du GSR-L serait considérablement plus élevé que le coût de la solution temporaire²⁸. L'écart demeurerait important, même si Énergir pourrait être exemptée du SPEDE.

²⁵ Tableau produit à partir de la pièce [B-0020](#), p. 6 et 7.

²⁶ Pièce [B-0091](#), p. 7 et 8, réponse à la question 3.1.

²⁷ Pièce [B-0110](#), p. 5, réponse à la question 1.6.

²⁸ Pièces [B-0110](#) et B-111 (confidentielle), p. 4 et 5, réponses aux questions 1.4 et 1.5.

[40] Concernant l'option #2, Énergir indique avoir écarté cette solution, 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 LSR, ainsi que par l'augmentation anticipée des gaz d'évaporation.

[41] Questionnée à cet égard, Énergir explique que la réception régulière de GNL ne fait pas partie des activités cartographiées par la méthodologie de partage des coûts à l'usine LSR, laquelle repose sur une méthode approuvée par la Régie²⁹ et visant une allocation équitable entre les activités réglementées et non réglementées. Conséquemment, une livraison régulière de GSR-L par la SÉMER nécessiterait une modification de la méthodologie de partage des coûts. Une telle modification requérant une décision de la Régie, le délai pour mettre en place l'option #2 était incompatible avec l'échéancier visé³⁰.

2.4 TARIF DE RÉCEPTION TEMPORAIRE

2.4.1 MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE POUR LA FACTURATION DU TARIF D_{RT}

[42] Pour permettre l'injection au poste d'injection temporaire, Énergir propose un tarif de réception adapté, où tous les coûts de la solution temporaire sont refacturés à la SÉMER et récupérés à travers le tarif D_{RT}.

[43] Le Distributeur indique que les coûts de la solution temporaire sont tous des coûts d'opération et d'entretien. De plus, tous les volumes seront livrés en territoire dans la zone de consommation de Saint-Nicolas – Saint-Flavien. La capacité de cette zone en été est largement suffisante pour absorber le GSR-L de la SÉMER qui y sera injecté. Ainsi, le tarif D_{RT} ne comporte que deux volets (distribution et variable).

[44] Par souci de simplicité et d'efficacité, Énergir propose de facturer le tarif D_{RT} selon les coûts estimés actuels. Énergir facturerait à la SÉMER la différence entre les coûts

²⁹ Pièce [B-0050](#), p. 17. Voir l'encadré « Répartition des coûts usine LSR » pour les décisions applicables.

³⁰ Pièce [B-0110](#), p. 6, réponse à la question 1.8.

estimés et les coûts réels à l'injection en deux temps, soit au 30 septembre 2026 et à la fin du projet temporaire, soit à la mise en service de la Station.

[45] Pour le volet distribution, comme la SÉMER sera le seul producteur à assumer l'entièreté des coûts de la solution temporaire, Énergir demande une dérogation à la décision D-2024-113³¹ sur l'application du tarif timbre-poste du volet distribution. Quant au volet variable, Énergir soumet qu'il est identique à celui énoncé à cette même décision.

[46] Comme le montre le tableau suivant, Énergir propose de récupérer les coûts sur deux années financières, soit les années 2025-2026 et 2026-2027, au prorata du nombre de jours d'injection dans l'année.

TABLEAU 2³²
TARIF DE RÉCEPTION TEMPORAIRE

Composantes <i>¢/m³/jour</i>	Volet	Taux	
		An 1	An 2
Obligation minimale	Investissement	0,000	0,000
quotidienne	Distribution	44,621	44,621
Total – portion fixe		44,621	44,621
Variable (au volume injecté)		0,145	0,145

2.4.2 MODIFICATION DE L'ARTICLE 14.5.6 DES CST

[47] Énergir indique que, contrairement aux projets de GSR directement raccordés au réseau dont l'injection se fait généralement en continu, ceux de gaz porté verront leur production injectée de façon sporadique. Étant responsable de l'injection du GSR en provenance des citernes, elle le fera en fonction de la capacité du réseau à le recevoir. Énergir soumet que la gestion de la CMC reste pertinente, car elle permet de respecter la capacité d'injection du réseau en général, et celle de la conduite en particulier. Dans ces

³¹ Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), par. 426.

³² Tableau produit à partir de la pièce [B-0020](#), p. 10.

circonstances, pour les producteurs utilisant le gaz porté, Énergir propose de modifier l'application de l'article 14.5.6 afin de calculer le dépassement sur une base annuelle.

[48] Énergir est consciente du fait que sa proposition n'est pas équivalente à l'article actuel, étant donné que la facturation de la portion supérieure à la CMC s'effectuerait à la fin de l'année tarifaire, plutôt que quotidiennement. Cependant, elle la juge simple et raisonnable, et souligne ce qui suit :

- Pour la station multiutilisateurs comme pour la solution temporaire, tous les coûts du tarif de réception applicables seront assumés par le producteur conformément à la décision D-2025-060, peu importe que cela soit au cours de l'année tarifaire ou à la fin de l'année tarifaire;
- La quantité à injecter par jour et par camion-citerne en fonction de la capacité du réseau sera déterminée par Énergir;
- Un ajustement de la CMC pour l'arrimer à la fréquence sporadique des livraisons des citernes et du type de gaz porté serait laborieux et entraînerait des définitions de CMC différentes par client. De plus, cela mènerait à une CMC sans lien logique avec la capacité du réseau;
- Le maintien de l'article 14.5.6 est important, car il incite à une évaluation adéquate de la CMC qui est un paramètre essentiel dans le calcul du tarif D_R et dans le partage des coûts communs entre les producteurs.

[49] Sur la base du texte des CST en vigueur au 1^{er} décembre 2025, Énergir propose de modifier l'article 14.5.6 comme suit :

14.5.6 DÉPASSEMENTS QUOTIDIENS DE LA CAPACITÉ MAXIMALE CONTRACTUELLE (CMC)

Un client qui désire injecter, une journée donnée, un volume de gaz naturel supérieur à sa CMC doit en faire la demande préalable au distributeur.

S'il est opérationnellement possible pour le distributeur d'accepter ce volume additionnel de gaz naturel du client, ce volume est facturé selon la somme de 110 % × le taux de l'obligation minimale quotidienne, du taux unitaire au volume injecté applicable au point de réception et du taux unitaire au volume livré en territoire applicable à sa zone de consommation ou le taux unitaire au volume livré hors

territoire, le cas échéant. [Dans le cas où le gaz naturel est amené au site d'injection par camion, le volume additionnel sera évalué sur base annuelle, à la fin de l'année tarifaire.](#)

Si plusieurs demandes pour injecter des volumes de gaz naturel supplémentaires sont faites de façon concurrente et que lesdits volumes excèdent la capacité du distributeur d'accepter le gaz naturel, une répartition de la capacité disponible est effectuée au prorata des volumes excédentaires demandés³³.

[en bleu, l'ajout par Énergir]

[50] Dans un exemple fourni en réponse à la DDR de l'AHQ-ARQ, Énergir estime qu'avec une CMC de 3,6 M m³, un client en gaz porté payerait une pénalité de 6 961 \$ pour une journée de livraison, alors qu'un client raccordé au réseau n'aurait aucune pénalité à payer³⁴.

2.5 COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

2.5.1 AHQ-ARQ

[51] L'AHQ-ARQ³⁵ ne s'oppose pas au principe de la solution temporaire, dans la mesure où celle-ci permet d'éviter un report additionnel de l'injection du GSR de la SÉMER et où les coûts causés par cette solution sont correctement attribués au producteur.

[52] L'intervenant recommande toutefois l'approbation de la méthodologie sous réserve que les coûts réels, prudemment encourus et directement liés à la solution temporaire, puissent être récupérés auprès de la SÉMER. De plus, il soumet que l'intégration du cavalier tarifaire au prix d'achat du GSR ne doit pas avoir pour effet de contourner le principe selon lequel les coûts de réception doivent être assumés par le producteur.

³³ Pièce [B-0020](#), p. 12 et 13.

³⁴ Pièce [B-0098](#), p. 11, réponse à la question 5.1.

³⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 3 à 5.

[53] L'AHQ-ARQ recommande également certains suivis d'ici la fin du projet. L'intervenant souhaite qu'Énergir fournisse notamment son impact réel sur le tarif GSR et les frais de socialisation, ainsi que l'écart entre les coûts réels et estimés.

[54] Enfin, l'AHQ-ARQ recommande que toute prolongation significative de plus de six mois fasse l'objet d'un avis à la Régie, accompagné d'une estimation des coûts variables additionnels, de l'impact anticipé sur le cavalier tarifaire et d'une mise à jour de l'échéancier pour la mise en service de la Station.

2.5.2 FCEI

[55] La FCEI est d'avis qu'Énergir surestime le coût de l'option #1, puisque le volume de GSR est surévalué et que la marge de profit de GM GNL n'est pas prise en compte. En posant l'hypothèse que cette marge de profit soit de 20 %, la FCEI estime à 1,2 M\$ le coût de l'option #1. En prenant en compte des modifications aux CST permettant l'échange de GSR-L et de GNL, l'intervenante évalue le coût de l'option #1 à 0,233 M\$, ce qui serait plus économique que la solution temporaire.

[56] Dans ce contexte, la FCEI demande à la Régie de rejeter la solution proposée. De plus, dans la mesure où le choix de la solution relève d'Énergir et non de la SÉMER, la FCEI demande à la Régie d'interdire à Énergir de refléter dans le tarif de réception les coûts encourus à ce jour pour la mise en place de la solution temporaire ou de réclamer ces coûts à la SÉMER de toute autre manière³⁶.

2.5.3 RNCREQ

[57] Considérant que la mise en service des installations de la SÉMER semble juste et désirable pour l'ensemble de la société, le RNCREQ est d'avis que la construction d'une solution temporaire pour accueillir la production de la SÉMER apparaît appropriée.

³⁶ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 2 et 3.

[58] Néanmoins, il est d'avis que les explications d'Énergir justifiant un partage des coûts de cette solution temporaire avec la société sont insuffisantes. Il soumet, notamment, que les problèmes de sol rencontrés sur le site du projet de la Station auraient dû être identifiés lors des étapes antérieures au projet détaillé.

[59] Si l'intervenant conçoit, à l'instar d'Énergir, que le projet de la SÉMER puisse représenter un bénéfice à plusieurs égards, il soumet toutefois que ce n'est pas nécessairement le cas pour la solution temporaire.

[60] Le RNCREQ est donc d'avis que la demande liée à la solution temporaire doit être accueillie, sauf en ce qui concerne le cavalier tarifaire.

[61] Par ailleurs, le RNCREQ appuie la modification proposée à l'article 14.5.6 des CST. L'intervenant soumet que les volumes de GSR diffèrent de ceux attendus pour le gaz de schiste et qu'il était alors courant que les prévisions de production soient surdimensionnées. Les volumes de GSR apportés par camion étant inférieurs aux volumes estimés par le gaz de schiste, la modification à l'article 14.5.6 des CST est appropriée et opportune³⁷.

2.5.4 RTIEÉ

[62] Le RTIEÉ se dit satisfait de la solution temporaire, dans le contexte où les diverses alternatives examinées ne seraient pas davantage acceptables et que la solution temporaire se prolongerait de plein droit, même en cas de retard plus étendu que prévu de la complétion de la Station³⁸. Il note que le tarif provisoire, proposé par Énergir, est formulé de façon générique, plutôt que spécifique à un seul fournisseur, ce qu'il juge conforme aux bonnes pratiques tarifaires. Ainsi, le RTIEÉ invite la Régie à approuver le tarif de réception temporaire proposé par Énergir.

³⁷ Pièce [C-RNCREQ-0011](#), p. 7 à 13.

³⁸ Pièce [C-RTIEÉ-0012](#), p. 4 (p. 8 du PDF).

2.6 RÉPONSES D'ÉNERGIR AUX COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

2.6.1 FCEI

[63] Énergir soumet que la marge de profit de GM GNL serait appliquée, peu importe l'origine du chargement de GNL. Ce montant ne viendrait donc pas réduire l'écart entre l'option #1 et la solution temporaire proposée³⁹.

[64] De plus, Énergir est d'avis que la FCEI minimise les délais nécessaires pour faire approuver le caractère renouvelable de la molécule auprès du MELCCFP. Elle réitère que tout retard d'injection mettrait la SÉMER dans une situation où elle devrait amortir ses investissements sans que ceux-ci génèrent le niveau de revenu attendu. Les bénéfices environnementaux de cette production seraient également perdus, ce qui serait en contradiction avec les préoccupations du gouvernement qui souhaite valoriser les bénéfices environnementaux du GSR.

[65] Elle réitère également que la solution temporaire présente un surcoût de 0,189 M\$ par rapport à la Station, soit un impact de 0,05 % sur les coûts d'approvisionnement totaux en GSR pour la période 2026-2027. Cet impact, basé sur la quantité contractuelle annuelle au contrat, pourrait être moindre si les volumes du projet s'avèrent inférieurs. En revanche, cette solution présente de très nombreux avantages pour le producteur.

2.6.2 RNCREQ

[66] Énergir souhaite ajouter un éclairage supplémentaire sur les raisons ayant entraîné le recours à une solution temporaire pour la SÉMER. Le site choisi pour la construction de la Station est situé sur un terrain appartenant à Intragaz. Au moment de la planification du projet, cet emplacement était entièrement végétalisé. Après son déboisement, des analyses des sols ont révélé des niveaux de contamination requérant des opérations

³⁹ Pièce [B-0112](#), p. 2.

supplémentaires afin de caractériser ces sols et d'en disposer. Ces étapes, non prévues au projet, ont induit des délais et des frais supplémentaires.

[67] Le Distributeur souligne que sa demande ne se limite qu'à l'approbation du tarif D_{RT} pour la récupération des coûts de la solution temporaire. Sa demande ne concerne pas le cavalier tarifaire inclus au contrat d'achat de GSR auprès de la SÉMER, ce dernier respectant les balises approuvées par la Régie. Énergir réitère que le cavalier tarifaire permet au producteur d'inclure, au prix du GSR acheté par Énergir, le coût exact encouru pour l'utilisation des actifs d'injection de GSR porté, qu'il s'agisse de la solution temporaire ou de la Station.

2.7 OPINION DE LA RÉGIE

[68] Tel qu'indiqué à sa décision D-2026-058 Motifs à suivre, la Régie retient que la SÉMER serait prête à injecter sa production de GSR-L dans le réseau d'Énergir, mais qu'elle ne pourra pas le faire étant donné le retard dans la construction de la Station.

[69] Elle retient également que le coût de la solution temporaire proposée pour permettre l'injection de la SÉMER, sans plus attendre, représente un « surcoût » lié à la Station, évalué à 0,189 M\$ pour la période visée.

[70] Après examen des différentes solutions envisagées par Énergir et de l'alternative présentée par la FCEI, la Régie conclut que la solution temporaire proposée est la plus avantageuse en termes de délais, de coûts et de bénéfices, tant pour Énergir que pour la SÉMER, la clientèle d'Énergir et la société québécoise dans son ensemble. Cette solution permet une injection rapide du GSR-L de la SÉMER, contribue à l'atteinte des seuils réglementaires de GSR et évite que la production demeure inutilisée pendant une année.

[71] À l'instar du Distributeur, la Régie est d'avis que les démarches pour faire reconnaître le caractère renouvelable du gaz échangé, comme le suggère la FCEI, impliqueraient des efforts importants et des délais additionnels. De plus, si le Distributeur renonçait au caractère renouvelable du GSR de la SÉMER, le montant requis pour combler l'écart entre le coût du GNL fossile et celui du GSR-L serait considérablement plus élevé que le coût de la solution temporaire. Par ailleurs, bien que les volumes prévus d'injection

de GSR permettent à Énergir d'atteindre ses seuils réglementaires à court terme, elle devra éventuellement en acquérir davantage pour atteindre les prochains seuils. Tous les volumes additionnels injectés et mis en inventaire lui assurent donc une marge de manœuvre pour le futur.

[72] La Régie conclut également que la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER est simple et compatible avec la structure du tarif de réception ainsi qu'avec le principe sous-jacent, à l'effet que les coûts de la solution temporaire sont récupérés par Énergir auprès du producteur, par le biais de ce tarif. La Régie reconnaît toutefois que, dans la mesure où le contrat d'achat de GSR prévoit un cavalier tarifaire reflétant le coût du tarif de réception, ces coûts auront, ultimement, une incidence sur le prix d'achat du GSR, le tarif GSR et les frais de socialisation. Cette incidence ne remet pas en cause la méthode de facturation proposée, mais elle justifie les suivis ordonnés par la présente décision.

[73] Par ailleurs, la Régie retient que la spécificité des projets de GSR porté fait en sorte que leur production sera injectée à la Station de façon sporadique. En effet, tel qu'il appert de la preuve, il est prévu que les camions-citernes soient livrés, en fonction du projet, à raison d'une à trois fois par semaine au point de réception. Elle comprend que cette particularité s'applique non seulement à la SÉMER, mais également aux autres producteurs qui seront éventuellement des utilisateurs de la Station.

[74] Bien que le contexte actuel en termes de volumes et de nombre de producteurs ait changé depuis la création du tarif de réception en 2011, la Régie note que la gestion de la CMC reste pertinente. En effet, cette gestion permet de respecter la capacité d'injection du réseau en général, et celle de la conduite en particulier.

[75] Considérant la spécificité des projets de GSR porté, la Régie juge qu'il y a lieu de modifier la condition de service portant sur les dépassements quotidiens de la CMC, afin de calculer le dépassement sur une base annuelle plutôt que quotidienne.

[76] En effet, selon le texte actuel de l'article 14.5.6 des CST, le producteur pourrait payer une pénalité pour un dépassement de la CMC quotidienne, sans toutefois dépasser la CMC annuelle, alors qu'il serait opérationnellement possible pour Énergir d'accepter ce volume additionnel.

[77] La Régie note toutefois qu'une coquille semble s'être glissée dans le texte français des CST alors qu'on peut y lire les mots « sur base annuelle », et qu'il aurait lieu de la corriger en y inscrivant les termes « sur une base annuelle ».

[78] La version anglaise de l'article 14.5.6 des CST proposé ne comporte pas une telle coquille⁴⁰.

[79] **En conséquence, la Régie approuve la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER⁴¹.**

[80] **Elle approuve également la modification de l'article 14.5.6 des CST⁴², telle que proposée par Énergir, dans ses versions française et anglaise, sous réserve de remplacer, dans la version française, les mots « sur base annuelle » par « sur une base annuelle », ainsi que son entrée en vigueur à compter de la décision D-2026-058 Motifs à suivre.**

[81] Par ailleurs, la Régie juge pertinents les suivis proposés par l'AHQ-ARQ, lesquels lui permettront d'évaluer les impacts de la solution temporaire. Elle note d'ailleurs qu'Énergir n'a pas de commentaires à formuler à cet égard⁴³.

[82] **En conséquence, la Régie demande à Énergir de fournir les informations suivantes lors des prochains rapports annuels, et ce, jusqu'à la mise en service de la Station.**

- **Impact réel de la solution temporaire sur le tarif GSR et les frais de socialisation;**
- **Écart entre les coûts réels et estimés de la solution temporaire.**

⁴⁰ Pièce [B-0086](#).

⁴¹ Pièce [B-0020](#), p. 8 à 10.

⁴² Pièces [B-0020](#), p. 12 et 13, et [B-0086](#), p. 5 et 6.

⁴³ Pièce [B-0105](#).

3 ÉTUDES PRÉLIMINAIRES VISANT À DÉTERMINER LE POTENTIEL DU SITE D'ENTREPOSAGE DE SAINT-FLAVIEN

3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

3.1.1 CONTEXTE ET MANDAT CONFÉ À INTRAGAZ

[83] Les capacités de transport dans le triangle de l'Est étant hautement contingentées, Énergir fait face à d'importants déficits d'outils sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030⁴⁴. De surcroît, le développement de capacités de transport additionnelles par TransCanada PipeLines Limited (TCPL), dans cette région, s'avère à la fois coûteux et incertain, puisque cette dernière n'est pas assujettie à une obligation de desserte en vertu de la décision RH-003-2011, rendue par la Régie de l'énergie du Canada (anciennement l'Office national de l'énergie)⁴⁵.

[84] La solution conventionnelle consistant à contracter de nouvelles capacités de transport pour combler ces déficits apparaît dès lors ardue. De plus, cette situation ne devrait pas se résorber à court terme.

[85] Ainsi, Énergir demeure à l'affût de toute alternative permettant de répondre aux besoins existants et futurs de sa clientèle, et ce, au meilleur coût possible. À cet égard, elle a mandaté Intragaz, s.e.c. (Intragaz) afin de réaliser, dans les meilleurs délais, des études préliminaires visant à évaluer le potentiel d'accroître les capacités du site d'entreposage de Saint-Flavien. Ces études visent à déterminer la viabilité d'un projet susceptible d'offrir des capacités additionnelles et de combler, au moins en partie, les déficits d'approvisionnement anticipés.

[86] Ces études s'inscrivent dans une approche d'optimisation des capacités en franchise, reconnues pour les bénéfices qu'elles procurent en termes de flexibilité opérationnelle et de sécurité d'approvisionnement. À cet égard, Énergir rappelle que, dans sa décision D-2021-115⁴⁶, la Régie a reconnu les avantages de détenir de

⁴⁴ Pièce [B-0036](#), p. 19.

⁴⁵ Pièce [B-0104](#), p. 3, référant à la décision [RH-003-2011](#).

⁴⁶ Dossier R-4158-2021, décision [D-2021-115](#), p. 20.

l'entreposage en franchise, notamment par la flexibilité qu'elle offre pour desservir les besoins de la clientèle de manière fiable et à moindre coût.

[87] Dans ces circonstances, afin d'assurer la progression rapide du développement potentiel du site de Saint-Flavien, Énergir soumet qu'il est dans l'intérêt de la clientèle qu'elle entreprenne dès maintenant cette démarche, de manière à limiter les surcoûts associés aux contraintes d'approvisionnement dans le triangle de l'Est, lesquelles devraient se resserrer au cours des prochaines années.

[88] Par ailleurs, la garantie par le demandeur de service du remboursement des coûts de développement d'un éventuel projet ou service constitue une pratique courante dans l'industrie. À titre d'exemple, dans le cadre d'un projet de construction de nouvelles infrastructures de transport, Énergir garantit les coûts de développement de TCPL et s'engage à les rembourser, advenant la non-réalisation du projet. Dans ce contexte, ni TCPL ni ses actionnaires ne sont exposés à ce risque.

[89] Énergir souligne que les sites d'entreposage d'Intragaz ont démontré leur fiabilité ainsi que leur importance stratégique pour son réseau, notamment en offrant une flexibilité opérationnelle, une sécurité d'approvisionnement et une gestion optimisée de ses approvisionnements. Ces sites permettent, notamment, de réduire les besoins en capacités de transport, d'assurer une redondance en cas d'incident sur le réseau de TCPL, d'augmenter la capacité pour répondre à la demande de pointe et d'atténuer le risque lié à la volatilité des prix de fourniture en période hivernale⁴⁷.

[90] Les modélisations du site de Saint-Flavien indiquent un potentiel permettant plus que le doublement des capacités actuelles de retrait et d'entreposage. Si ce potentiel était avéré et disponible, il pourrait permettre de combler l'équivalent de l'ensemble des déficits prévus dans le scénario de base.

⁴⁷ Pièce [B-0016](#), p. 4 et 5.

[91] Énergir soutient que le coût des études préliminaires demeure modeste comparativement aux coûts anticipés des capacités liés aux déficits d'approvisionnement dans le contexte gazier actuel. Le développement du site de Saint-Flavien, s'il est possible, permettrait d'ajouter de la capacité à un coût comparable aux tarifs actuels de transport de TCPL, tout en générant des économies pour la clientèle, lesquelles sont estimées entre 31 M\$ et 70 M\$ annuellement, selon le scénario d'hiver normal ou froid.

3.1.2 STRATÉGIE DE RÉALISATION DES ÉTUDES PRÉLIMINAIRES

[92] Compte tenu des incertitudes géologiques, techniques et réglementaires entourant un éventuel projet d'optimisation de l'entreposage à Saint-Flavien, Énergir et Intragaz ont convenu de préconiser une approche structurée en quatre jalons décisionnels successifs pour la réalisation des études. Chaque jalon constitue une étape d'évaluation permettant de statuer sur la pertinence de poursuivre les études, en fonction des résultats obtenus à l'étape précédente. Cette approche vise à assurer une progression rigoureuse des études, tout en limitant les engagements financiers et en tenant compte de l'évolution du contexte gazier et réglementaire⁴⁸.

[93] Le coût total de ces phases est estimé à environ 8 M\$, sous réserve de leur réalisation complète. Énergir s'engage à déposer auprès de la Régie les résultats obtenus à chacun des jalons, afin d'en permettre le suivi et, le cas échéant, à solliciter l'autorisation préalable pour les dépenses associées aux phases subséquentes. Au terme des quatre jalons, si l'ensemble des études sont favorables, une demande distincte pour la réalisation du projet d'optimisation sera déposée par Intragaz.

⁴⁸ Pièces [B-0016](#), p. 6 et 7, et [B-0098](#), p. 17, réponse à la question 7.4.

TABLEAU 3⁴⁹
CALENDRIER GLOBAL DE RÉALISATION DES QUATRE JALONS DÉCISIONNELS

Jalon	Description	Détails	Début	Fin	Coût (M\$)
1	Études détaillées	Études géologiques et environnementales, analyse de faisabilité, CPTAQ *, démarches foncières, inventaires milieux	Mars 2026	Mai 2027	3,1
2	Sismique 3D	Levé sismique, interprétation des résultats, analyse modélisation	Juin 2027	Avril 2028	3,2
3	Ingénierie préliminaire	Ingénierie préliminaire surface et forage, BAPE, autorisation ministérielle	Déc. 2027	Sept. 2028	1,0
4	Décision d'investissement	Dépôt d'une demande d'investissement à la Régie	Mai 2028	Nov. 2028	0,7

* Commission de protection du territoire agricole du Québec.

[94] Selon l'échéancier global, la complétion des quatre phases est prévue vers la fin de l'automne 2028. Le cas échéant, les travaux d'optimisation des capacités de retrait et d'injection à Saint-Flavien devraient débuter en 2029, sous réserve de l'approbation de la Régie.

[95] Énergir prévoit déposer, le cas échéant, une demande d'autorisation des dépenses pour chacun des jalons. Toutefois, il est possible que les jalons se chevauchent partiellement et que certains coûts soient engagés avant l'obtention de l'autorisation de la Régie. Le cas échéant, ces coûts seront intégrés à la demande visant le jalon subséquent⁵⁰.

3.1.3 ACTIVITÉS RELIÉES AU JALON 1

[96] Énergir indique que le jalon 1 vise à confirmer le potentiel du site et à réduire les incertitudes géologiques, afin de préciser les scénarios d'augmentation des capacités de retrait et d'injection, tout en confirmant la pertinence de poursuivre les travaux subséquents. Les travaux techniques comprennent, notamment, le retraitement des

⁴⁹ Pièce [B-0104](#), p. 7.

⁵⁰ Pièce [B-0098](#), p. 17, réponse à la question 7.6.

données sismiques, l'élaboration d'un modèle géologique détaillé et la mise à jour des modèles d'écoulement, afin de raffiner les hypothèses du projet et d'identifier les localisations de forage potentielles.

[97] En parallèle, Intragaz entreprendra chacun des volets environnemental, foncier et réglementaire, incluant la réalisation des études, des inventaires et des travaux préparatoires nécessaires à l'obtention des autorisations requises, notamment auprès de la CPTAQ.

[98] Le coût estimé des activités du jalon 1 est de 3,1 M\$.

3.1.4 COMPTE D'ÉCART ET DE REPORT

[99] Énergir demande la création d'un CER hors base de tarification, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital (CMPC) en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au jalon 1, jusqu'à son inclusion dans un prochain dossier tarifaire, et la récupération de ceux-ci dans un prochain dossier tarifaire. Elle précise que les coûts inscrits au CER seraient récupérés auprès de la clientèle via le coût de service de l'équilibrage⁵¹.

[100] Enfin, en réponse à la DDR de l'AHQ-ARQ⁵², Énergir convient du fait que l'autorisation d'un CER ne constitue généralement pas une récupération automatique des montants auprès de la clientèle. Cependant, au présent dossier, Énergir demande l'autorisation de la Régie pour pouvoir récupérer ces montants dans un prochain dossier tarifaire.

⁵¹ Pièces [B-0104](#), p. 8, et [B-0098](#), p. 18 et 19, réponses aux questions 7.8 et 7.10.

⁵² Pièce [B-0098](#), p. 19, réponse à la question 7.10.

3.2 COMMENTAIRES DES INTERVENANTS

3.2.1 AHQ-ARQ

[101] L’AHQ-ARQ⁵³ reconnaît que le développement du site d’entreposage de Saint-Flavien pourrait accroître la flexibilité en franchise et réduire le recours à des outils de marché plus coûteux. L’intervenant souligne toutefois que les économies anticipées reposent sur des évaluations préliminaires, sans calcul détaillé, ce qui justifie une approbation prudente limitée au jalon 1.

[102] L’AHQ-ARQ est préoccupé par le fonctionnement proposé pour le CER, notamment par l’absence de plafond des coûts du jalon 1 et le fait que certains coûts ont déjà été encourus. Dans ce contexte, l’intervenant recommande que les dépenses du jalon 1 soient plafonnées à 3,1 M\$, à défaut de quoi tout dépassement devrait être encouru aux risques d’Énergir, sauf autorisation préalable de la Régie.

[103] Enfin, l’AHQ-ARQ est préoccupé par la possibilité que des coûts liés à des jalons subséquents soient engagés et inclus au CER avant l’autorisation spécifique de la Régie. L’intervenant recommande donc que les dépenses associées aux jalons 2, 3 ou 4 ne soient pas admissibles au CER du jalon 1. Ces dépenses devraient plutôt être examinées dans le cadre du jalon auquel elles se rattachent.

3.2.2 FCEI

[104] La FCEI⁵⁴ recommande à la Régie de ne pas reconnaître les coûts du jalon 1 pour inclusion dans le revenu requis d’une prochaine année tarifaire. Elle soutient qu’Énergir n’a pas démontré de manière probante l’existence d’un scénario minimalement probable dans lequel le projet offrirait une capacité compétitive par rapport aux alternatives disponibles.

⁵³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0011](#), p. 6 à 8.

⁵⁴ Pièce [C-FCEI-0013](#), p. 4.

[105] La FCEI est d'avis qu'Énergir devrait déposer une analyse détaillée tenant compte de l'impact réel du projet sur les besoins d'approvisionnement, incluant le besoin de l'hiver extrême, qu'elle considère déterminant pour évaluer la viabilité économique du projet. Elle souligne également qu'une capacité de retrait en franchise, qui est sujette à effritement, ne peut pas être considérée équivalente à une capacité de transport disponible 365 jours par année.

3.2.3 RNCREQ

[106] Le RNCREQ⁵⁵ recommande d'accueillir la demande d'Énergir. Selon lui, les études de faisabilité sont essentielles pour connaître les capacités d'un site d'entreposage, surtout les études géologiques qui porteront sur les conditions physiques du site pour supporter soit des pressions plus larges pour le stockage, soit d'éviter les fuites de gaz en points de rupture de la formation.

3.2.4 RTIEÉ

[107] Le RTIEÉ⁵⁶ invite la Régie à accepter la création d'un CER, puis l'autorisation des coûts d'études de capacité d'entreposage de Saint-Flavien (Jalon 1), telles que proposées par Énergir.

3.3 RÉPONSES D'ÉNERGIR AUX COMMENTAIRES DE LA FCEI

[108] Énergir⁵⁷ soumet que les analyses détaillées demandées par la FCEI, notamment celles liées au besoin de l'hiver extrême, requièrent au préalable de connaître les capacités potentielles du site. Or, les études de faisabilité visent précisément à déterminer l'existence et l'ampleur de telles capacités.

⁵⁵ Pièce [C-RNCREQ-0011](#), p. 15.

⁵⁶ Pièce [C-RTIEÉ-0012](#), p. 12.

⁵⁷ Pièce [B-0112](#).

[109] La réalisation de telles analyses reposerait sur un plan d'approvisionnement hypothétique fondé sur des données très incertaines et des scénarios spéculatifs, et ne permettrait pas d'obtenir des résultats probants. La valeur ajoutée de telles analyses paraît donc limitée à ce stade-ci.

[110] Énergir souligne enfin que, dans le contexte actuel, si le projet envisagé à Saint-Flavien était en service, elle n'aurait pas eu à contracter des outils de court terme s'élevant à 31 M\$ pour l'année 2026-2027, un surcoût appelé à augmenter au cours des prochaines années.

3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[111] La Régie note qu'Énergir prévoit d'importants déficits d'outils sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030 (Plan d'approvisionnement), dans un contexte où les capacités de transport dans le triangle de l'Est sont hautement contingentées. De surcroît, le développement de capacités de transport additionnelles par TCPL dans cette région s'avère à la fois coûteux et incertain, puisque cette dernière n'est pas assujettie à une obligation de desserte.

[112] La Régie retient que les modélisations du site de Saint-Flavien indiquent un potentiel permettant plus que le doublement des capacités actuelles de retrait et d'entreposage. Si ce potentiel était avéré et disponible, il pourrait permettre de combler l'équivalent de l'ensemble des déficits prévus dans le scénario de base du Plan d'approvisionnement. Elle retient également que si le projet envisagé à Saint-Flavien était en service, Énergir n'aurait pas eu à contracter des outils de court terme dont le coût est estimé à 31 M\$ pour l'année 2026-2027.

[113] La Régie conclut qu'il est dans l'intérêt de la clientèle d'assurer une progression rapide du développement potentiel du site de Saint-Flavien. À cet égard, elle juge prudente l'approche préconisée par Énergir et Intragaz se déclinant en quatre jalons décisionnels successifs pour la réalisation des études. Cette approche permettra d'assurer une progression rigoureuse des études, tout en limitant les engagements financiers et en tenant compte de l'évolution du contexte gazier et réglementaire.

[114] La Régie estime que le coût prévu de 3,1 M\$ pour les études préliminaires du jalon 1 demeure relativement modeste, comparativement aux coûts anticipés des capacités, liés aux déficits d'approvisionnement, dans le contexte gazier actuel et de la valeur des informations que ces études permettront d'obtenir. De plus, la Régie note que la garantie par le demandeur de service du remboursement des coûts de développement d'un éventuel projet ou service constitue une pratique courante dans l'industrie. En effet, en vertu de l'article 4.1.3 des CST, Énergir peut exiger une garantie financière afin de couvrir les coûts engagés pour le développement de services, en particulier dans le cas de nouveaux clients ou de projets nécessitant des réservations de capacités de transport⁵⁸.

[115] Enfin, la Régie retient qu'Énergir s'engage à déposer les résultats obtenus à chacun des jalons afin d'en permettre le suivi et, le cas échéant, à solliciter l'autorisation préalable de la Régie pour les dépenses associées aux phases subséquentes. La Régie comprend que seuls les coûts directement attribuables aux activités du jalon 1 pourront être comptabilisés dans le CER. Aucun coût se rapportant aux jalons 2, 3 ou 4 ne pourra y être inscrit, même si certaines activités de ces jalons devaient chevaucher celles du jalon 1 ou être entreprises avant l'obtention d'une autorisation spécifique. Ces coûts devront être soumis à l'examen de la Régie dans le cadre des demandes d'autorisation propres aux jalons concernés.

[116] **En conséquence, la Régie 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. Elle prend acte du traitement réglementaire proposé par Énergir pour suivre l'évolution des travaux entourant la réalisation des études préliminaires.**

[117] **La Régie autorise également la création d'un CER hors base portant intérêt au CMPC en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au jalon 1 jusqu'à leur récupération dans un prochain dossier tarifaire. La Régie précise que l'autorisation de comptabiliser ces coûts dans le CER ne constitue pas une reconnaissance définitive de leur récupération auprès de la clientèle. Le caractère prudent des coûts comptabilisés sera examiné dans le cadre de ce prochain dossier.**

⁵⁸ CST en vigueur au 1^{er} décembre 2025, art. [4.1.3](#).

[118] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande d'Énergir à l'égard des Sujets prioritaires;

APPROUVE la méthodologie proposée pour la facturation du tarif de réception temporaire pour la solution temporaire de la SÉMER;

APPROUVE les versions française et anglaise de la modification de l'article 14.5.6 des CST, telle que proposée par Énergir, sous réserve de remplacer les mots « sur base annuelle » par « sur une base annuelle » à la version française, ainsi que son entrée en vigueur à compter de la décision D-2026-058;

DEMANDE à Énergir de fournir les informations suivantes lors des prochains rapports annuels, et ce, jusqu'à la mise en service de la Station :

- Impact réel de la solution temporaire sur le tarif GSR et les frais de socialisation;
- Écart entre les coûts réels et estimés de la solution temporaire.

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;

PREND ACTE du traitement réglementaire proposé par Énergir pour suivre l'évolution des travaux entourant la réalisation des études préliminaires;

AUTORISE la création d'un CER hors base portant intérêt au CMPC en vigueur, dans lequel seront cumulés les coûts reliés du jalon 1 jusqu'à leur récupération dans un prochain dossier tarifaire.

Samy Gennaoui

Régisseur

Esther Falardeau

Régisseur

Louis Legault

Régisseur