

**STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR
AFIN D'ATTEINDRE LE SEUIL
RÉGLEMENTAIRE DE 10%**

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES	3
INTRODUCTION.....	4
1 CONTEXTE.....	6
1.1 Cadre réglementaire	6
1.2 Objectifs	7
2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR	8
2.1 État actuel de la situation	8
2.2 Mécanismes d'approvisionnement.....	13
2.2.1 Complémentarité des mécanismes d'approvisionnement.....	14
2.2.2 Bilans 2021, 2022 et 2023.....	15
2.3 Sélection des contrats d'approvisionnement en GSR	16
3 MARCHÉ ACTUEL DU GNR	18
3.1 Macro offre/demande.....	18
3.1.1 L'offre.....	18
3.1.2 La demande.....	22
3.2 Appels d'offres 2021, 2022 et 2023	25
4 CARACTÉRISTIQUES PROPOSÉES	31
4.1 Volumes	31
4.1.1 Retour sur le concept de marge au-delà du seuil réglementaire	31
4.1.2 Écarts calculés et établissement de la marge au-delà du seuil réglementaire	32
4.1.3 Évolution des seuils réglementaires et proposition d'une méthodologie de calcul du plafond volumétrique pour le 7 % et le 10 %.....	35
4.1.4 Durée	39
4.1.5 Prix d'achat	41
4.1.6 Coût moyen d'acquisition du portefeuille d'approvisionnement de GSR d'Énergir	42
4.1.7 Prix maximal d'un contrat d'approvisionnement en GSR	48
4.1.8 Ajustement des caractéristiques de prix avec l'inflation	49
5 CONCLUSION.....	53

LEXIQUE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES

<i>Bcf</i>	<i>billion cubic feet</i>
CUPC	California Public Utilities Commission
Énergir	Énergir, s.e.c.
GES	gaz à effet de serre
GFC	gaz faible en carbone
GJ	gigajoules
GNL	gaz naturel liquide
GNT	gaz naturel traditionnel
GNV	gaz naturel pour véhicule
GSR	gaz de source renouvelable
ICI	industriel, commercial, institutionnel
<i>LCFS</i>	<i>Low Carbon Fuel Standard</i> (en Californie)
LRÉ	Loi sur la Régie de l'énergie
MEIE	ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
Mm ³	million de mètres cubes
<i>MOEP</i>	<i>Made-in-Ontario Environment Plan</i>
<i>OEB</i>	<i>Ontario Energy Board</i>
PED	Programme d'encouragement à la décarbonation
PSPGNR	Programme de soutien à la production de GNR
PTMOBC	Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage
QCA	quantité contractuelle annuelle
Régie	Régie de l'énergie
RCP	Règlement sur les combustibles propres
<i>RFS</i>	<i>Renewable Fuel Standard</i> (au niveau fédéral américain)
<i>RINs</i>	<i>Renewable Identification Numbers</i> (au niveau fédéral américain)
UDT	unifamiliales, duplex et triplex

INTRODUCTION

1 Débuté le 7 juillet 2017, le dossier R-4008-2017 aura permis de jeter les bases de la stratégie
2 d’approvisionnement en GSR d’Énergir, s.e.c. (Énergir). Le traitement du dossier en plusieurs
3 étapes a permis d’aborder les différents sujets issus du cadre réglementaire édicté dans le
4 *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un*
5 *distributeur* (le Règlement).

6 L’étape B traitant des caractéristiques des contrats de fournitures de GSR qu’Énergir entend
7 conclure afin de satisfaire la quantité minimale de GSR devant être livrée à sa clientèle à partir
8 de 2020 a été complétée en avril 2020.

9 L’étape C traitant de la stratégie tarifaire en matière de GSR, incluant le traitement des unités
10 invendues, a aussi démarré en 2020 et a été complétée en décembre 2021.

11 L’étape D, soit les caractéristiques des contrats de GSR qu’Énergir entend conclure afin de
12 satisfaire la quantité minimale de GSR devant être livrée à sa clientèle à partir de 2023
13 – démarrée en mars 2022 – a, pour sa part, été complétée en février 2023.

14 Finalement, dans le cadre de l’étape E traitant du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP)
15 et du mécanisme proposé par Énergir pour venir réduire le tarif de GSR et encourager la
16 consommation volontaire, démarrée à l’hiver 2023, la Régie a rendu sa décision sur le fond au
17 mois de mars 2024. Elle n’y retient pas la proposition d’Énergir, car elle conclut « *que la Loi ne*
18 *lui confère pas les pouvoirs nécessaires pour inclure les coûts et les revenus découlant de la*
19 *valorisation des UC selon les provisions inscrites au RCP dans le tarif de fourniture de gaz naturel*
20 *d’Énergir* ». Énergir a déposé une demande de révision de cette décision en avril 2024.

21 En parallèle de l’évolution du dossier R-4008-2017, des propositions faites par Énergir dans le
22 cadre de la Cause tarifaire 2023-2024 – et qui ont fait l’objet de décisions favorables de la Régie –
23 auront un impact positif sur la consommation volontaire de GSR et participeront à l’atteinte des
24 cibles de décarbonation. Dans la décision D-2023-127, la Régie approuvait notamment le
25 *Programme d’encouragement à la décarbonation* (PED) permettant de soutenir financièrement
26 les clients d’Énergir dans leur stratégie de réduction des GES, notamment par la substitution
27 durable du GNT par du GSR.

1 En janvier 2024, la Régie autorisait¹ la proposition voulant que tout nouveau client résidentiel,
2 commercial ou institutionnel souhaitant se raccorder au réseau gazier pour la première fois
3 consomme soit du GSR ou choisisse la solution biénergie électricité-GSR. Cette mesure, visant
4 à freiner la croissance des nouveaux raccordements au gaz naturel fossile, participera à l'atteinte
5 des cibles de décarbonation d'Énergir et celles du Québec dans le secteur du bâtiment.

6 En mars 2023, le Règlement a été mis à jour afin d'y ajouter les cibles de 7 % à compter de
7 l'année tarifaire débutant en 2028 et de 10 % pour l'année tarifaire débutant en 2030. À cet effet,
8 Énergir propose une mise à jour de sa stratégie d'approvisionnement, informée de la situation
9 actuelle du marché du GSR. Cette stratégie lui permettra de respecter ses obligations
10 réglementaires, tout en conservant les bénéfices d'un processus allégé de conclusion de contrats.

¹ Dossier R-4213-2022, décision D-2024-007 : cette décision fait actuellement l'objet d'une demande de révision dans le cadre du dossier R-4253-2024.

1 CONTEXTE

1 Depuis la conclusion de l'étape D, Énergir a poursuivi son processus d'approvisionnement en
2 GSR en concluant plusieurs contrats au Québec et hors Québec². En parallèle, Énergir a suivi de
3 près l'évolution du marché du GSR, notamment en procédant à des appels d'offres en 2021, 2022
4 et 2023.

5 Dans ce document, Énergir souhaite donc présenter une mise à jour du marché du GSR afin
6 d'appuyer sa proposition pour les caractéristiques requises en vue de l'atteinte des seuils de 7 %
7 en 2028-2029 et de 10 % en 2030-2031.

1.1 CADRE RÉGLEMENTAIRE

8 La décision D-2023-022 a formalisé les caractéristiques de volume, de durée et de prix des
9 contrats de fourniture de GSR aux fins de l'atteinte du seuil de 5 % prévu par le Règlement à
10 compter de l'année tarifaire 2025-2026.

Volumes

11 Au parag. 203 de la décision D-2023-022, la Régie déterminait « *que le maximum des volumes*
12 *de GSR contractés doit être compris comme étant la somme du volume maximal de GSR prévue*
13 *à chacun des contrats à la date de signature de chacun d'entre eux* ».

14 La Régie a par la suite modifié le mode de calcul qui sert de balise pour la caractéristique
15 autorisée relative aux volumes de GSR dans sa décision D-2023-117. Le calcul prend maintenant
16 en compte les QCA devant être injectées au cours d'une année donnée, plutôt que les volumes
17 maximums de chacun des contrats à la date de signature. De plus, la Régie a approuvé, au-delà
18 de l'année 2025-2026, l'établissement de la limite volumétrique sur la base de la formule
19 « moyenne des seuils des années t , $t + 1$ et $t + 2$ », jusqu'à concurrence de 500 Mm³. Le
20 tableau 1 présente la progression de cette limite volumétrique.

² Voir pièce Énergir-H, Document 6, page 6.

Tableau 1
Seuil réglementaire et plafonds volumétriques autorisés

	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31
Seuil réglementaire (10^3m^3)	307 683	305 585	304 527	416 408	411 453	577 952
Plafond volumétrique autorisé (10^3m^3)	366 703	410 644	452 138	500 000	500 000	500 000

Durée

1 La Régie a établi la durée maximale à 20 ans.

Prix

2 Dans sa décision sur l'étape D, la Régie autorise la caractéristique de prix moyen maximal pour
 3 2025-2026 à 25 \$₂₀₂₂/GJ, fonctionnalisé à Dawn. Pour un contrat ayant un volume inférieur à
 4 5 Mm³, le prix maximal au moment du début de l'injection est fixé à 45 \$₂₀₂₂/GJ, fonctionnalisé à
 5 Dawn. Pour un contrat ayant un volume égal ou supérieur à 5 Mm³, le prix maximal au moment
 6 du début de l'injection est fixé à 35 \$₂₀₂₂/GJ, fonctionnalisé à Dawn.

1.2 OBJECTIFS

7 La présente preuve constitue la suite des sujets traités dans l'étape D, soit l'examen des
 8 caractéristiques des contrats de GSR qu'Énergir entend conclure afin de satisfaire la quantité
 9 minimale de GSR devant être livrée par un distributeur de gaz naturel à sa clientèle d'ici 2030.

10 Les objectifs poursuivis par Énergir sont les suivants :

- 11 • Être en mesure de répondre aux seuils fixés par le Règlement (7 % et 10 %) ou à la
 12 demande volontaire de la clientèle;
- 13 • Reconduire l'efficacité réglementaire autour du processus d'approvisionnement en GSR
 14 pour l'atteinte du 7 % et du 10 %.

15 Dans sa proposition, Énergir cherche une continuité et une extension jusqu'en 2030 du processus
 16 réglementaire simple et flexible qui lui permet de saisir des opportunités de marché.

2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GSR

1 Dans sa décision D-2021-158, la Régie a conclu qu'Énergir devait être en mesure de
2 s'approvisionner en GSR de manière à répondre aux quantités les plus élevées entre les seuils
3 réglementaires ou la demande volontaire de la clientèle :

4 « [498] Puisque les besoins de la clientèle d'Énergir regroupent ceux de sa clientèle volontaire et,
5 le cas échéant, ceux découlant de la présomption des besoins de l'ensemble de la clientèle liés au
6 seuil du Règlement, **la Régie demande à Énergir d'apparier ses approvisionnements en [GSR]
7 selon le plus élevé des volumes suivants, soit de la demande volontaire, soit du seuil prévu
8 au Règlement. (...) »**

9 Les projections pour les prochaines années montrent une demande volontaire inférieure aux
10 seuils fixés par le Règlement. La stratégie d'approvisionnement en GSR d'Énergir a donc pour
11 objectif de répondre à ces seuils de façon fiable et au meilleur coût possible, tout en demeurant
12 flexible advenant une augmentation de la demande volontaire au-delà de ces seuils. Dans la
13 section qui suit, Énergir exposera son plan d'action pour atteindre cet objectif. Ce plan d'action
14 est similaire à celui présenté à l'étape D.

2.1 ÉTAT ACTUEL DE LA SITUATION

15 L'injection des premières molécules de GSR dans le réseau de distribution d'Énergir remonte
16 à 2017 avec la Ville de Saint-Hyacinthe. Depuis 2021, sept autres producteurs québécois se sont
17 ajoutés, soit :

- 18 • ADM à Candiac;
- 19 • Coop Agri-Énergie à Warwick;
- 20 • CTBM à Saint-Pie;
- 21 • SEMECS à Varennes;
- 22 • Ville de Québec à Québec;
- 23 • WAGA à Chicoutimi;
- 24 • WAGA à Saint-Étienne-des-Grès.

25 À ce jour, trois autres projets québécois devraient commencer à injecter d'ici le début de l'année
26 2025, soit ceux de WAGA à Brome (été 2024), Ville de Montréal à Montréal (fin 2024, début 2025)
27 et Waste Management (WM) à Sainte-Sophie (début 2025). Pour WAGA à Brome, le contrat
28 respecte tous les paramètres de l'étape D. Pour WM à Sainte-Sophie, le contrat a fait l'objet d'une

1 demande d’approbation spécifique et d’une décision de la Régie³. Pour Ville de Montréal à
2 Montréal, Énergir entretient des discussions, mais aucun contrat n’a été signé à ce jour.

3 Énergir a également conclu un contrat avec Ferme Shefford à Shefford le 15 février 2024⁴. Ce
4 contrat respecte tous les paramètres de l’étape D (prix, volume, durée). Ce projet vise, quant à
5 lui, une injection en 2025.

6 Énergir a également deux contrats en vigueur dont les promoteurs visent une injection en 2025
7 ou 2026. Ce sont les projets Carbonaxion à Neuville et SEMER à Rivière-du-Loup, dont les
8 contrats ont été approuvés par la Régie. Ces projets se développent activement et Énergir
9 travaille étroitement avec ceux-ci.

10 Comme indiqué à la pièce Énergir-H, Document 6, Énergir compte donc 21 contrats en vigueur.
11 Treize (13) sont des projets québécois et huit sont des projets hors franchise.

12 Jusqu’à maintenant, le gouvernement du Québec a soutenu 32 projets québécois dans leur étude
13 de faisabilité (volet 1) et trois projets pour leur réalisation (volet 2)⁵ avec son *Programme de*
14 *soutien à la production de GNR* (PSPGNR). Énergir a contractualisé avec deux de ces projets
15 (Carbonaxion et 9416-8275 Québec – Ferme Shefford) et a entamé les discussions
16 contractuelles avec le troisième projet (Gaz renouvelable Bellechasse). Le gouvernement du
17 Québec est à revoir le cadre normatif et une nouvelle mouture du Programme est attendue dans
18 les prochains mois, laissant présager l’émergence d’une nouvelle vague de projets québécois
19 dans les prochaines années.

20 Le gouvernement du Québec a également octroyé une subvention au projet Magma à Valleyfield
21 avec le *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage*
22 (PTMOBC). Énergir a conclu une entente de principe avec Magma, ce qui devrait mener à un
23 contrat d’achat/vente de GSR en bonne et due forme. Le PTMOBC est maintenant échu et le
24 gouvernement réfléchit à la suite à donner à celui-ci, le cas échéant.

³ Décision D-2024-014.

⁴ Le contrat intervenu avec Ferme Shefford à Shefford est inclus dans la pièce Énergir-H, Document 6 et dans le présent document, mais dans aucune autre pièce de la Cause tarifaire 2024-2025, puisque le contrat a été signé le 15 février 2024. À ce moment, les données aux fins de production de la Cause tarifaire, hormis le présent document, étaient déjà complétées.

⁵ [Liste des projets soutenus - PSPGNR \(quebec.ca\)](https://www.energie.gouv.qc.ca/fr/actualites/actualites-energie/liste-des-projets-soutenus-pspgnr-quebec-ca).

1 En ce qui concerne les raccordements, Énergir a obtenu quatre subventions du gouvernement
 2 du Québec pour les projets de raccordement du tableau 2. Il est à noter que les investissements
 3 pour les projets de Saint-Flavien et de Valleyfield feront l'objet d'une demande à la Régie en
 4 temps opportun.

Tableau 2

Subventions obtenues par Énergir pour des projets de raccordement

Projets	Subventions (000 \$)	Coûts de raccordement (estimation classe 3) (000 \$) *
Maillage CTBM en Montérégie	2 361	4 722
Station d'injection à Saint-Flavien ⁶	13 732	17 117
WM à Sainte-Sophie	14 658	33 327
Magma à Valleyfield	3 425	6 997

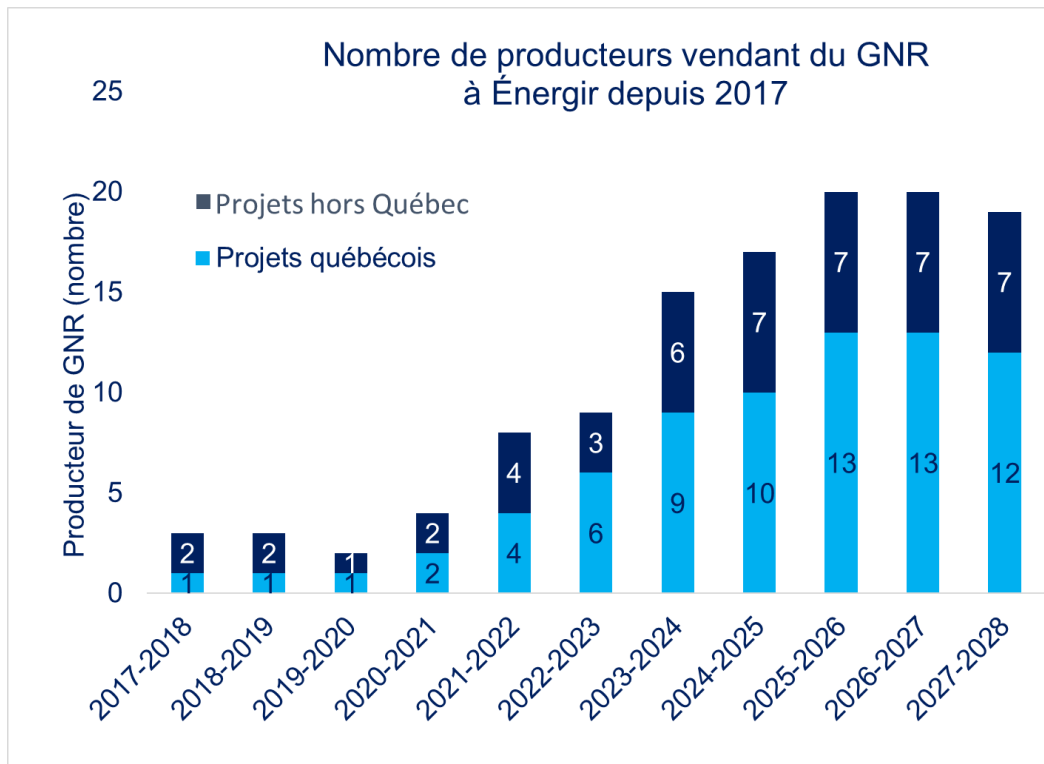
* Les coûts de raccordement excluent les frais de financement.

5 Parallèlement à ces projets québécois, Énergir a également conclu huit contrats
 6 d'approvisionnement en GSR avec des producteurs hors Québec ou des courtiers. Sur ces huit
 7 contrats, cinq livrent présentement du GSR à Dawn. Les trois autres ont des dates de début
 8 d'injection dans les prochains mois (été 2024, 1^{er} octobre 2024 et 1^{er} janvier 2025).

9 Le graphique 1 illustre la situation décrite ci-dessus. Faisant suite à son appel d'offres 2023,
 10 Énergir est en discussions avancées avec plusieurs soumissionnaires afin de sécuriser les
 11 volumes nécessaires pour l'atteinte du seuil de 5 % en 2025-2026 (exclus du graphique 1).

⁶ Devrait bénéficier minimalement aux projets de la SEMER à Rivière-du-Loup, de Bioenertek à Sainte-Sophie-de-Lévrard et de Carbonaxion à Neuville. La station permettra l'injection de GSR comprimé et/ou liquéfié.

Graphique 1



- 1 La Régie a approuvé les caractéristiques de tous les contrats d’approvisionnement de GSR⁷. Le
- 2 tableau suivant présente les QCA sur les années réglementaires du 2 %, 5 %, 7 % et 10 %.

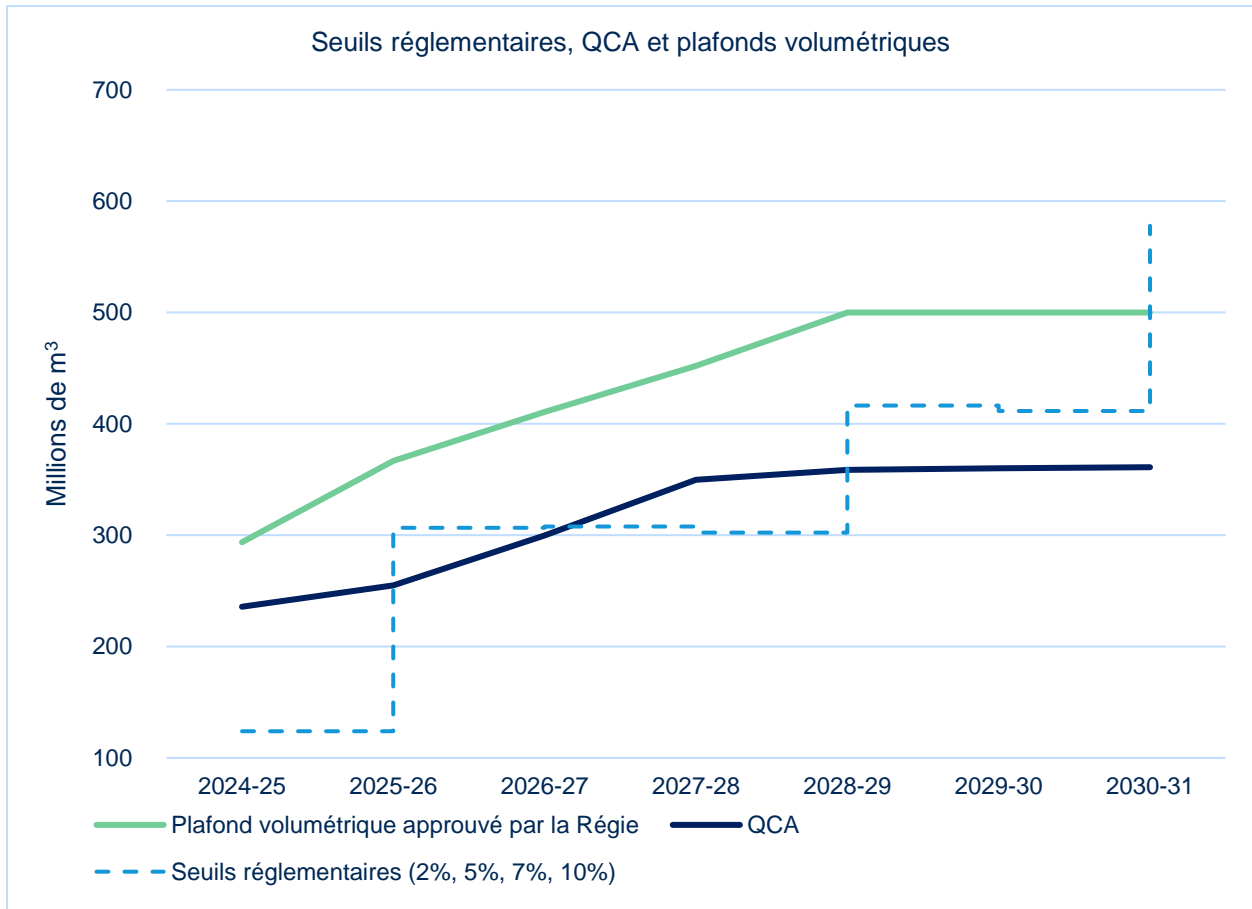
Tableau 3
Seuils réglementaires et QCA

	2023-24	2025-26	2028-29	2030-31
Seuil réglementaire ($10^3 m^3$)	123 566	306 557	416 408	577 952
QCA ($10^3 m^3$) *	165 005	254 935	358 819	361 078

* Inclut les volumes de Ferme Shefford à Shefford.

⁷ Pièce B-0014, Énergir-H, Document 6, pp. 6 et 7.

Graphique 2



2.2 MÉCANISMES D'APPROVISIONNEMENT

1 Dans le cadre de l'étape D, Énergir a présenté une stratégie qui visait à combler la différence
2 entre les volumes déjà contractés et les volumes nécessaires pour atteindre les prochains seuils
3 de 2 % et 5 % de volumes de GSR livrés à la clientèle par le réseau gazier. À cette fin, Énergir
4 avait développé une stratégie articulée autour de trois mécanismes d'approvisionnement :

- 1) Développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs menant à des négociations de **gré à gré** pour des contrats d'approvisionnement

5 Par le mécanisme de développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs,
6 Énergir soutient des projets se trouvant à des stades très précoces, souvent encore au
7 stade de l'idéation, et les accompagne à travers toutes les phases jusqu'à l'injection. De
8 façon générale, il s'écoulera environ quatre à six ans entre les premiers contacts avec le
9 promoteur et le début des livraisons de GSR. Ce mécanisme d'approvisionnement est
10 aujourd'hui utilisé presque exclusivement avec les producteurs québécois. Il assure ainsi
11 aux producteurs québécois un prix qui leur permet un rendement raisonnable, rend leurs
12 opérations pérennes et permet à la filière du GSR de poursuivre son essor au Québec,
13 en accord avec les objectifs du gouvernement.

- 2) Lancement **d'appels d'offres** annuels pour attirer de nouveaux fournisseurs

14 Le mécanisme d'approvisionnement par appels d'offres interpelle généralement des
15 promoteurs avec des projets rendus à des stades plus avancés, qui peuvent s'engager
16 pour une injection dans un délai maximum de 18 à 24 mois. Ce mécanisme
17 d'approvisionnement est ouvert tant aux projets du Québec que hors Québec. Énergir
18 maintient des critères d'évaluation similaires à travers les appels d'offres. Cette constance
19 permet de suivre l'évolution du marché chaque année et d'assurer une comparabilité. La
20 section 3.2 présente les données des trois derniers appels d'offres.

- 3) Achat de volumes de GSR sur le **marché court terme (précédemment « spot »)**

21 Depuis la conclusion de l'étape D⁸, Énergir a augmenté sa connaissance du marché
22 « spot », qui est un marché dit de « court terme ». Contrairement au marché spot du gaz
23 naturel fossile, le marché court terme du GSR n'est pas un marché quotidien. La période

⁸ Dossier R-4008-2017, pièce B-0801, Gaz Métro-8, Document 7, page 5, repris par la décision D-2023-22.

1 à laquelle on réfère dans le marché court terme du GSR est généralement de 2 ans ou
2 moins. Bien qu'Énergir n'ait pas encore eu recours à ce mécanisme, celui-ci pourrait lui
3 être utile – advenant une insuffisance des volumes de GSR – pour rencontrer un seuil
4 réglementaire ou faire face à une augmentation de la demande volontaire. En discutant
5 avec des acteurs du marché, Énergir constate que pour des volumes de court terme, les
6 producteurs recherchent un prix de GSR élevé en comparaison avec des prix convenus
7 sur des contrats de long terme. L'influence des marchés lucratifs de court terme aux
8 États-Unis pourrait être un facteur. Énergir priorise donc les deux premiers mécanismes
9 discutés pour l'atteinte des seuils réglementaires ou pour répondre à la demande
10 volontaire, mais n'exclut pas de faire appel au marché court terme dans une situation
11 ponctuelle où les seuils réglementaires ne pourraient être atteints. Une alternative à
12 acheter du GSR sur le marché court terme serait pour Énergir d'exercer la clause de
13 premier refus dont elle dispose avec WM pour les trois premières années du contrat
14 d'achat/vente.

2.2.1 Complémentarité des mécanismes d'approvisionnement

15 Les trois mécanismes d'approvisionnement décrits plus haut sont complémentaires,
16 comme illustré ci-après.

17 Le portefeuille actuel de projets de GSR suivis par Énergir comporte de nombreux projets
18 en développement, presque exclusivement québécois. Ainsi, outre les 13 contrats
19 d'achats signés avec les producteurs québécois, plus d'une vingtaine sont présentement
20 à l'étude et ont reçu *a minima* une subvention pour réaliser une analyse de faisabilité
21 technico-économique dans le cadre du volet 1 du PSPGMR. Énergir soutient les
22 promoteurs de projets québécois dans leur développement et souhaite que ceux-ci se
23 concrétisent et augmentent la part québécoise de volumes de GSR afin de contribuer à
24 l'atteinte des seuils. Pour Énergir, le développement d'une filière vigoureuse de production
25 de GSR au Québec sera essentiel à l'atteinte de ses objectifs de décarbonation de long
26 terme.

27 Par exemple, entre la période du 1^{er} octobre 2022 et décembre 2023, Énergir a réalisé
28 11 études de classe 4 (+20 %; -20 %) pour le compte de promoteurs qui souhaitent voir
29 leur projet se raccorder au réseau gazier. Ces études de raccordement sont requises pour

1 faire une demande au volet 2 du PSPGNR (subvention à l'investissement). Énergir peut
2 donc considérer ces projets en développement comme étant des sources potentielles de
3 GSR. Cependant, en raison de la durée du cycle de développement et de l'incertitude
4 entourant la concrétisation de certains d'entre eux, Énergir ne peut compter uniquement
5 sur ce type de projets pour atteindre les seuils réglementaires ou répondre à la demande
6 volontaire. Dans cette optique, pour compléter son approvisionnement, Énergir utilise le
7 second mécanisme : celui de l'appel d'offres.

8 La stratégie générale d'Énergir est de sécuriser les approvisionnements nécessaires à
9 l'aide des deux premiers mécanismes. Toutefois, l'expérience des dernières années
10 démontre que la production de GSR demeure pleine d'aléas. En conséquence, les
11 volumes reçus des producteurs ne correspondent pas toujours aux volumes
12 contractualisés, comme l'illustre le graphique 4. Énergir a alors proposé le concept de
13 marge au-delà des seuils réglementaires pour la détermination du plafond volumétrique.
14 Comme les contrats à long terme sont plus avantageux en termes de prix, cette marge
15 permet de sécuriser des volumes au-delà du seuil afin d'assurer l'atteinte de celui-ci au
16 meilleur coût. L'atteinte du seuil en 2022-2023 en est un exemple (voir tableau 12).

17 Ultimement, malgré cette marge, si les livraisons de GSR ne sont pas suffisantes dans
18 une année donnée – ou si la demande volontaire augmente substantiellement – Énergir
19 pourrait alors recourir au troisième mécanisme, soit des achats sur le marché de court
20 terme.

21 En résumé, quatre à six ans avant un seuil fixé par le Règlement, Énergir travaille au
22 développement de projets majoritairement québécois. Deux ans avant le même seuil, elle
23 fait le point et, au besoin, lance un appel d'offres pour acquérir les volumes requis. Si un
24 besoin de volumes surgit en cours d'année, Énergir pourrait alors se tourner vers le
25 marché de court terme.

2.2.2 Bilans 2021, 2022 et 2023

26 Le bilan des contrats sécurisés au Québec et hors Québec dans les dernières années
27 permet à Énergir d'affirmer que cette stratégie a porté fruit. Le tableau suivant présente
28 un sommaire des contrats sécurisés à travers les différents mécanismes :

Tableau 4
Bilan des contrats signés

Mécanismes	2021	2022	2023
Gré à gré	ADM à Candiac CTBM à Saint-Pie	WAGA à Chicoutimi	WAGA à Brome WM à Sainte-Sophie Ferme Shefford à Shefford
Appels d'offres	Appel d'offres lancé pour des injections débutant au 1 ^{er} octobre 2023 Un contrat signé pour 56,74 Mm ³	Appel d'offres lancé pour des injections débutant au 1 ^{er} octobre 2024 Quatre contrats signés pour 66,1 Mm ³ de QCA pour 2024-2025 ⁹	Appel d'offres lancé pour des injections débutant au 1 ^{er} octobre 2025 En processus de négociation
Court terme	s.o.	s.o.	s.o.

1 En plus de soutenir et de sécuriser les projets québécois matures, Énergir a sécurisé des
2 volumes hors Québec, la plaçant dans une bonne posture pour atteindre le seuil de 2 %
3 en 2023-2024 (voir tableau 3). L'appel d'offres en cours permettra également à Énergir
4 de se positionner favorablement pour l'atteinte du 5 % en 2025-2026. Au-delà de 2024,
5 les appels d'offres futurs dépendront de l'évolution des projets en développement au
6 Québec. Plus cette évolution générera des volumes de GSR, moins grand sera le besoin
7 d'avoir recours à des appels d'offres.

8 Considérant ce qui précède, Énergir poursuivra cette stratégie d'approvisionnement afin
9 d'atteindre le seuil de 10 % en 2030-2031.

2.3 SÉLECTION DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN GSR

10 Tant les opportunités d'affaires avec les promoteurs de GSR que les propositions
11 d'approvisionnement découlant d'appels d'offres sont évaluées par Énergir, à la lumière des
12 critères de fiabilité des approvisionnements, dont voici une liste :

⁹ Le contrat de US Venture MI TX double ses volumes à l'année 2027-2028. Le contrat NWNR OH a des augmentations de volumes progressives pour atteindre un maximum en 2035-2036, jusqu'à la fin du contrat.

- 1 a) la description du projet;
- 2 b) le prix soumis;
- 3 c) l'intensité carbone du GSR produit, à titre indicatif;
- 4 d) le développement du projet et son échéancier pour garantir les délais d'injection et les
- 5 volumes livrés;
- 6 e) la capacité et l'expérience du soumissionnaire à réaliser techniquement son projet et à
- 7 fournir les garanties financières;
- 8 f) la solidité de la feuille de route associée à l'acceptabilité sociale du projet;
- 9 g) la localisation du projet au Québec ou hors Québec;
- 10 h) la souscription écrite et démontrée à garantir un approvisionnement responsable en biens
- 11 et services.

12 En utilisant ces différents éléments comme repère, Énergir souhaite s'assurer qu'un projet
13 démontre une probabilité de réalisation satisfaisante avec un échéancier qui respecte ses
14 attentes – à un prix qui soit compétitif – notamment en gardant à l'esprit une valorisation
15 éventuelle des attributs environnementaux. Ce sont ces projets qui déboucheront sur la signature
16 d'un contrat d'approvisionnement et qui participeront ainsi à l'atteinte des seuils.

17 En vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (LRÉ), Énergir est tenue de soumettre
18 à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des
19 contrats qu'elle entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Dans le
20 cadre du dossier R-4008-2017, la Régie a déjà indiqué que les contrats d'approvisionnement en
21 GSR différaient significativement des stratégies et méthodologies déjà approuvées et requéraient
22 ainsi une approbation spécifique de la Régie¹⁰. Dans la décision D-2023-022¹¹, un plan
23 d'approvisionnement a été approuvé par la Régie jusqu'en 2025-2026.

24 Avec la présente demande, Énergir souhaite que la Régie rende une décision à l'égard du plan
25 d'approvisionnement d'Énergir ayant trait aux caractéristiques des contrats qu'elle entend
26 conclure pour satisfaire les besoins du marché québécois en GSR à partir de l'année 2026-2027

¹⁰ Voir notamment la décision D-2019-123, paragr. 85 et suivants.

¹¹ Dossier R-4008-2017, étape D.

1 en prévision de l'atteinte du seuil de 10 % en 2030-2031, le tout selon un mécanisme simplifié
2 semblable à celui proposé dans le cadre de l'étape D¹². Mais avant de conclure sur les
3 caractéristiques proposées, Énergir suggère un tour d'horizon du marché nord-américain du GSR
4 et un aperçu des données brutes découlant des propositions reçues dans le cadre des appels
5 d'offres 2022 et 2023. Ces éléments fourniront un contexte qui appuiera le calibrage des
6 caractéristiques proposées.

3 MARCHÉ ACTUEL DU GNR

7 Le marché du GNR en Amérique du Nord a connu un essor fulgurant depuis les cinq dernières
8 années, la capacité de production augmentant d'environ 500 Mm³ par année depuis 2018. Cette
9 évolution s'explique notamment par les réglementations applicables dans diverses juridictions au
10 niveau du transport (RINs au niveau fédéral américain; LCFS en Californie) et par les objectifs
11 d'injection de GNR que se sont fixés plusieurs entreprises de distribution gazière.

3.1 MACRO OFFRE/DEMANDE

12 On observe un déséquilibre croissant entre l'offre de GNR et la demande. Les lois d'une économie
13 de marché font en sorte que la pression sur le prix du GNR est à la hausse.

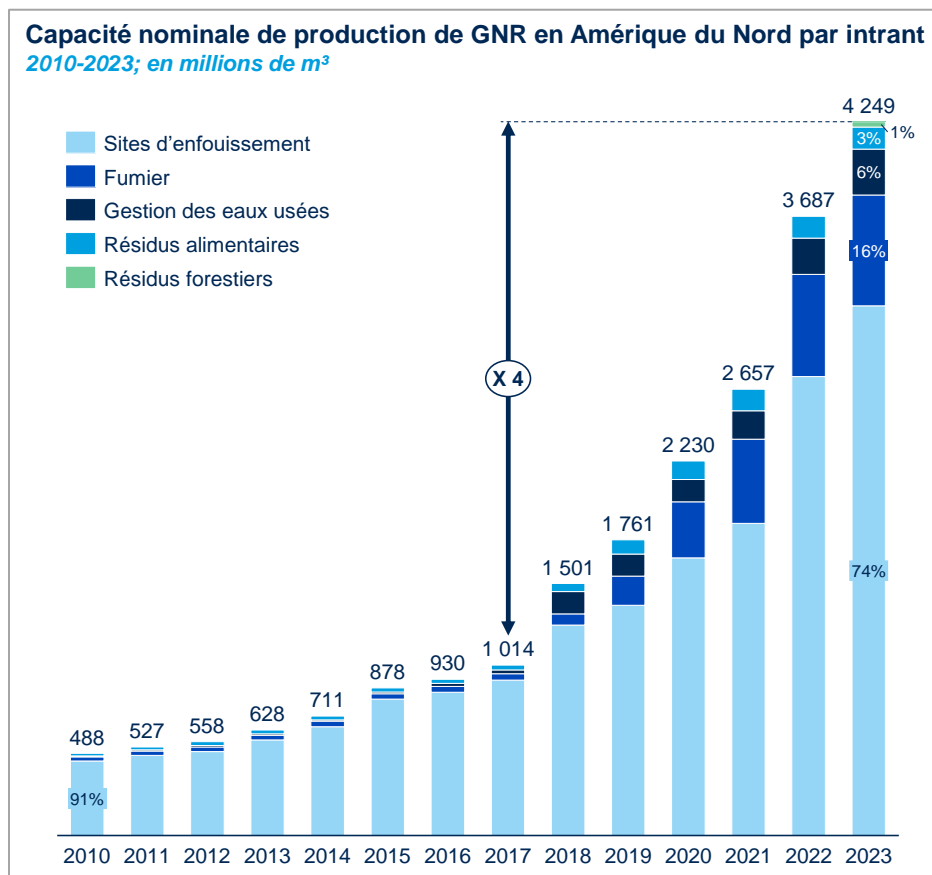
3.1.1 L'offre

14 La capacité de production de GNR en Amérique du Nord a crû de façon importante depuis
15 2017. Elle a été multipliée par quatre, passant de 1 014 Mm³ en 2017 à 4 249 Mm³ en
16 2023¹³. Les sources d'intrants à la base de la production de GNR ont aussi évolué de
17 façon importante, car depuis 2017, la contribution des sites d'enfouissement a diminué de
18 96 % à 74 % des volumes produits. Ainsi, environ 25 % des volumes de GNR proviennent
19 maintenant du secteur agricole, de la gestion des eaux usées, des résidus alimentaires
20 ou des résidus de l'industrie forestière. Cette évolution dans les types d'intrants à la base
21 de la production de GNR démontre bien l'engouement observé : alors qu'il y a 5 ans, le
22 GNR était très majoritairement un produit sous-jacent des sites d'enfouissement, il se

¹² Dossier R-4008-2017.

¹³ Compilation des données de Bloomberg NEF (2023-04-21 - US Renewable Natural Gas Database (1.2).xlsx) et [Régie de l'énergie du Canada](#).

- 1 trouve aujourd'hui de plus en plus d'entreprises désireuses de développer une activité
 2 dont la raison d'être primaire est la production de GNR.

Graphique 3¹⁴

¹⁴ Compilation des données de Bloomberg NEF (2023-04-21 - US Renewable Natural Gas Database (1.2).xlsx) et [Régie de l'énergie du Canada](#).

1 Au niveau de la provenance géographique, on constate que l'État du Texas est le plus
2 grand producteur de GNR, avec environ 16 % de la production actuelle en
3 Amérique du Nord¹⁵. La région des Grands Lacs produit également d'importants volumes
4 de GNR (environ 20 %).

5 Le Québec n'est pas en reste. Il est le plus grand producteur canadien de GNR et se
6 classe au 6^e rang des juridictions productrices, avec environ 5 % de la production
7 nord-américaine¹⁶. Le titre de l'utilité gazière canadienne qui injecte le plus important
8 nombre de projets locaux se dispute entre Fortis BC Energy (12 contrats approuvés en
9 provenance de la Colombie-Britannique)¹⁷ et Énergir (13 contrats approuvés en
10 provenance du Québec)¹⁸. Néanmoins, la capacité de production québécoise en 2023,
11 était significativement plus importante (205 Mm³) que celle de la Colombie-Britannique
12 (45 Mm³)¹⁹. Une portion importante du GNR produit au Québec est exportée aux États-
13 Unis dans le secteur du transport.

14 En ce qui concerne la capacité de production de GNR, le potentiel technico-économique
15 nord-américain est établi à près de 80 000 Mm³/an²⁰, ce qui représente environ 8 % des
16 besoins actuels en gaz naturel²¹.

17 Quant aux coûts de production, ces derniers demeurent élevés et varient beaucoup selon
18 la technologie et les matières premières. Le tableau ci-dessous présente la fourchette des
19 coûts de production de 2020, tels que présentés dans le rapport *Study on the Use of*
20 *Biofuels (Renewable Natural Gas) in the Greater Washington, D.C. Metropolitan Area*
21 *(March 2020)*.

¹⁵ Compilation des données de Bloomberg NEF (2023-04-21 - US Renewable Natural Gas Database (1.2).xlsx) et [Régie de l'énergie du Canada](#).

¹⁶ Ibid.

¹⁷ Compilation des [Renewable Gas Purchase Agreements](#) de Fortis BC Energy.

¹⁸ Décisions D-2015-107, D-2019-123, D-2021-006, D-2021-132, D-2022-018, D-2022-156 et D-2024-014.

¹⁹ [Régie de l'Énergie du Canada](#) : *Aperçu du marché : deux décennies de croissance du Gaz Naturel Renouvelable au Canada*.

²⁰ Compilation des données de [Renewable Sources of Natural Gas : Supply and Emissions Reduction Assessment](#), American Gas Foundation, et [Renewable Natural Gas \(Biomethane\) Feedstock Potential in Canada](#), TorchLight Bioresources.

²¹ Compilation des données de l'[EIA](#) et de [Statistique Canada](#).

Tableau 5
Coûts de production

Matière première	Fourchette de prix ²²	
	(minimum)	(maximum)
Site d'enfouissement	9,03	24,16
Fumier	23,40	41,45
Gestion des eaux	9,41	33,19
Résidus alimentaires	24,67	35,98
Résidus agricoles	23,27	34,84
Résidus forestiers	22,00	37,13
Résidus de culture énergétique	23,27	39,67
Résidus municipaux solides	22,00	56,20

1 Cette évaluation de relative rareté des volumes de GNR en Amérique du Nord révèle et
 2 souligne tous les enjeux qu'Énergir devra relever pour atteindre les seuils réglementaires.
 3 Énergir devra saisir un maximum d'opportunités pertinentes et sérieuses dans le cadre
 4 des critères internes qui seront retenus.

5 Face à cette analyse, le débat entourant la priorité à accorder aux projets de production
 6 de GNR au Québec apparaît être un faux débat. En effet, tous les projets, petits et grands,
 7 contribueront à l'atteinte des seuils et Énergir n'aura pas le luxe de les ignorer pour
 8 privilégier des projets au Québec ou hors Québec. Par ailleurs, Énergir soutient sans
 9 retenue depuis plusieurs années le développement de la filière GNR auprès de l'ensemble
 10 des parties prenantes de l'écosystème, notamment le gouvernement du Québec. Elle a
 11 démontré, à plus d'une reprise, son engagement à l'endroit des projets locaux et souligné
 12 leur importance. Le statut du Québec de producteur d'importance à l'échelle de l'Amérique
 13 du Nord témoigne d'un écosystème florissant. Et au-delà des bénéfiques
 14 environnementaux indéniables du GNR, il convient de mentionner que celui-ci permet
 15 d'attirer des investissements en région, de créer des emplois bien rémunérés, de stimuler
 16 une économie circulaire locale et de contribuer à réduire la dépendance énergétique du

²² Les paramètres utilisés pour l'évaluation des coûts (incluant le rendement) sont présentés à la p. 67 du document :
<https://washingtongasdcclimatebusinessplan.com/wp-content/uploads/2020/04/200316-WGL-RNG-Report-FINAL.pdf>.

1 Québec vis-à-vis du gaz naturel produit ailleurs. Dans une perspective de sécurité des
2 approvisionnements à l'égard de laquelle la Régie détient un pouvoir de surveillance, ce
3 dernier aspect n'est certes pas à négliger.

3.1.2 La demande

4 La demande en GNR, réelle ou annoncée, a connu un essor important depuis 2017 et
5 tout particulièrement au cours des six dernières années.

6 Au Canada, le Québec et la Colombie-Britannique sont deux provinces où des lois et/ou
7 règlements favorisant le développement du marché GNR ont été mis en place.

8 Au Québec, le gouvernement a adopté en 2019 le Règlement fixant à 5 % la quantité
9 minimale de GNR devant être livrée par Énergir dès l'année tarifaire 2025-2026 (environ
10 300 Mm³/an). Le *Plan de mise en œuvre 2021-2026* du *Plan pour une économie*
11 *verte 2030* a annoncé une hausse de ce seuil à 10 % en 2030, soit environ 600 Mm³/an.
12 Enfin, le Règlement a intégré le seuil de 10 % en 2023. Pour l'année 2022-2023, Énergir
13 a atteint les deux tiers de son objectif de 1 % en demande volontaire, signifiant devoir
14 socialiser la part restante (18,7 Mm³). Néanmoins, la récente décision favorable
15 concernant le raccordement 100 % renouvelable²³ pour tout nouveau bâtiment entraînera
16 la demande de nouveaux volumes de GNR au cours des prochaines années. De surcroît,
17 les modifications annoncées à la LRÉ et les stratégies de commercialisation envisagées
18 par Énergir qui pourraient en découler, de même que les discussions avec des clients
19 industriels majeurs, devraient faire croître significativement la demande volontaire et
20 permettre d'atteindre les seuils réglementaires avec cette seule demande, ou réduire à
21 tout le moins les volumes à socialiser.

22 En Colombie-Britannique, Fortis BC Energy a déposé en décembre 2021 une preuve
23 auprès de la *British-Colombia Utilities Commission* (BCUC), dossier complexe qui a
24 généré plusieurs échanges et pour lequel Fortis BC Energy a déposé son argumentation
25 finale en décembre 2023. Elle y fait part d'amendements apportés au cadre législatif
26 existant, fixant maintenant à 15 % à compter de 2030 les volumes de GFC qui incluent le

²³ La décision D-2024-068 approuvant les raccordements 100 % renouvelables fait l'objet d'une demande de révision (dossier R-4253-2024).

1 GNR. Afin de respecter ses obligations réglementaires et commerciales, Fortis BC Energy
2 mentionne avoir sécurisé plus de 250 Mm³ en approvisionnement en GNR et affiche
3 publiquement l'ambition de doubler ses approvisionnements en GNR d'ici 2030²⁴. En
4 réponse au contexte, trois principaux objectifs ont été exposés, débattus et finalement
5 décidés par la BCUC en mars 2024 : tarification du GNR différencié du coût d'acquisition
6 (autorisé); nouveaux branchements résidentiels 100 % GNR (refusé); et application d'un
7 pourcentage de GNR à tous les clients afin de répondre aux exigences gouvernementales
8 (autorisé²⁵).

9 Du côté de l'Ontario, c'est plutôt afin de répondre à la demande de sa clientèle et de
10 participer aux efforts de décarbonation des différents paliers du gouvernement que le
11 distributeur a mis en place un programme d'achat volontaire. La stratégie
12 d'approvisionnement d'Enbridge Gas est de conclure des ententes de court terme avec
13 les fournisseurs. Cette stratégie sert à minimiser les risques de ne pas recouvrer les coûts
14 associés au GNR puisqu'aucun mécanisme n'a été approuvé jusqu'à maintenant. Une
15 réglementation plus stricte exigeant des services publics qu'ils mettent en œuvre un
16 programme volontaire avait été annoncée en novembre 2018 par le gouvernement dans
17 le *Made-in-Ontario Environment Plan* (MOEP), mais aucune obligation n'a été mise en
18 place depuis. Enbridge Gas a récemment proposé un parcours de décarbonation à
19 l'horizon 2050 lors de la Cause tarifaire 2024-2028²⁶, mais ce dernier a été critiqué par
20 l'OEB et devra être revu. La part du GNR dans ce plan était d'environ 4 % à l'horizon 2030,
21 soit 36 Bcf²⁷.

22 Pour compléter ce tour d'horizon canadien, il faut mentionner l'entrée en vigueur, en 2022,
23 du RCP. Le GNR produit ou importé au Canada est explicitement mentionné comme étant
24 un moyen d'atteindre les cibles de réduction de l'intensité carbone des carburants liquides
25 visés par cette nouvelle réglementation, notamment par l'utilisation de GNR comprimé
26 dans des véhicules ou par l'utilisation de GNR en remplacement du gaz naturel dans les

²⁴ <https://www.cdn.fortisbc.com/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/gas-utility/211217-fei-2021-rg-program-comprehensive-review-and-application-ff.pdf>.

²⁵ [FortisBC Energy Inc ~ Biomethane Energy Recovery Charge Rate Methodology and Comprehensive Review of a Revised Renewable Gas Program ~ Decision and Order G-77-24 - British Columbia Utilities Commission \(bcuc.com\)](#).

²⁶ https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/827754/File/document/dec_order_EGI_2024_Rebasing_Phase_I_20231221.

²⁷ [Enbridge RNG Customer Meeting August 2023](#).

1 réseaux gaziers. Cette réglementation créera donc un nouveau débouché pour le GNR,
2 qui viendra exacerber le déséquilibre offre/demande.

3 Du côté américain, c'est historiquement le marché du transport qui a soutenu la demande
4 de GNR : il représentait les deux tiers de l'ensemble de la demande américaine de GNR
5 en 2022. La réglementation fédérale du RFS et celle californienne du LCFS ont généré
6 une croissance importante de la demande en GNV utilisé dans le secteur du transport,
7 mais aussi du GNR. Aujourd'hui, près de la totalité du GNV utilisé en Californie est issu
8 du GNR, alors qu'il est d'environ 80 % dans le reste des États-Unis. Les volumes requis
9 du fait de la réglementation fédérale devraient continuer d'encourager cet usage puisque
10 les cibles ont doublé pour 2025 (175 Bcf) par rapport à 2022 (80 Bcf). Quant à la
11 réglementation californienne, des amendements qui viseraient à limiter l'usage de GNR
12 dans le transport à long terme sont en cours de commentaires, ce qui pourrait exercer
13 une pression à la baisse sur son développement futur.

14 De surcroît, plus d'une quinzaine d'états américains ont mis en place des lois et
15 règlements similaires à ceux observés au Canada. Les années 2022 et 2023 ont été
16 particulièrement florissantes pour le développement de programmes d'achats volontaires
17 puisqu'une vingtaine d'utilités gazières ont eu des décisions favorables de la part de leur
18 régulateur respectif, pour un total de 30 utilités²⁸.

19 La juridiction la plus progressiste est probablement celle de la Californie. Tout récemment,
20 la *California Public Utilities Commission* (CPUC) a adopté un cadre réglementaire
21 obligatoire, requérant de quatre entreprises de distribution de gaz naturel qu'elles
22 distribuent environ 73 Bcf/an de GNR²⁹. Ceci représente 12,2 % de la demande en gaz
23 naturel des consommateurs résidentiels et petites entreprises. SoCalGas, dans son
24 *Climate Commitment*, se donne quant à elle un objectif de 20 % de GNR sur
25 l'horizon 2030³⁰. En plus des compagnies californiennes, quatre autres entreprises se sont
26 dotées d'objectifs d'approvisionnement en GNR variant entre 8 % et 20 % à
27 l'horizon 2030, ce qui pourrait représenter plus de 200 Bcf de GNR si les objectifs se

²⁸ [RNG Activity Tracker \(aga.org\)](https://www.rng.org/activity-tracker).

²⁹ <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M454/K335/454335009.PDF>.

³⁰ https://www.socalgas.com/sites/default/files/2021-03/SoCalGas_Climate_Commitment.pdf.

1 réalisent. Ces exemples d'initiatives de la part d'entreprises de services publics – de
2 même que les nouvelles réglementations – exercent une pression à la hausse sur les prix
3 du GNR, qui dépassent les simples coûts de production. Les joueurs sont de plus en plus
4 nombreux et certains d'entre eux, comme Fortis BC Energy et Énergir, réussissent à
5 sécuriser de plus en plus de volumes afin de répondre à leurs cibles réglementaires grâce
6 à un modèle réglementaire adapté qui leur permet d'envoyer des signaux clairs sur le
7 marché. Pour plus d'informations concernant la dynamique actuelle des prix, voir la pièce
8 Énergir-H, Document 1.

3.2 APPELS D'OFFRES 2021, 2022 ET 2023

9 Depuis trois ans, Énergir analyse annuellement son portefeuille de projets contractualisés et en
10 développement afin de déterminer la nécessité de contractualiser des volumes additionnels pour
11 atteindre les seuils réglementaires. Ces volumes additionnels sont contractualisés via des
12 processus d'appels d'offres lancés sur l'ensemble du marché nord-américain, permettant à
13 Énergir de sélectionner les projets présentant les caractéristiques les mieux adaptées à ses
14 besoins. Énergir a lancé trois appels d'offres dans les trois dernières années, soit en 2021, 2022
15 et 2023.

16 L'appel d'offres de 2021 a été lancé le 15 novembre 2021 et s'est clos le 21 janvier 2022. Énergir
17 a reçu 19 propositions, provenant de neuf soumissionnaires différents. Le prix moyen pondéré
18 des résultats bruts était de 29,83 \$/GJ. Au terme de cet appel d'offres, un contrat a été signé à
19 un prix de [REDACTED], pour des volumes de 56,7 Mm³.

20 En 2022, Énergir a également jugé qu'un appel d'offres était nécessaire pour sécuriser les
21 volumes requis pour se rapprocher du seuil de 5 %. Afin d'élargir sa vision du marché et d'attirer
22 un plus grand nombre de soumissionnaires, Énergir a opté pour un processus en deux phases :
23 une demande d'information (DI), suivie d'un appel d'offres. La DI lancée le 31 octobre 2022 a
24 permis de recueillir l'information de 97 projets provenant de 41 soumissionnaires différents. Les
25 résultats démontraient un prix moyen pondéré de 36,45 \$/GJ. Vingt-quatre (24) projets de
26 17 répondants différents ont été invités à participer à l'appel d'offres, auquel 20 des 24 projets
27 invités ont participé. Le prix moyen pondéré de ces offres était de 27,95 \$/GJ. Le but d'Énergir
28 lors de cette seconde phase était d'approfondir la connaissance sur les projets pour se conforter

1 sur la viabilité et la compétitivité des offres. Au terme de l'appel d'offres, trois contrats ont été
2 signés pour un total de 62,95 Mm³, à un prix moyen pondéré de 27,79 \$/GJ.

3 Finalement, en 2023, Énergir a lancé un autre processus d'appel d'offres lui permettant de bien
4 se positionner pour rencontrer le seuil réglementaire de 5 %. Comme en 2022, Énergir a employé
5 un processus d'appel d'offres en deux phases. Énergir a reçu 83 projets de 37 répondants à la DI.
6 Les résultats démontraient un prix moyen pondéré de 38,07 \$/GJ. Vingt-deux (22) répondants
7 ont été invités à participer à l'appel d'offres. Dix-neuf (19) des 22 répondants invités ont répondu
8 à l'appel d'offres, pour un total de 24 offres. Le prix moyen pondéré de ces offres était de
9 [REDACTED]. Des négociations sont en cours pour les projets présentant les caractéristiques les
10 plus intéressantes. Selon les discussions actuelles avec les projets soumis qui se démarquent,
11 Énergir a bon espoir de sécuriser les volumes nécessaires à l'atteinte du 5 % à un prix moyen
12 autour de [REDACTED]. C'est cette valeur qui est utilisée dans le tableau 9 pour les données de l'appel
13 d'offres 2023.

14 Les tableaux 6, 7, 8 et 9 montrent l'évolution des prix des réponses reçues lors des processus
15 d'appels d'offres des dernières années. L'objectif de cette analyse est de comparer l'évolution
16 des prix bruts du marché. C'est pourquoi l'appel d'offres de 2021 et les DI de 2022 et 2023 sont
17 utilisés. Afin de les mettre sur une base comparative commune, une indexation annuelle de 2 %
18 fixe est assumée pour tous les prix.

19 Les prix de marché observés varient grandement, fluctuant entre 25 \$/GJ et 90 \$/GJ dans les
20 réponses aux DI reçues dans le cadre des deux derniers appels d'offres. Le prix de marché d'un
21 nombre important de projets se situe toutefois autour de 35 \$/GJ. En examinant de plus près les
22 prix moyens – pondérés ou pas – et médians, on constate que ceux-ci ont connu des
23 augmentations importantes dans la DI 2023 par rapport à 2021, bien que cette tendance à
24 l'augmentation se soit atténuée par rapport à 2022, du moins pour le prix moyen pondéré et le
25 prix final des contrats.

26 Les augmentations annuelles observées dans les dernières années semblent ralentir et croître
27 plus lentement, avec des prix potentiels avoisinant les [REDACTED] pour les besoins
28 actuels. Cette croissance moins abrupte des prix pourrait cependant être impactée par
29 l'émergence de nouveaux acheteurs volontaires, qui viendraient faire augmenter la demande
30 dans un avenir proche. Des incertitudes conjoncturelles, comme l'élection présidentielle

1 américaine par exemple, expliquent peut-être aussi en partie ce relatif ralentissement. En effet,
 2 certains producteurs pourraient être tentés de faire des propositions plus alléchantes et conclure
 3 des contrats de vente de long terme avant l'échéance du 5 novembre 2024, date des élections
 4 présidentielles américaines. Ce faisant, les offres pourraient être plus nombreuses, créant une
 5 plus grande compétition entre les producteurs.

Tableau 6

**Évolution du prix moyen pondéré des appels d'offres (AO)
 et des demandes d'information (DI)**

Année de livraison	2023 (\$/GJ)	2024 (\$/GJ)	2025 (\$/GJ)	Augmentations annuelles (%)
AO 2021 (a)	29,83	30,43	31,04	
DI 2022 (b)		36,45	37,18	20 % ³¹
DI 2023 (c)			38,07	2 %

Tableau 7

**Évolution du prix moyen des appels d'offres (AO)
 et des demandes d'information (DI)**

Année de livraison	2023 (\$/GJ)	2024 (\$/GJ)	2025 (\$/GJ)	Augmentations annuelles (%)
AO 2021	34,64	35,33	36,04	
DI 2022		34,84	35,54	-1 %
DI 2023			39,43	11 %

³¹ Exemple d'augmentations annuelles = (b - a) / a.

Tableau 8

**Évolution du prix médian des appels d'offres (AO)
et des demandes d'information (DI)**

Année de livraison	2023 (\$/GJ)	2024 (\$/GJ)	2025 (\$/GJ)	Augmentations annuelles (%)
AO 2021	31,00	31,62	32,25	
DI 2022		32,00	32,64	1 %
DI 2023			37,05	14 %

Tableau 9

**Évolution du prix moyen pondéré
des contrats signés avec les appels d'offres (AO) annuellement**

Année de livraison	2023 (\$/GJ)	2024 (\$/GJ)	2025 (\$/GJ)	Augmentations annuelles (%)
AO 2021	22,43	22,94	23,40	
AO 2022		27,79	28,34	21 %
AO 2023			■	■

Tableau 10
Appels d'offres 2022

N° de l'offre	Capacité annuelle (10 ⁶ m ³ /an)	Durée (ans)	Type de projet	Prix année 1 (\$CAD/GJ)	Prix année 1 (¢/m ³)	Lieu d'injection (Qc / hors Qc)	Date de mise en service
1	26,4	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q2 2024
2	26,4	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	1 ^{er} octobre 2024
3	Années 1 à 3 : 8,7 Années 3 à 20 : 9,6	20	ICI	████	████	Hors Québec	Déjà en injection
4	11,6	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q4 2024
5	Année 1 : 26,4 Année 2 : 39,6 Années 3 à 20 : 66	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q4 2024
6	10,1	15	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Déjà en injection
7	Année 1 : 0,3 Années 2 à 20 : 4,0	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q4 2024
8	Année 1 : 4,0 Années 2 à 20 : 7,9	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q2 2025
9	Moyenne : 3,0	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2024
10	Moyenne : 3,0	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q4 2024
11	Moyenne : 7,4	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2024
12	2,6	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q4 2024
13	Année 1 : 2,1 Années 2 à 10 : 5,3 Année 11 : 2,7	11	Traitement des eaux	████	████	Hors Québec	Q3 2024
14	Moyenne : 4,0	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2024
15	Année 1 : 6,4 Années 2 à 20 : 9,6	20	ICI	████	████	Hors Québec	Ph 1 : déjà en injection Ph 2 : Q2 2024
16	4,2	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q2 2024
17	2,4	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q3 2024
18	Année 1 : 7,4 Année 2 : 8,2 Années 3 à 15 : 8,7	15	ICI	████	████	Hors Québec	Q3 2024
19	9,2	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q1 2025
20	5,2	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q1 2025

Tableau 11
Appels d'offres 2023

N° de l'offre	Capacité annuelle (10 ⁶ m ³ /an)	Durée (ans)	Type de projet	Prix année 1 (\$CAD/GJ)	Prix année 1 (¢/m ³)	Lieu d'injection (Qc / hors Qc)	Date de mise en service
1	Années 1 à 10 : 32,8 Années 11 à 15 : 15,5	15	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
2	4,6	10	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
3	Moyenne : 3	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q4 2025
4	Année 1 : 8,3 Années 2 à 4 : 14 Années 5 à 11 : 37	11	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
5	Année 1 : 9,2 Années 2 à 4 : 15 Années 5 à 11 : 41	11	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
6	Année 1 : 11,9 Années 2 à 16 : 13,2	16	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
7	Moyenne : 16,5	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
8	10,1	15	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
9	Moyenne : 9,8	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Déc-25
10	Année 1 : 4,2 Années 2 à 20 : 9,2	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q2 2025
11	Année 1 : 15,2 Années 2 à 20 : 30,5	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q2 2025
12	4,9	10	ICI	████	████	Hors Québec	En opération
13	Années 1 à 15 : 7,2 Années 15 à 20 : 4,3	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q1 2026
14	9	20	ICI	████	████	Hors Québec	Q4 2025
15	Moyenne : 10,5	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2025
16	Moyenne : 12,9	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	En opération
17	Moyenne : 13	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q4 2025
18	Années 1 à 4 : 6 Années 5 à 19 : 17,6	19	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2025
19	Année 1 : 1,8 Années 2 à 20 : 4,2	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q3 2026
20	Années 1 à 3 : 3,5 Années 4 à 15 : 13,2	15	Site d'enfouissement	████	████	Hors Québec	Q1 2025
21	4,8	10	ICI	████	████	Hors Québec	Q3 2025
22	Année 1 : 0,2 Année 2 : 0,9 Années 3 à 5 : 5,2	5	Site d'enfouissement	████	████	Québec	En opération
23	42,2	20	Méthanisation	████	████	Hors Québec	Q3 2026
24	26,4	20	Agricole	████	████	Hors Québec	Q2 2026

4 CARACTÉRISTIQUES PROPOSÉES

1 Tout comme pour les étapes B et D, Énergir propose à la Régie de fixer des caractéristiques
2 relatives aux volumes, à la durée contractuelle et au prix des contrats de GSR.

4.1 VOLUMES

4.1.1 Retour sur le concept de marge au-delà du seuil réglementaire

3 Très rapidement après le début des livraisons de GSR en 2017, Énergir a réalisé que les
4 volumes livrés pouvaient différer significativement des QCA. Dès lors, il ne lui était pas
5 possible de se fier aux QCA afin de rencontrer les seuils réglementaires imposés par le
6 Règlement. Dans le cadre de la preuve sur le deuxième contrat avec Archaea³², Énergir
7 avait donc proposé l'établissement d'une marge de 20 % au-delà du seuil réglementaire
8 de 2 % pour 2023-2024 afin de pallier le risque de ne pas atteindre un seuil en raison de
9 la différence entre les QCA et les volumes réellement livrés. Énergir avait effectué cette
10 analyse sous deux angles :

- 11 1) L'évolution de sa prévision d'injection au courant de l'année 2021-2022;
- 12 2) Les hypothèses utilisées par une autre gazière active dans le marché du GSR en
13 Amérique du Nord : Fortis BC Energy Inc.

14 La Régie a approuvé ce concept de marge au-delà du seuil réglementaire. Ce concept a
15 été repris dans la décision sur l'étape D ainsi que pour l'établissement du plafond
16 volumétrique jusqu'à un maximum de 500 Mm³ (voir tableau 1).

17 La marge consentie au-delà du seuil réglementaire a été déterminante pour l'atteinte du
18 seuil réglementaire en 2022-2023, année dans laquelle Énergir a atteint le seuil de
19 1 % (59 957 10³m³) avec des injections réelles de 61 893 10³m³ et une QCA totale de
20 95 659 10³m³.

21 Énergir est d'avis que le concept de marge est toujours approprié et devrait être reconduit
22 par la Régie pour établir les plafonds volumétriques à l'horizon 2030-2031. Énergir

³² Dossier R-4008-2017, pièce confidentielle GM-01, Document 34.

1 propose toutefois d'apporter des ajustements à la méthode retenue originalement par la
2 Régie pour calculer la marge.

4.1.2 Écarts calculés et établissement de la marge au-delà du seuil réglementaire

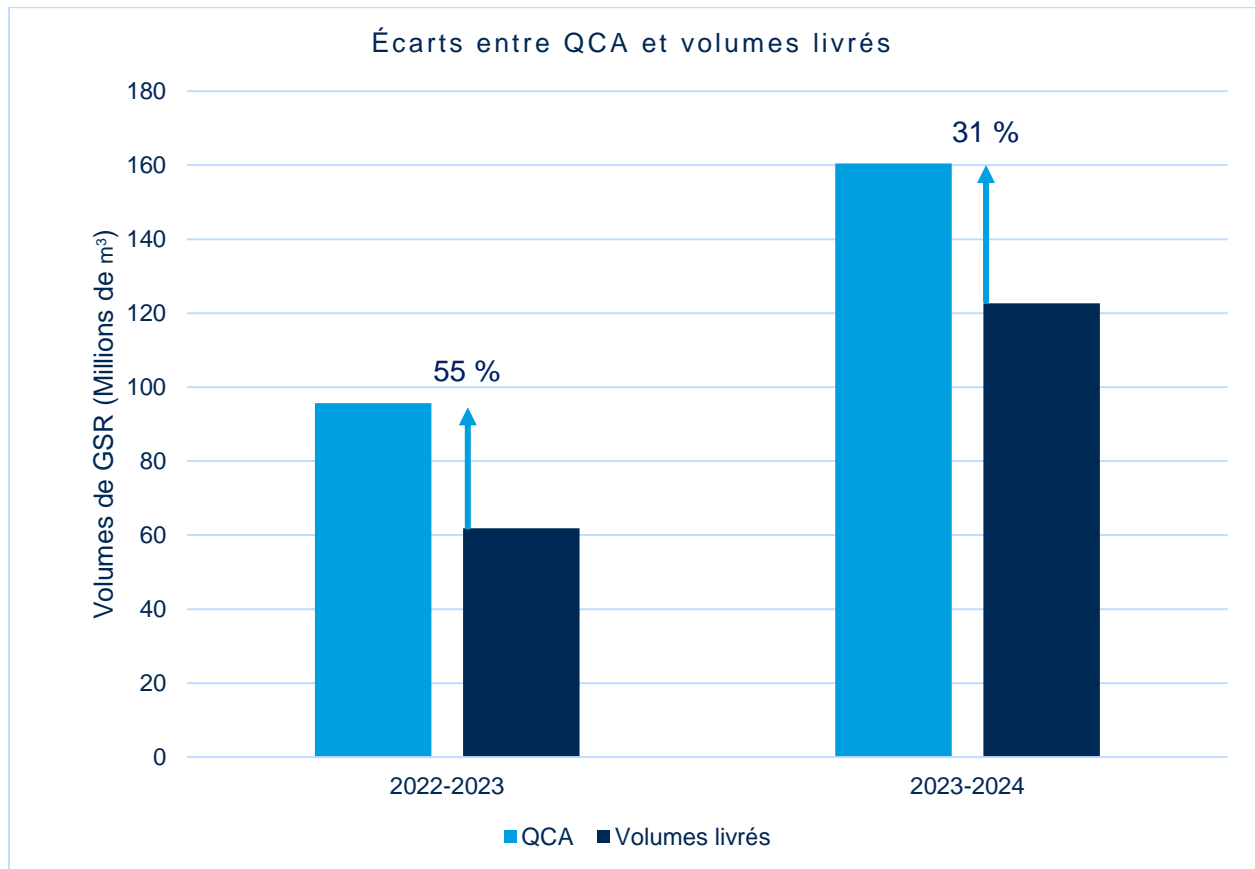
3 Afin d'appuyer sa réflexion, Énergir a analysé l'écart entre la QCA totale connue en début
4 d'année réglementaire (somme des QCA des contrats en vigueur pour l'année
5 réglementaire à venir) avec les livraisons réelles connues en fin d'année réglementaire.
6 Énergir a analysé cet écart depuis que le concept de marge au-delà du seuil réglementaire
7 a été instauré, c'est-à-dire sur l'année réglementaire 2022-2023 et l'année réglementaire
8 en cours. Le tableau et le graphique suivants montrent les résultats.

Tableau 12
QCA, volumes livrés et écart entre les deux

	2022-2023	2023-2024
QCA (10^3m^3)	95 659	160 471
Volumes livrés (10^3m^3)	61 893	122 630 *
Écart (%)	55 %	31 %

* Utilisation du seuil réglementaire en attendant les volumes réellement injectés de 2023-2024.

Graphique 4



1 Depuis la preuve qui a mené à la décision D-2023-022 et qui a vu la Régie autoriser la
2 marge de 20 %, Énergir a eu le bénéfice d'une année additionnelle complète de données
3 (2022-2023) et une année pour laquelle une projection raisonnable peut être faite
4 (2023-2024). Lors de ces deux années, on remarque un écart de 54,6 % et une projection
5 d'écart de 31 %. On constate une réduction significative de l'écart pour ces deux années,
6 qui peut s'expliquer, entre autres, par les raisons suivantes :

- 7 • Les premiers projets à injecter, qui représentent une portion considérable des
8 volumes de GSR livrés, sont arrivés à maturité;
- 9 • La proportion des volumes provenant de sites débutant leur production une année
10 donnée diminue d'année en année par rapport aux volumes provenant de sites en
11 production;

- 1 • Dans les appels d’offres 2021 et 2022 (qui devaient permettre d’atteindre les seuils
2 de 1 % en 2022-2023 et de 2 % en 2023-2024), Énergir a imposé des conditions
3 commerciales, notamment via un mécanisme de pénalités de retard de livraisons,
4 ayant permis de sélectionner des projets réellement en mesure de livrer aux dates
5 visées. Énergir a aussi signé des contrats pour une portion seulement du GSR
6 produit par certains projets. Cela a permis de diminuer l’écart entre les volumes
7 contractualisés et les volumes réellement livrés pour les projets qui n’arrivaient
8 pas à atteindre rapidement la capacité de production nominale envisagée.

9 Cela dit, Énergir ne peut prédire si cet écart continuera de diminuer au même rythme que
10 lors des dernières années, et surtout, à quel niveau il se stabilisera. Les données
11 historiques sont encore limitées et représentent seulement deux années réglementaires
12 complètes.

13 Dans l’intervalle, Énergir contractualise toujours de nouveaux contrats de GSR afin de
14 répondre à l’augmentation régulière des seuils réglementaires à l’horizon 2030. Bien
15 qu’une certaine portion de son portefeuille d’approvisionnement se stabilise, les nouveaux
16 contrats signés font toujours face aux aléas de développement et d’opération de projets
17 GSR, soit :

- 18 • retard de mise en service;
19 • montée en puissance qui s’échelonne sur plusieurs mois, voire quelques années;
20 • production inférieure à la QCA probable dans les premières années.

21 Cette réalité est particulièrement observée pour les projets qui vendent 100 % du GSR
22 produit à Énergir, entre autres, la quasi-totalité des projets québécois.

23 Dans ce contexte, **Énergir propose de conserver une marge au-delà du seuil**
24 **réglementaire de 20 % jusqu’en 2027-2028.** Toutefois, considérant la baisse constatée
25 ces dernières années dans la différence entre la QCA et les volumes injectés, **Énergir**
26 **propose de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029 et**
27 **jusqu’à l’année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %.** En
28 procédant ainsi, Énergir se donne une marge de manœuvre et une flexibilité qui lui
29 apparaissent suffisantes pour atteindre les nouveaux seuils réglementaires, tout en

1 limitant les volumes qu'elle aurait la possibilité de contractualiser à un niveau qui se veut
2 rassurant pour la Régie et sa clientèle. Dans l'éventualité où cette réduction mettait en
3 péril l'atteinte du seuil de 10 %, Énergir pourrait revenir vers la Régie dans le cadre d'une
4 cause tarifaire ultérieure afin de proposer de l'ajuster sur la base de nouvelles données
5 sur les projets en injection qui auront été compilées d'ici là.

4.1.3 Évolution des seuils réglementaires et proposition d'une méthodologie de calcul du plafond volumétrique pour le 7 % et le 10 %

6 En 2019, le gouvernement du Québec a adopté le Règlement qui exige des distributeurs
7 de gaz naturel qu'ils livrent du GSR à leurs consommateurs à une hauteur d'un certain
8 pourcentage en fonction de l'année tarifaire. Ainsi, pour l'année en cours et l'année à
9 venir, soit 2023-2024 et 2024-2025, le seuil réglementaire est de 2 %. Les seuils
10 réglementaires à venir sont les suivants :

- 11 • 5 % pour l'année tarifaire débutant le 1^{er} octobre 2025;
- 12 • 7 % pour l'année tarifaire débutant le 1^{er} octobre 2028;
- 13 • 10 % pour l'année tarifaire débutant le 1^{er} octobre 2030.

14 Comme pour l'atteinte du seuil de 5 %, Énergir souhaite viser des seuils intérimaires et
15 contracter des volumes progressivement pour lui permettre d'augmenter ceux-ci de 5 %
16 à 7 %, et ensuite de 7 % à 10 %. Énergir fixera ces seuils « intérimaires » en fonction
17 d'une progression linéaire des volumes. Toutefois, comme le seuil de 7 % est établi en
18 2028-2029, cela engendre une rupture dans la progression des seuils (voir tableau 13) :

- 19 • Entre 2025-2026 et 2028-2029, les seuils intérimaires progressent de 0,66 % par
20 année;
- 21 • Entre 2028-2029 et 2030-2031, les seuils intérimaires progressent de 1,5 % par
22 année.

Tableau 13
Progression des seuils réglementaires

	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31
Seuil réglementaire actuel (%)	5	5	5	7	7	10
Seuil intérimaire « progressif » (%)	5	5,66	6,33	7	8,5	10

1 La méthodologie de calcul des plafonds volumétriques approuvée dans l'étape D effectuée
 2 une « moyenne des seuils des années t, t + 1 et t + 2 ». Énergir juge que cette
 3 méthodologie n'est pas la plus adaptée pour l'atteinte des seuils de 7 % et de 10 %. En
 4 effet, la progression en deux temps des seuils réglementaires, couplée à cette
 5 méthodologie, entraîne des bonds inter-année inégaux, une situation qui ne s'appliquait
 6 pas pour la période 2022-2023 à 2025-2026. La configuration était différente lorsque la
 7 méthodologie a été retenue dans le cadre de l'étape D : deux années à 2 %, soit
 8 2023-2024 et 2024-2025, avant le passage à 5 % en 2025-2026 alors que le seuil à 5 %
 9 s'appliquera pendant trois ans (2025-2026, 2026-2027, 2027-2028).

10 Le tableau 14 présente en gras les bonds inter-année constants ($\approx 73 \text{ Mm}^3$) pour l'atteinte
 11 du 5 % et les bonds inter-année inégaux pour l'atteinte du 7 % et du 10 %. Ces bonds
 12 inégaux font en sorte qu'après deux années où les volumes pourraient augmenter
 13 d'environ 42 Mm^3 , ceux-ci font un bond d'environ 86 Mm^3 en 2028-2029.

Tableau 14

Seuil réglementaire, plafond volumétrique accepté/proposé et bond inter-année

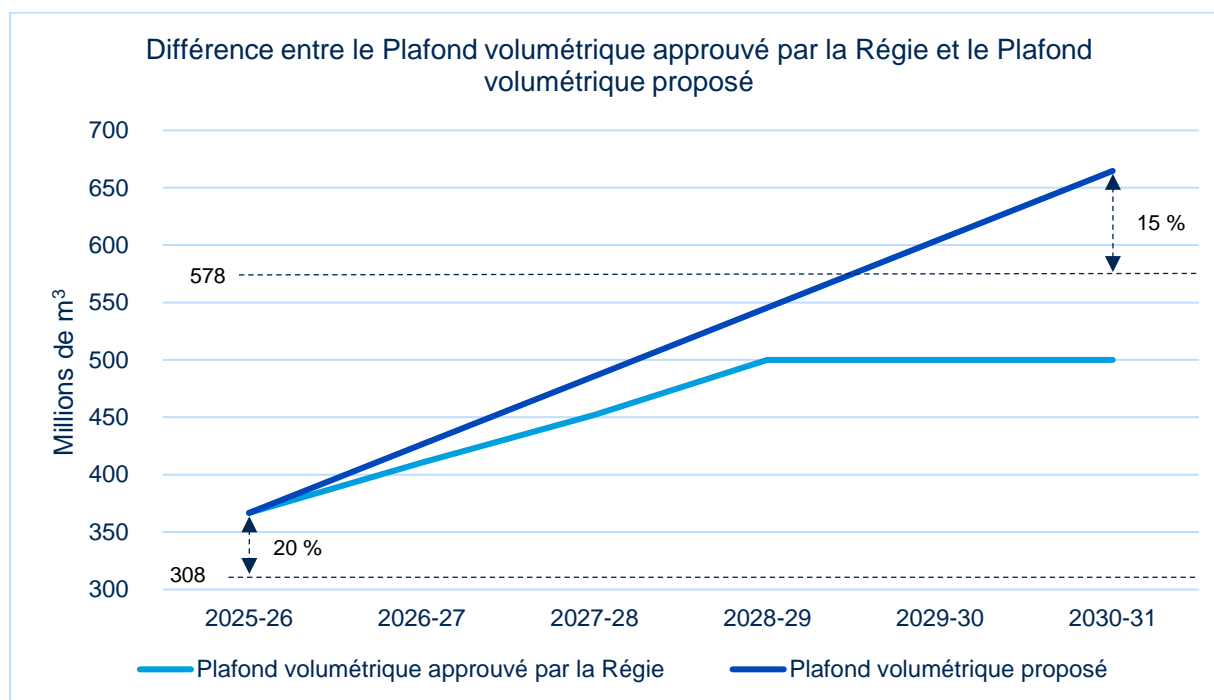
	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31
Seuil réglementaire (10^3m^3)	123 566	123 944	307 683	305 585	304 527	416 408	411 453	577 952
Plafond volumétrique autorisé ³³ (10^3m^3)	220 788	293 705	366 703	410 644	452 138	500 000	500 000	500 000
Plafond volumétrique proposé (10^3m^3)						538 895	600 820	664 645
Bond inter-année (10^3m^3)		+72 917	+72 998	+43 941	+41 494	+86 757	+61 925	+63 825
Seuil (%)	2 %	2 %	5 %	5 %	5 %	7 %	7 %	10 %

³³ Décision D-2023-117, paragr.41.

Afin d'éviter cette situation, Énergir propose d'utiliser le plafond volumétrique autorisé pour 2025-2026 (366 703 10³m³) et le seuil réglementaire de 2030-2031 (577 952 10³m³) ajusté d'une marge de 15 % – soit 664 645 10³m³ – puis de faire augmenter linéairement les plafonds volumétriques de chaque année entre 2025-2026 et 2030-2031.

De cette façon, Énergir n'augmente pas le plafond volumétrique applicable en 2030-2031, mais dispose d'une plus grande flexibilité et d'une progression linéaire entre 2025-2026 et 2030-2031, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

Graphique 5



La troisième ligne du tableau 15 présente les plafonds volumétriques proposés.

Tableau 15
Plafonds volumétriques proposés (10³m³)

	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31
Seuil réglementaire	307 683	305 585	304 527	416 408	411 453	577 952
Plafond volumétrique autorisé	366 703	410 644	452 138	500 000	500 000	500 000
Plafond volumétrique proposé	366 703	426 291	485 880	545 469	605 057	664 645
Bond inter-année		+59 589	+59 589	+59 589	+59 589	+59 589

1 Selon Énergir, cette méthode présente plusieurs avantages :

- 2 • Elle favorise l'efficacité du processus réglementaire en donnant plus de flexibilité
3 à Énergir entre 2025-2026 et 2030-2031 pour atteindre la cible de 10 %, sans
4 toutefois lui permettre de contracter des volumes supérieurs au 10 % plus la marge
5 applicable pour l'année 2030-2031;
- 6 • Elle favorise une évolution constante des plafonds et donne une meilleure
7 prévisibilité;
- 8 • Elle évite des bonds inter-année inégaux, comme celui de 87 Mm³ en 2028-2029
9 constaté avec la méthode actuelle, qui solliciterait significativement le marché tel
10 qu'on le connaît aujourd'hui;
- 11 • Elle permet de devancer certains achats et, selon toutes probabilités, de profiter
12 de meilleurs prix.

13 Énergir tient à souligner que cette marge au-delà des seuils réglementaires établit les
14 volumes maximaux pouvant être signés. Ce maximum offre la flexibilité à Énergir de
15 signer des contrats d'approvisionnement en GSR selon les besoins et les opportunités,
16 sans toutefois signifier qu'elle les contractualisera obligatoirement.

17 Par exemple, pour l'année 2023-2024, Énergir pouvait contractualiser jusqu'à
18 220 788 10³m³, mais détient actuellement une QCA totale de 160 471 10³m³. Avec cette
19 QCA totale, Énergir est confiante d'atteindre le seuil réglementaire de 2 % – comme
20 l'indique le tableau 3 – tout en se positionnant favorablement pour atteindre le seuil de
21 5 % en 2025-2026.

4.1.4 Durée

22 Tant l'expérience du passé que les résultats des derniers appels d'offres militent en faveur
23 de reconduire la durée contractuelle maximale de 20 ans qui a été fixée dans le cadre des
24 étapes B et D du dossier R-4008-2017. Les deux raisons principales qui soutiennent cette
25 proposition sont toujours d'actualité.

26 D'une part, cette caractéristique permet de garantir un approvisionnement longue durée
27 en GSR. Trois avantages en découlent :

- 1 1. une plus grande certitude sur les volumes de GSR à recevoir des producteurs et,
2 par voie de conséquence, une meilleure visibilité sur l'atteinte des seuils
3 réglementaires;
- 4 2. une plus grande certitude pour les clients d'être en mesure de consommer du
5 GSR;
- 6 3. une prévisibilité accrue du coût moyen des approvisionnements en GSR.

7 D'autre part, une durée de 20 ans demeure un atout pour favoriser le développement des
8 projets, notamment au Québec. Ainsi, l'engagement d'Énergir d'acheter du GSR d'un
9 producteur pour une période de 20 ans rassure et conforte les investisseurs et/ou
10 prêteurs. Cet engagement est un jalon qui semble essentiel pour permettre à la plupart
11 des projets de poursuivre leur développement. Au-delà de la question du financement
12 d'un projet, la présence d'Énergir – entreprise solvable et stable financièrement – réduit le
13 risque pour l'investisseur ou le prêteur, de sorte que le rendement attendu ou les frais de
14 financement peuvent s'en trouver amoindris. Ceci rend donc le projet plus compétitif au
15 niveau du prix et augmente donc les chances de le voir se concrétiser.

Tableau 16
Statistique – Durée des 21 contrats approuvés

Durée <i>(ans)</i>	Contrats <i>(nombre)</i>
23	1
20	13
18	1
16	2
10	2
8	1
5	1

1 La prépondérance de cette durée de 20 ans s'observe également lors de la réception des
2 offres lors des appels d'offres. Voici les statistiques des trois derniers appels d'offres :

Tableau 17
Statistique – Durée des soumissions
AO 2021, 2022 et 2023

Durée des contrats proposés	Année appel d'offres		
	2021	2022	2023
20	12	17	18
19	-	-	1
16	-	-	1
15	-	2	3
11	-	1	2
10	3	-	4
5	1	-	1
3	1	-	-
2	2	-	-

3 En terminant, il importe de rappeler que la durée de 20 ans coïncide avec la période
4 d'amortissement du coût des actifs récupéré par l'intermédiaire du tarif D_R. Devant le choix
5 sur la durée, les promoteurs de GSR continuent d'opter à forte majorité pour une durée
6 de 20 ans.

4.1.5 Prix d'achat

7 En plus de la durée maximale des contrats, le maintien de caractéristiques liées au coût
8 d'achat à respecter apparaît essentiel. Tout comme pour l'étape D, Énergir propose de
9 décomposer la caractéristique du coût d'achat du GSR en deux sous-caractéristiques :

- 10 1. le coût moyen d'acquisition du portefeuille de GSR d'Énergir; et
- 11 2. le prix maximal du GSR au terme d'un contrat spécifique.

4.1.6 Coût moyen d'acquisition du portefeuille d'approvisionnement de GSR d'Énergir

1 Tout comme dans le cadre des étapes B et D, Énergir estime que le coût moyen
2 d'acquisition du portefeuille d'approvisionnement de GSR constitue une caractéristique
3 qui devrait être fixée par la Régie. Ce coût moyen considère les volumes contractés par
4 année à chaque contrat et leur date de début d'injection. L'ajout de chaque nouveau
5 contrat devrait faire en sorte que le coût moyen de l'ensemble des contrats d'Énergir
6 demeure inférieur ou égal à la valeur fixée, à défaut de quoi Énergir devra obtenir une
7 autorisation spécifique.

8 Le recours à un coût moyen d'acquisition donne de la flexibilité à Énergir dans sa
9 recherche de contrats d'approvisionnement en GSR, et lui donne la possibilité de
10 diversifier ceux-ci en termes de sources, de volumes et d'origine géographique, ce qui
11 constitue une bonne pratique pour l'approvisionnement. En effet, cela réduit le risque de
12 voir une diminution ou une rupture de son approvisionnement en le répartissant sur un
13 plus grand nombre de projets aux spécificités différentes. Ainsi, Énergir disposera d'un
14 portefeuille d'approvisionnement en GSR plus stable en termes de volumes reçus, moins
15 sujets aux fluctuations advenant un nombre plus restreint de projets. Énergir aura donc
16 une meilleure visibilité sur l'atteinte des seuils réglementaires au fil du temps. Sa clientèle
17 aura aussi une meilleure prévisibilité quant à la disponibilité du GSR.

18 Le coût moyen d'acquisition constitue également une caractéristique efficace permettant
19 à Énergir de conclure des contrats avec des prix de GSR plus élevés – par exemple des
20 projets agricoles dont les volumes sont souvent plus faibles, mais avec un potentiel de
21 valorisation des attributs environnementaux possiblement supérieur – et de faire
22 contrepoids à des contrats aux prix moins élevés, par exemple des projets issus de sites
23 d'enfouissement aux volumes plus élevés, mais au potentiel de valorisation de ces mêmes
24 attributs possiblement plus faible. Énergir remarque également que des projets québécois
25 de plus petite taille nécessitent des prix de GSR plus élevés, étant donné une économie
26 d'échelle moins prononcée.

27 Tout comme pour l'étape D, Énergir propose que le coût moyen soit établi à partir de la
28 QCA. Pour les caractéristiques contractuelles proposées, Énergir estime que l'utilisation
29 de la QCA pour évaluer le prix moyen de son portefeuille d'approvisionnement demeure

1 la meilleure option. En effet, l'utilisation de volumes contractés permet d'avoir une vue
2 plus précise du prix moyen à long terme. Afin de proposer un coût moyen d'acquisition de
3 son portefeuille d'approvisionnement, Énergir a tenu compte de son portefeuille actuel de
4 même que des informations provenant de son récent appel d'offres (2023) :

- 5 • À l'heure actuelle, les volumes contractés approuvés pour 2025-2026 sont de
6 254,9 Mm³, pour un coût moyen de 22,58 \$/GJ;
- 7 • En se projetant en 2028-2029, les contrats toujours en vigueur représenteront
8 358,8 Mm³, pour un coût moyen de 25,27 \$/GJ;
- 9 • En se projetant en 2030-2031, les contrats toujours en vigueur représenteront
10 361,1 Mm³, pour un coût moyen de 26,27 \$/GJ.

11 En posant l'hypothèse qu'Énergir soit en mesure de sécuriser – dans le respect des
12 caractéristiques approuvées par la Régie – des offres compétitives de l'appel
13 d'offres 2023 pour environ 52,7 Mm³ à un coût moyen estimé de [REDACTÉ], les volumes
14 approuvés seraient de :

- 15 • 2025-2026 : 307,7 Mm³ pour un coût moyen de [REDACTÉ];
- 16 • 2028-2029 : 411,6 Mm³ pour un coût moyen de [REDACTÉ];
- 17 • 2030-2031 : 413,8 Mm³ pour un coût moyen de [REDACTÉ].

18 L'hypothèse de volume de 52,7 Mm³ pour l'appel d'offres 2023 est utilisée afin de
19 contractualiser une QCA totale équivalente à la cible réglementaire du 5 % (307,7 Mm³).
20 Les volumes exacts font l'objet de discussions et seront finalisés prochainement.

21 En considérant les plafonds volumétriques proposés (voir tableau 15), les volumes
22 cumulatifs restants entre les plafonds volumétriques et les volumes approuvés seraient
23 alors de :

- 24 • 2025-2026 : 59,4 Mm³;
- 25 • 2028-2029 : 133,9 Mm³;
- 26 • 2030-2031 : 250,8 Mm³.

1 Le tableau ci-après résume les chiffres mentionnés ci-dessus :

Tableau 18

Résumé : QCA, coût moyen d'acquisition et volumes cumulatifs restants

Ref.		2025-2026	2028-2029	2030-2031
	Coût moyen d'acquisition autorisé (\$/GJ)	27,36	29,05	30,22
	QCA (Mm ³)	254,9	358,8	361,1
	Coût moyen (\$/GJ)	22,58	25,27	26,27
a	QCA +52,7 Mm ³ de l'AO 2023 (Mm ³)	307,7	411,6	413,8
	Coût moyen (\$/GJ)	██████	██████	██████
b	Plafonds volumétriques proposés (Mm ³)	366,7	545,5	664,6
a-b	Volumes cumulatifs restants (Mm ³)	59,4	133,9	250,8

2 Afin de tester si le coût de 25 \$₂₀₂₂/GJ est toujours adéquat, Énergir a analysé l'effet sur
 3 le coût moyen si les 133,9 Mm³ de GSR manquants pour atteindre le seuil de 7 % et les
 4 116,9 Mm³ supplémentaires pour le seuil de 10 % (250,8 – 133,9 = 116,9) étaient
 5 contractualisés selon trois prix³⁴ :

- 6 • ████████ : Coût moyen estimé de l'AO 2023;
- 7 • 38,07 \$₂₀₂₅/GJ : Coût moyen pondéré de la DI 2023;
- 8 • ████████ : Prix médian entre les deux premières hypothèses.

³⁴ Les prix 2025 sont ajustés pour l'inflation. Hypothèse : 2 % fixe par année. Première indexation le 1^{er} octobre 2026.

1 Les résultats sont présentés au tableau 19.

Tableau 19
Scénarios coût moyen d'acquisition pour 2028-2028 et 2030-2031

	2025-2026	2028-2029	2030-2031
Coût moyen d'acquisition autorisé (\$/GJ)	27,36	29,05	30,22
QCA – additionnelles (Mm ³)	...	+133,9	+133,9 +116,0
Coût moyen à [REDACTED] (\$/GJ)	...	[REDACTED]	[REDACTED]
Coût moyen à 38,07 \$/GJ (\$/GJ)	...	29,55	32,70
Coût moyen à [REDACTED] (\$/GJ)	...	[REDACTED]	[REDACTED]
QCA - total (Mm ³)	...	545,5	664,6

2 Même si cette analyse démontre que le maintien à 25 \$₂₀₂₂/GJ de la caractéristique du
3 coût moyen d'acquisition pouvait s'avérer insuffisant pour un scénario de 2028-2029
4 (scénario à 38,07 \$/GJ; dépassement de 1,7 % du coût moyen autorisé de 29,05 \$/GJ) et
5 pour deux scénarios en 2030-3031 (scénarios à [REDACTED]; dépassement de 2,6 % et
6 38,07 \$/GJ; dépassement de 8,2 %), il demeure ardu de prédire l'évolution du marché du
7 GSR pour les six prochaines années. De plus, lors des processus d'appels d'offres,
8 Énergir est en mesure de sécuriser les approvisionnements les plus compétitifs, comme
9 le démontre l'écart entre le coût moyen des contrats signés dans l'AO 2021 et l'AO 2022
10 et les coûts soumissionnés (AO 2021 [REDACTED] vs 29,83 \$/GJ; AO 2022 27,79 \$/GJ vs
11 36,45 \$/GJ)³⁵.

12 Aussi, il est à noter que dans l'ensemble de ces scénarios, Énergir utilise l'hypothèse
13 voulant que le maximum des volumes permis serait contractualisé chaque année, en
14 supposant que le plafond volumétrique proposé à la section 4.1 soit approuvé par la
15 Régie. Comme mentionné précédemment, depuis l'élaboration du concept de la marge,
16 Énergir n'a pas atteint ce plafond volumétrique chaque année et il est tout à fait possible
17 que ce soit encore le cas pour certaines des années à venir d'ici 2030-2031.

³⁵ Voir section 3.2 pour plus de détails.

1 À ce jour, Énergir juge que le prix moyen de 25 \$₂₀₂₂/GJ est encore pertinent et offre
2 encore suffisamment de flexibilité pour sécuriser des approvisionnements futurs en GSR
3 afin d'atteindre les seuils de 7 % et de 10 %.

4 Énergir a aussi tenu compte des informations de nature publique qui proviennent d'autres
5 juridictions. Par exemple, depuis le 31 mars 2021, Fortis BC Energy est autorisée par le
6 *Greenhouse Gas Reduction Regulation* à payer 31 \$/GJ pour du GSR, et ce montant sera
7 augmenté annuellement d'un taux équivalent à l'inflation. Pour sa part, Enbridge Gas situe
8 le prix du GSR entre 20 \$/GJ et 41 \$/GJ.

9 Quant au marché des RINs, la valeur du GSR oscille entre environ 8,00 \$/GJ pour les
10 RINs de catégorie D₅ et entre 50 \$/GJ et 55 \$/GJ pour les RINs de catégorie D₃³⁶. Ces
11 valeurs sont généralement associées à des contrats de vente de GSR de court terme,
12 mais demeurent malgré tout un indicateur intéressant. Il est à noter que la majorité des
13 offres reçues dans les appels d'offres sont des projets de sites d'enfouissement qui sont
14 éligibles au RIN D₃ (ex. : 19 offres sur 24 pour l'appel d'offres 2023).

15 En considérant tous ces éléments, **Énergir propose de maintenir le coût moyen**
16 **d'acquisition maximal de son portefeuille d'approvisionnement en GSR**
17 **fonctionnalisé à Dawn à 25 \$₂₀₂₂/GJ.**

18 La valeur de 25 \$₂₀₂₂/GJ est cohérente avec l'évolution des contrats signés lors des trois
19 derniers appels d'offres et avec les contrats en négociation dans l'appel d'offres en cours.
20 Elle est également cohérente avec les valeurs observées dans d'autres juridictions ou sur
21 le marché des RINs.

22 Ainsi, l'ajout de chaque nouveau contrat devrait faire en sorte que le coût moyen
23 d'acquisition, évalué à partir du volume contracté et du prix fonctionnalisé à Dawn pour
24 chacun des contrats, demeure inférieur ou égal à 25 \$₂₀₂₂/GJ. Dans le cas contraire, une
25 demande d'approbation spécifique devrait être faite à la Régie et/ou Énergir demandera
26 à la Régie, lors d'une prochaine cause tarifaire, de rehausser le coût moyen autorisé afin
27 d'atteindre l'objectif d'efficacité réglementaire.

³⁶ En date du 8 mai 2024, selon Argus, le RIN D₅ est à 7,46 \$/GJ et le RIN D₃ est à 52,38 \$/GJ.

1 Cela étant dit, Énergir continuera à faire tous les efforts possibles afin de disposer d'un
2 approvisionnement en GSR fiable, au meilleur coût possible. Comme mentionné
3 ci-dessus, maintenir la caractéristique de coût moyen assurera une flexibilité à Énergir
4 dans la conclusion de contrats d'approvisionnement en GSR. Selon Énergir, un coût
5 moyen d'acquisition maximal de 25 \$₂₀₂₂/GJ devrait aussi permettre d'éviter un retour
6 régulier devant la Régie pour faire approuver les caractéristiques des contrats et ainsi
7 alléger le processus réglementaire.

8 Bien que la Régie n'ait pas retenu la proposition tarifaire d'Énergir de modifier le tarif GSR
9 pour permettre l'inclusion de la valorisation des unités de conformités (UC) créées en
10 vertu du RCP³⁷, celle-ci poursuit ses efforts afin d'identifier un mécanisme permettant de
11 retourner les revenus découlant de la valorisation des UC à la clientèle. Ce faisant, Énergir
12 est confiante de pouvoir maintenir un coût moyen de son portefeuille d'approvisionnement
13 GSR sous la limite de 25 \$₂₀₂₂/GJ d'ici l'échéance 2030-2031.

14 L'impact d'un coût moyen de 25 \$₂₀₂₂/GJ sur la position concurrentielle a été testé pour
15 l'année 2024-2025 (voir tableau 20). Comme on peut le constater, à un coût moyen de
16 25 \$₂₀₂₂/GJ, le GSR demeure concurrentiel face à l'électricité dans la majorité des cas
17 types, jusque dans une proportion allant de 20 % à 100 %, selon le cas. Au-delà de ce
18 seuil, l'électricité devient une alternative moins coûteuse. Hormis le cas des UDT de taille
19 moyenne, la biénergie-GSR est toujours plus avantageuse que l'électricité. Le coût du
20 changement des équipements n'est toutefois pas pris en compte dans cette position
21 concurrentielle et pourrait l'améliorer s'il était considéré.

³⁷ Dossier R-4008-2017, décision D-2024-023.

Tableau 20
Position concurrentielle

Descriptions	GNT	GSR	GSR	GSR	GSR	Biénergie- GSR	Électricité
		10 %	20 %	50 %	100 %		
		25 \$ ₂₀₂₂ /GJ	25 \$ ₂₀₂₂ /GJ	25 \$ ₂₀₂₂ /GJ	25 \$ ₂₀₂₂ /GJ	25 \$ ₂₀₂₂ /GJ	25 \$ ₂₀₂₂ /GJ
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
UDT de taille moyenne (1 955 m ³ /an)	100	106	112	130	161	88	74
Bureau commercial (10 812 m ³ /an)	100	104	108	119	138	98	156
Bureau institutionnel (76 018 m ³ /an)	100	105	110	125	150	101	138
École secondaire (331 342 m ³ /an)	100	106	112	129	158	107	129
Client marché industriel (5,5 Mm ³ /an)	100	118	136	191	281	s.o.	145

1 L'impact sur la position concurrentielle pourrait être réduit avec la valorisation éventuelle
2 par Énergir des attributs environnementaux dans le contexte du RCP. Énergir suit
3 également de près les modèles tarifaires concernant la vente de GSR qui prévalent dans
4 d'autres juridictions. En s'inspirant des différentes approches retenues ailleurs, elle a
5 débuté une réflexion concernant les avenues tarifaires possibles advenant un coût moyen
6 trop élevé pour susciter de l'intérêt chez sa clientèle. Énergir s'assurera d'en aviser la
7 Régie et d'obtenir son autorisation, le cas échéant, dans le cas où des modifications
8 s'avéraient nécessaires.

4.1.7 Prix maximal d'un contrat d'approvisionnement en GSR

9 En plus du coût moyen d'acquisition du GSR, Énergir propose que la Régie reconduise la
10 seconde caractéristique relative au coût en fixant un prix maximal fonctionnalisé à Dawn
11 de 45 \$₂₀₂₂/GJ par contrat pour les projets en deçà de 5 Mm³ et en fixant un prix maximal
12 fonctionnalisé à Dawn de 35 \$₂₀₂₂/GJ par contrat pour les projets au-delà de 5 Mm³.
13 Au-delà de ces prix, une demande d'approbation distincte des caractéristiques du contrat

1 devrait être faite à la Régie. Selon Énergir, cette caractéristique comporte toujours les
2 deux mêmes avantages que lors de l'étape D :

- 3 • Énergir fournirait des explications sur des contrats dont le prix du GSR est
4 supérieur au prix maximal avant l'officialisation du contrat;
- 5 • Énergir pourrait continuer à fournir au marché un cadre bien défini en termes de
6 prix, avec un prix moyen d'acquisition et un prix maximal. Dans le cadre de
7 l'étape B, la Régie avait fixé uniquement la caractéristique relative au prix moyen.
8 Or, Énergir avait à l'époque constaté que des acteurs du marché avaient assimilé
9 ce prix moyen à un prix maximal, ce qui n'était pas le cas. En fixant un prix maximal
10 dans le cadre de l'étape D, l'ambiguïté de l'étape B a disparu.

11 **Énergir propose donc que le prix maximal d'un contrat de GSR fonctionnalisé à**
12 **Dawn demeure à 45 \$₂₀₂₂/GJ (170,505 ¢/m³) pour les projets de moins de 5 Mm³.**
13 **Énergir propose également que le prix maximal d'un contrat de GSR fonctionnalisé**
14 **à Dawn demeure à 35 \$₂₀₂₂/GJ (132,615 ¢/m³) pour les projets de plus de 5 Mm³.** Cette
15 balise découle, entre autres, des données brutes des derniers appels d'offres qui montrent
16 des projets agricoles d'intérêt, notamment en lien avec le RCP, dont le prix du GSR oscille
17 autour de 45 \$/GJ, ainsi que de nombreuses discussions tenues avec les promoteurs des
18 projets québécois en développement.

19 Ce prix maximal continuerait d'envoyer le signal aux projets en développement
20 – notamment aux projets agricoles – que le fait d'avoir un prix du GSR significativement
21 plus haut que le prix moyen n'est pas un obstacle en soi. Dans un contexte où tous les
22 projets compteront pour atteindre les seuils réglementaires, un tel signal apparaît non
23 seulement utile, mais important, voire essentiel.

4.1.8 Ajustement des caractéristiques de prix avec l'inflation

24 Le taux d'inflation actuellement utilisé pour ajuster les caractéristiques de prix est l'indice
25 des prix à la consommation présenté dans le cadre des causes tarifaires d'Énergir, indice
26 qui est majoritairement utilisé pour l'établissement des tarifs gaziers. Cet indice est basé
27 sur une prévision de l'inflation et non sur l'inflation réelle. En considérant le contexte
28 macroéconomique des dernières années et en analysant l'inflation réelle, Énergir réalise

1 qu'un écart s'est créé entre l'indice actuellement utilisé et l'inflation réelle, comme
2 démontré au tableau ci-après.

Tableau 21
Comparaison entre indice d'inflation utilisé pour ajuster
les caractéristiques de coûts et l'inflation réelle

	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Taux Inflation-Québec (prévision) ³⁸	1,79 %	1,99 %	2,48 %
IPC-Québec ³⁹	2,66 %	6,36 %	5,13 %

3 Cet écart crée un décrochage entre la caractéristique des coûts et l'inflation réellement
4 subie par les promoteurs de développement de projets de GSR. Cet écart se répercute
5 donc dans les prix des contrats de GSR sécurisés par Énergir et se perpétue dans le
6 temps. Dans les circonstances, Énergir soumet que l'indice prospectif employé n'est pas
7 adapté à la réalité de l'approvisionnement en GSR, d'autant plus que les modèles
8 d'affaires des projets de biométhanisation sont très sensibles aux variations des coûts de
9 certains postes de dépenses d'opération (main-d'œuvre, transports, énergie, etc.) qui ont
10 été impactés directement par l'inflation réelle.

11 Afin de suivre plus fidèlement l'inflation, Énergir propose donc d'utiliser l'indice de
12 l'IPC-Québec, publié par Statistique Canada.

13 Plus précisément, **Énergir propose d'ajuster le coût moyen d'acquisition maximal de**
14 **son portefeuille d'approvisionnement ainsi que le coût maximal d'un contrat en**
15 **GSR avec le taux d'inflation l'IPC-Québec publié par Statistique Canada au tableau**
16 **n° 18-10-0004-01, *Indice des prix à la consommation mensuel, non désaisonnalisé,***
17 **Québec.** Énergir propose également d'appliquer de manière rétroactive ce changement
18 à partir de 2022-2023 afin de rattraper le décrochage observé. Le tableau ci-après
19 présente le changement proposé pour la caractéristique du coût moyen d'acquisition. La

³⁸ Voir dossiers R-4119-2020, pièce B-0113, Énergir-H, Document 1, p. 27; R-4151-2021, pièce B-0126, Énergir-H, Document 1, p. 30 et R-4177-2021, pièce B-0178, Énergir-H, Document 2, p. 5.

³⁹ IPC-Québec publié par Statistique Canada au tableau n° 18-10-0004-01 : Indice des prix à la consommation mensuel, non désaisonnalisé, Québec.

1 même logique serait appliquée à la sous-caractéristique de prix maximal (35 \$/GJ et
2 45 \$/GJ).

Tableau 22
Coût moyen d'acquisition proposé

	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Indice des prix à la consommation (IPC) – Cause tarifaire		2,48	2,53	2,10	2,02
Coût moyen d'acquisition autorisé (\$/GJ)	25,00*	25,62*	26,27*	26,83	27,36
IPC-Québec (%)	6,36	5,13	2,53**	2,10**	2,02**
Coût moyen d'acquisition proposé (\$/GJ)	25,00	26,59	27,95**	28,66**	29,26**
Coût maximal proposé; projet > 5 Mm ³ (\$/GJ)	35,00	37,23	39,14**	40,13**	40,97**
Coût maximal proposé; projet < 5 Mm ³ (\$/GJ)	45,00	47,86	50,32**	51,59**	52,67**

* Le coût moyen d'acquisition autorisé est de 20 \$/GJ pour 2022-2023 et 2023-2024, mais à des fins d'illustration, Énergir présente un coût moyen de 25 \$/GJ.

** Énergir propose d'utiliser l'indice des prix à la consommation – Cause tarifaire (prévisionnel) pour les années futures et d'ajuster avec l'inflation réelle, lorsque disponible.

3 Le tableau suivant met en perspective les scénarios présentés au tableau 19 avec le coût
4 moyen d'acquisition proposé.

Tableau 23
Comparaison du tableau 19 avec le coût moyen d'acquisition proposé

	2025-2026	2028-2029	2030-2031
Coût moyen d'acquisition autorisé (\$/GJ)	27,36	29,05	30,22
Coût moyen d'acquisition proposé (\$/GJ)	29,26	31,07	32,33
QCA – additionnelles (Mm ³)	...	+133,9	+133,9 +116,0
Coût moyen à ██████████ (\$/GJ)	...	████████	████████
Coût moyen à 38,07 \$/GJ (\$/GJ)	...	29,55	32,70
Coût moyen à ██████████ (\$/GJ)	...	████████	████████
QCA - total (Mm ³)	...	545,5	664,6

1 Pour 2028-2029, Énergir constate que tous les scénarios analysés respecteraient le coût
2 moyen d'acquisition proposé. Pour 2030-2031, deux scénarios sur trois respecteraient le
3 coût moyen d'acquisition proposé et un scénario ne respecterait pas la caractéristique
4 (scénario à 38,07 \$/GJ; dépassement de 1,1 %). Énergir soumet que l'utilisation de
5 l'inflation réelle permet de suivre fidèlement l'inflation et de s'adapter à la réalité des
6 approvisionnements en GSR.

7 Pour le futur, Énergir propose que les caractéristiques de coût soient indexées le
8 1^{er} octobre de chaque année avec l'indice IPC-Québec applicable pour la période allant
9 du 1^{er} octobre au 30 septembre précédent.

5 CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie de :

- 2 > approuver la méthode de calcul des plafonds volumétriques d’approvisionnement
3 en GSR suivant une progression linéaire entre 2025-2026 et 2030-2031, comme
4 présentée au tableau 15, plus spécifiquement :
- 5 - d’utiliser le plafond volumétrique autorisé pour 2025-2026 (366 703 10³m³) et le
6 seuil réglementaire de 2030-2031 (577 952 10³m³) ajusté d’une marge de 15 %,
7 soit 664 645 10³m³, puis de faire augmenter linéairement les plafonds
8 volumétriques de chaque année entre 2025-2026 et 2030-2031, et de,
- 9 - de conserver une marge de 20 % au-delà du seuil réglementaire jusqu’en
10 2027-2028, et de réduire la marge, en passant de 20 % à 15 % à partir de 2028-2029
11 et jusqu’à l’année 2030-2031, année où le seuil réglementaire passera à 10 %;
- 12 > reconduire la caractéristique de durée maximale des contrats d’approvisionnement
13 à 20 ans;
- 14 > reconduire la caractéristique du coût moyen d’acquisition maximal de son
15 portefeuille d’approvisionnement en GSR fonctionnalisé à Dawn à 25 \$₂₀₂₂/GJ;
- 16 > reconduire la caractéristique de prix maximal d’un contrat de GSR fonctionnalisé à
17 Dawn à 45 \$₂₀₂₂/GJ pour les contrats de moins de 5 Mm³/an et de 35 \$₂₀₂₂/GJ pour
18 les contrats de 5 Mm³/an et plus;
- 19 > approuver la modification de l’indice d’inflation utilisé pour ajuster les
20 caractéristiques de coût moyen d’acquisition et de coût maximal d’un contrat.