

P R E U V E R E L A T I V E
À L ' É T A P E D

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	4
1 MISE EN CONTEXTE	5
1.1 Cadre réglementaire	6
1.2 Objectifs	8
2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GNR	9
2.1 État actuel de la situation	9
2.2 Stratégie pour combler la différence entre les volumes contractés et l'obligation de livraison fixé par le Règlement.....	13
2.2.1 Les mécanismes d'approvisionnement.....	13
2.2.2 Sélection des contrats d'approvisionnement en GNR	16
3 MARCHÉ DU GNR	17
3.1 La situation de l'offre et de la demande	17
3.1.1 L'offre.....	17
3.1.2 La demande	20
3.2 Résultats de l'appel d'offres.....	25
4 CARACTÉRISTIQUES CONTRACTUELLES PROPOSÉES	27
4.1 Durée des contrats.....	28
4.2 Coût d'achat.....	29
4.2.1 Coût moyen d'acquisition du portefeuille d'approvisionnement de GNR d'Énergir	29
4.2.2 Prix maximal d'un contrat d'approvisionnement en GNR	34
4.3 Volumes de GNR contractés	35
4.4 Conclusion	36
5 PROCESSUS DE SUIVI ET D'APPROBATION RÉGLEMENTAIRES.....	37
5.1 Cause tarifaire.....	37
5.2 Rapport annuel.....	38
5.3 approbation des contrats hors des balises approuvées par la régie	39
6 STRATÉGIES DE MINIMISATION DU SURCÔÛT DU GNR INVENDU	42
6.1 Stratégies favorisant la consommation volontaire de GNR	42
6.1.1 Modification à la combinaison de service.....	43
6.1.2 Obligations contractuelles des consommateurs de GNR	47

6.2 Stratégie favorisant la diminution de l'inventaire de GNR	49
7 SUIVIS DE DÉCISION	51
7.1 Stratégie de couverture du risque de variation du taux de change (D-2021-096).....	51
7.1.1 Importance relative des contrats en \$US dans le portefeuille d'approvisionnement de GNR	51
7.1.2 Description de la couverture choisie	52
7.1.3 Coûts de la couverture à mettre en place	54
7.2 Mesures de mitigation des risques découlant d'achat d'une quantité importante de GNR par un seul client (D-2021-158).....	56
7.3 Tarif de GNR calibré sur l'intensité carbone (D-2021-158).....	57
7.4 Protocoles de certification du GNR (D-2021-158)	57
7.4.1 EcoEngineers	57
7.4.2 Veille.....	58
7.5 Traitement des pénalités de la ville de saint-hyacinthe (D-2021-158).....	60
7.6 Comptabilisation des coûts d'audits et de suivis (D-2021-166).....	62
8 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF	64
8.1 Modification à la combinaison de service	64
8.2 obligations contractuelles des consommateurs de gnr.....	64
9 CONCLUSION	66
ANNEXE 1 CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN GNR	
ANNEXE 2 ECOENGINEERS GENERAL AUDIT PLAN	

INTRODUCTION

1 Depuis le 7 juillet 2017, le dossier entourant les mesures d'achat et de vente de gaz naturel
2 renouvelable (GNR) par Énergir s.e.c. (Énergir) est en cours auprès de la Régie de l'énergie
3 (la Régie). Depuis le dépôt de sa preuve initiale, le cadre réglementaire, ainsi que l'approche
4 d'Énergir ont tous deux évolués. En effet, le 20 mars 2019, le gouvernement du Québec a édicté
5 le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un*
6 *distributeur* (le Règlement). De son côté, Énergir a revu sa stratégie d'achat en retirant de sa
7 proposition initiale la mise en place d'un tarif d'achat volontaire (TRG). Elle a également modifié
8 sa proposition afin d'y inclure une demande de fixation d'un tarif GNR provisoire. Lors de
9 l'audience portant sur ce sujet, Énergir a proposé une planification par étapes pour l'examen du
10 présent dossier.

11 En réponse à la proposition d'Énergir, dans sa lettre du 7 août 2019 (A-0051), la Régie a établi
12 le traitement du dossier R-4008-2017 et fixé les sujets à venir. L'étape B traitant des
13 caractéristiques des contrats de fournitures de GNR qu'Énergir entend conclure afin de satisfaire
14 la quantité minimale de GNR devant être livrée à sa clientèle¹ à partir de 2020 et l'étape C traitant
15 de la stratégie tarifaire en matière de GNR, incluant le traitement des unités invendues, ont été
16 complétées en avril 2020 et décembre 2021 respectivement. La preuve qui suit traite des
17 éléments considérés à l'étape D, soit les caractéristiques des contrats de GNR qu'Énergir entend
18 conclure afin de satisfaire la quantité minimale de GNR devant être livrée à sa clientèle à partir
19 de 2023. À cet effet, Énergir propose dans le présent document une stratégie
20 d'approvisionnement adaptée à la situation actuelle du marché du GNR lui permettant de
21 respecter ses obligations réglementaires, tout en allégeant le processus d'acquisition de contrats.
22 Elle traite également de différents mécanismes lui permettant de minimiser les volumes à
23 socialiser et s'assure de répondre aux suivis demandés par la Régie.

¹ Dans la présente preuve, la notion de *livraison* peut référer à une livraison de GNR par un producteur à Énergir, ou encore à la livraison de GNR par Énergir à sa clientèle (incluant la socialisation des unités invendues, lorsque requis, pour atteindre le seuil prévu par le Règlement).

1 MISE EN CONTEXTE

1 Depuis déjà plusieurs années, la question de la lutte contre les changements climatiques suscite
2 d'importantes discussions. Énergir a choisi d'y prendre une part active. À titre de distributeur de
3 carburant fossile, elle est bien placée pour prendre des mesures qui auront une influence directe
4 sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

5 La stratégie d'Énergir afin de réduire ces émissions s'articule autour de trois grands axes :

- 6 • Accroître ses efforts en efficacité énergétique;
- 7 • Accélérer l'injection de GNR ; et
- 8 • Développer une complémentarité forte entre les réseaux électrique et gazier.

9 En termes d'efficacité énergétique, Énergir a été un précurseur en étant le premier distributeur
10 énergétique québécois à mettre sur pied un tel programme en 2001. Depuis ce temps, Énergir a
11 réalisé auprès de sa clientèle plus de 137 000 projets d'efficacité énergétique. Ces gestes
12 concrets ont permis d'éviter l'émission de 1,3 million de tonnes de GES. Énergir souhaite
13 poursuivre ses efforts d'ici 2030 pour renouveler ce résultat².

14 Au niveau de la complémentarité des réseaux énergétiques, Énergir a conclu un partenariat
15 novateur avec Hydro-Québec, pour la mise en place d'une approche commerciale conjointe et
16 coordonnée de biénergie³. Cette complémentarité gaz-électricité devrait permettre de réduire
17 d'un peu plus de 70 % la consommation de gaz naturel des clients d'Énergir dans les marchés
18 visés. Cela permettra ainsi de réduire les émissions de GES attribuables au chauffage des
19 bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels visés de 540 000 tonnes équivalent CO₂
20 d'ici 2030.

21 Enfin, en ce qui concerne l'accélération de l'injection de GNR dans le réseau gazier, Énergir y
22 consacre des efforts depuis déjà plus de dix ans. En effet, dès 2010, Énergir a supporté un
23 premier projet québécois de production de GNR par biométhanisation avec la Ville de
24 Saint-Hyacinthe. Depuis ce temps, Énergir multiplie les efforts afin de stimuler et supporter le

² Rapport sur la résilience climatique, Énergir, : <https://www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport-Resilience-Climatique-Energir-2020.pdf>.

³ R-4169-2021, HQD-Énergir-1, document 1.

1 développement de la filière de la production de GNR dont les atouts sont aussi nombreux que
2 souhaitables au niveau sociétal : décarbonation du réseau gazier, investissements en région,
3 création d'emplois bien rémunérés, essor de l'économie circulaire, réduction de la dépendance
4 énergétique du Québec. Aujourd'hui, Énergir se fixe une trajectoire d'injection d'au minimum 10 %
5 en 2030 pour éviter un million de tonnes équivalent CO₂.

6 Au-delà des atouts du GNR énumérés ci-dessus, celui-ci a un rôle essentiel à jouer dans la
7 pérennisation du réseau gazier. En effet, malgré les efforts mis en place pour préserver la position
8 concurrentielle du gaz naturel, les objectifs de réduction des GES auront inévitablement un impact
9 significatif à moyen et long terme sur les tarifs. C'est pourquoi il est primordial pour Énergir d'offrir
10 une solution permettant l'atteinte des cibles de diminution de GES, non seulement par le biais de
11 l'efficacité énergétique, mais également en maximisant la quantité de GNR dans son réseau.
12 Ainsi, le GNR contribuera au maintien de la santé financière du réseau gazier et à sa
13 pérennisation. Cette santé financière est fondamentale pour permettre au réseau gazier de
14 contribuer au développement de l'économie québécoise, compléter le réseau électrique et
15 poursuivre la décarbonation du Québec à un coût sociétal acceptable.

16 Par sa stratégie et ses actions qui en découlent, Énergir souhaite réduire de 30 % les émissions
17 de GES dans le secteur du bâtiment d'ici 2030 par rapport au niveau de 2020 et ainsi contribuer
18 à l'atteinte des cibles globales de réduction des GES fixées par le gouvernement du Québec. Et
19 sur l'horizon 2050, Énergir souhaite atteindre la carboneutralité tant à l'égard de l'énergie qu'elle
20 distribue que dans le cadre de ses opérations.

1.1 CADRE RÉGLEMENTAIRE

21 Le développement de la filière GNR est une préoccupation du gouvernement du Québec depuis
22 déjà plusieurs années. Dans sa Politique énergétique 2030 publiée en 2016⁴, le gouvernement
23 du Québec établissait, comme un de ses objectifs, de privilégier une économie faible en carbone.
24 Pour se faire, le gouvernement fixait certaines cibles ambitieuses, dont l'augmentation de 25 %
25 de la production d'énergies renouvelables et de 50 % de la production de bioénergie.

26 C'est dans cet esprit qu'en mars 2019, le gouvernement du Québec a procédé à l'édiction du
27 Règlement, qui est venu encadrer, par des cibles claires, la proportion minimale de GNR que les

⁴ <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>.

1 distributeurs québécois devront livrer à leur clientèle pour les années à venir. Les cibles ont été
2 fixées à 1 % à compter de l'année 2020-2021, à 2 % à compter de 2023-2024 et à 5 % à compter
3 de 2025-2026.

4 Comme indiqué dans le Plan pour une économie verte (PEV)⁵ de novembre 2020, ces cibles
5 continueront de croître. Le gouvernement a indiqué qu'il souhaitait porter à 10 % le volume
6 minimal de GNR injecté dans le réseau de gaz naturel à l'horizon 2030. Il a également indiqué
7 qu'il souhaitait augmenter de 50 % la production des bioénergies, dont fait partie le GNR, d'ici
8 2030.

9 En parallèle, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles a mis en place le Programme
10 de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR) afin de soutenir la production
11 de GNR au Québec. Le PSPGNR compte deux volets :

- 12 • Volet 1 : soutien à la réalisation d'études de faisabilité pour des projets de production de
13 GNR et d'injection dans le réseau de distribution de gaz naturel ou des projets de
14 connexion au réseau de sites de production de GNR; et
- 15 • Volet 2 : soutien à la réalisation a) de projets de production de GNR et d'injection dans le
16 réseau distribution de gaz naturel ou b) de projets de connexion au réseau de distribution
17 de sites de production de GNR.

18 Enfin, en décembre 2021, le gouvernement a publié un document de consultation⁶ afin d'élaborer
19 une stratégie sur l'hydrogène vert et les bioénergies dont fait partie le GNR. Cette stratégie devrait
20 notamment proposer une voie de passage pour augmenter la production des bioénergies de 50 %
21 sur l'horizon 2030, comme annoncé dans le PEV.

22 C'est dans le but d'assurer une cohérence avec les objectifs du gouvernement quant au
23 développement de la filière du GNR qu'Énergir propose, dans les sections qui suivent, une
24 stratégie d'approvisionnement en GNR à long terme.

⁵ <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-economie-verte-2030.pdf?1605549736#:~:text=Le%20Plan%20pour%20une%20C3%A9conomie%20verte%202030%20vise%20%C3%A0%20tirer,de%2099%20%25%20de%20sources%20renouvelables.>

⁶ <https://consultation.quebec.ca/uploads/decidim/attachement/file/136/Document-consultation-hydrogene-vert-bioenergies-12-2021.pdf>.

1.2 OBJECTIFS

1 La présente preuve traite des sujets de l'étape D, déterminés par la Régie dans sa
2 correspondance du 7 août 2019 (A-0051), soit l'examen au fond, en vertu de l'article 72 de la *Loi*
3 *sur la Régie de l'énergie* (Loi), des caractéristiques des contrats de GNR qu'Énergir entend
4 conclure afin de satisfaire la quantité minimale de GNR devant être livré par un distributeur de
5 gaz naturel à sa clientèle à partir de 2023.

6 Les objectifs poursuivis par Énergir sont les suivants :

- 7 • Être en mesure de répondre aux seuils fixés par le Règlement;
- 8 • Alléger et normaliser le processus d'approvisionnement en GNR;
- 9 • Approfondir certaines mesures permettant de minimiser les volumes à socialiser.

10 L'étape D constitue l'étape finale en ce qui a trait à l'approvisionnement en GNR. Énergir cherche
11 donc, par sa proposition, la mise en place d'un processus réglementaire simple et suffisamment
12 flexible pour permettre de saisir des opportunités de marché à un coût socialement acceptable.

2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT EN GNR

1 Dans sa décision D-2021-158, la Régie a conclu qu'Énergir devait être en mesure de
2 s'approvisionner en GNR de manière à répondre aux quantités les plus élevées entre les seuils
3 réglementaires ou la demande volontaire⁷ 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 GNR**
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 GNR d'Énergir a pour objectif
11 de répondre à ces seuils, de façon fiable et au meilleur coût possible. Dans la section qui suit,
12 Énergir exposera son plan d'actions pour atteindre cet objectif.

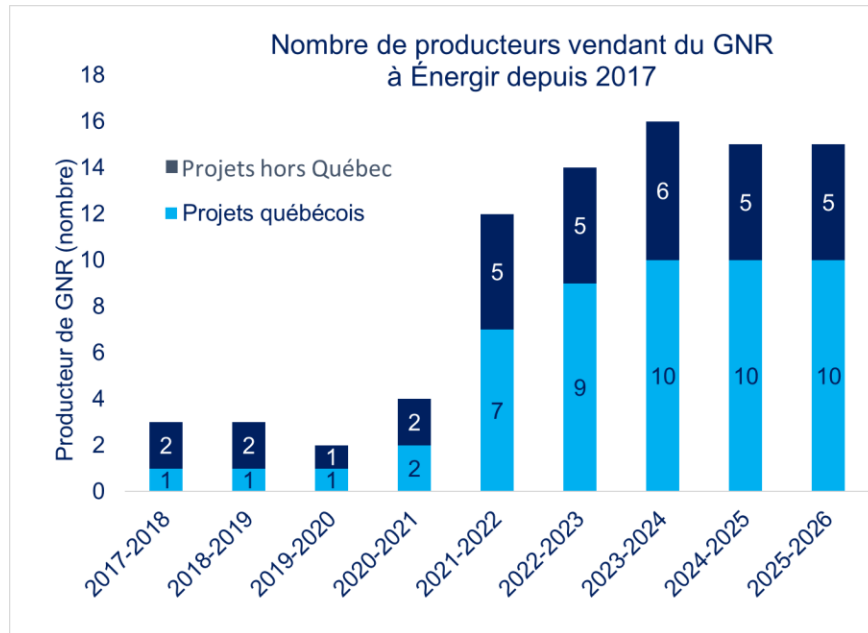
2.1 ÉTAT ACTUEL DE LA SITUATION

13 L'injection des premières molécules de GNR dans le réseau de distribution d'Énergir remonte
14 à 2017 avec la Ville de Saint-Hyacinthe. Depuis ce temps, deux autres producteurs québécois se
15 sont ajoutés, soit Coop Agri-Énergie avec son usine à Warwick et ADM avec son usine à Candiac.
16 En date des présentes, quatre autres projets québécois devraient commencer à injecter d'ici la
17 fin de l'année 2022, soit ceux du Saint-Pie - CTBM (avril), de la SEMECS (avril), de la RGMRM
18 (août) et de la Ville de Québec (octobre). D'ici l'année 2022-2023, ce sont deux autres projets
19 québécois qui devraient s'ajouter (Chicoutimi (Waga) et Neuville (Carbonaxion)) et un autre d'ici
20 2025-2026 (SEMER (Cacouna)). Parallèlement à ces projets québécois, Énergir a également
21 conclu sept contrats d'approvisionnement en GNR avec des producteurs hors-Québec ou des
22 courtiers. Sur ces sept contrats, cinq livrent présentement du GNR à Dawn.

23 Le graphique 1 illustre la situation décrite ci-dessus.

⁷ Dans la présente preuve, la demande volontaire réfère également aux clients qui consomment du GNR en achat direct.

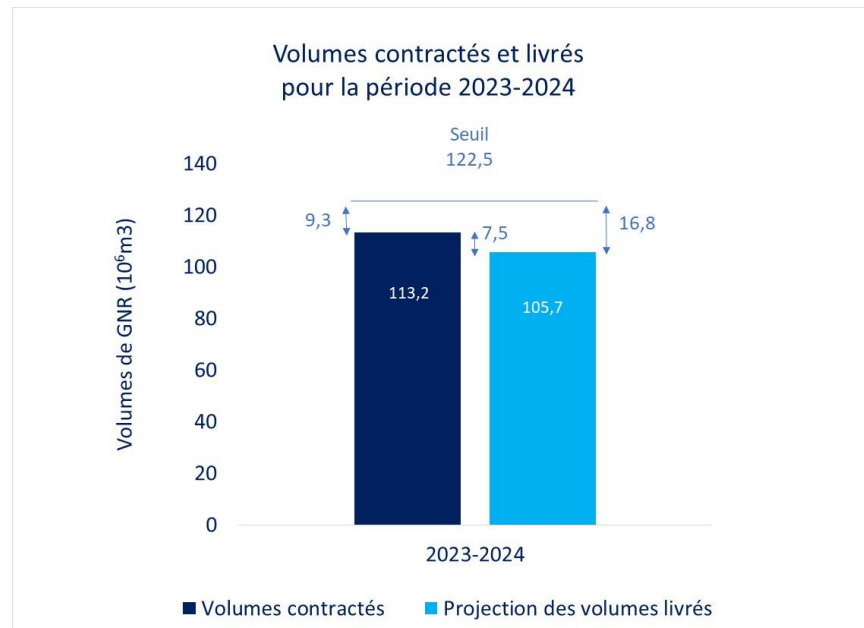
Graphique 1



- 1 Pour l'instant, la Régie a approuvé les caractéristiques de contrats d'approvisionnement de GNR
- 2 totalisant annuellement 106,0 Mm³, alors que 10,7 Mm³/an sont toujours en examen, pour un total
- 3 de 116,7 Mm³/an contractés⁸ (voir le tableau de l'annexe 1).
- 4 Ceci dit, lorsqu'elle évalue les volumes requis pour atteindre le seuil de 2 % de GNR livré à sa
- 5 clientèle en 2023-2024, Énergir constate une différence entre les volumes contractés et les
- 6 volumes qu'elle prévoit se faire livrer. Le graphique 2 présente cet écart pour l'année 2023-2024.

⁸ Ce total n'inclut pas les volumes du contrat d'Élément Market qui a pris fin en date le 31 décembre 2021 et qui représentait 2,5 Mm³.

Graphique 2



1 Un écart de 7,5 Mm³ est constaté entre les volumes contractés et les projections de volumes
 2 livrés. Si Énergir basait sa stratégie d’approvisionnement uniquement sur les volumes contractés,
 3 elle se retrouverait inévitablement avec un manque à gagner pour combler son obligation. En
 4 effet, le Graphique 2 permet de constater que les projets dont le début des opérations est prévu
 5 pour l’année 2023-2024 devraient livrer 105,7 Mm³, alors que les volumes contractés
 6 représentent 113,2 Mm³⁹. Pour répondre à son obligation, Énergir devra contracter plus de
 7 9,3 Mm³ supplémentaire pour espérer recevoir 16,8 Mm³ de GNR livrés.

8 L’écart entre les volumes contractés et les projections de volumes livrés se résorbent dans le
 9 temps puisque plusieurs nouveaux projets arriveront graduellement à maturité à la suite d’une
 10 période de rodage, assurant ainsi un approvisionnement plus près des volumes contractés. Le
 11 graphique 3 présente les écarts à combler pour atteindre le seuil de 5 %.

⁹ Voir R-4008-2017, pièce B-0674, Gaz Métro-1, Document 33, Annexe 2.

Graphique 3



- 1 Pour l'année 2025-2026, l'écart entre les volumes contractés et les volumes prévus être livrés du
- 2 portefeuille d'approvisionnement en GNR d'Énergir a diminué à 2,1 Mm³. Toutefois, comme
- 3 certains nouveaux contrats nécessaires à l'atteinte du seuil de 5 % seront de nouveaux projets,
- 4 un écart entre les volumes contractés et livrés est toujours à prévoir. C'est pourquoi Énergir devra
- 5 tenir compte de cet écart dans sa stratégie d'approvisionnement.

- 6 Le graphique 4 présente l'évolution de l'écart entre les volumes contractés et la projection des
- 7 volumes livrés.

Graphique 4



1 Par ailleurs, Énergir constate que malgré tous les efforts des producteurs, les volumes de GNR
 2 réellement produits sont, pour l'instant, souvent en-deça des attentes exprimées. C'est pourquoi
 3 les projections de livraisons de 105,7 Mm³ en 2023-2024 et de 111,0 Mm³ en 2025-2026 sont
 4 probablement surévaluées. Énergir reviendra plus amplement sur cette question dans le cadre de
 5 sa demande d'approbation des caractéristiques des contrats d'approvisionnement en GNR qui
 6 découleront du récent appel d'offres.

7 Bien qu'elle soit raisonnablement confiante d'y arriver, Énergir constate qu'il reste encore
 8 d'importants efforts à consacrer afin d'être en mesure d'atteindre les seuils de 2 % et de 5 % de
 9 GNR livré à l'horizon 2025-2026, sans parler du seuil de 10 % de GNR livré en 2030 selon le
 10 PEV.

11 Énergir propose donc un plan d'actions pour rencontrer les cibles réglementaires à venir.

2.2 STRATÉGIE POUR COMBLER LA DIFFÉRENCE ENTRE LES VOLUMES CONTRACTÉS ET L'OBLIGATION DE LIVRAISON FIXÉ PAR LE RÈGLEMENT

2.2.1 Les mécanismes d'approvisionnement

12 Pour combler la différence entre les volumes déjà contractés et les volumes nécessaires
 13 pour atteindre les prochains seuils de 2 % et 5 % de volumes de GNR livrés à la clientèle

1 par le réseau gazier, Énergir a bâti une stratégie articulée autour de trois mécanismes
2 d'approvisionnement :

- 3 1) Développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs menant à des
4 négociations de gré à gré pour des contrats d'approvisionnement;
- 5 2) Lancement d'appels d'offres annuels pour attirer de nouveaux fournisseurs;
- 6 3) Achat de volumes de GNR sur le marché « spot ».

7 Comme présenté au tableau 2 de la section 3, toutes les gazières nord-américaines
8 étudiées dans le balisage sur les mécanismes d'acquisition négocient de gré à gré des
9 contrats d'approvisionnement en GNR comme le fait Énergir. On voit, par ailleurs, la
10 méthode de l'appel d'offres commencer à faire sa place, ce qui s'explique par
11 l'augmentation du nombre de projets et des volumes disponibles et annonce la venue d'un
12 marché plus liquide.

13 Les mécanismes 1) et 2) visent à contractualiser des volumes sur un horizon de long
14 terme, bien qu'il soit possible de recevoir des propositions de plus court terme dans le
15 cadre d'appels d'offres. Ils permettent à Énergir de maximiser les opportunités conduisant
16 potentiellement à un contrat d'approvisionnement.

17 Par le mécanisme de développement d'opportunités d'affaires avec des promoteurs,
18 Énergir supporte des projets qui se trouvent à des stades très précoces, souvent encore
19 au stade de l'idéation. De façon générale, il s'écoulera environ quatre ans entre les
20 premiers contacts avec le promoteur et le début des livraisons de GNR. Plusieurs des
21 projets québécois sont dans cette situation et le support qu'apporte Énergir est essentiel
22 pour les voir naître et permettre à la filière du GNR de prendre son essor.

23 Le mécanisme d'approvisionnement par appels d'offres interpelle généralement des
24 promoteurs avec des projets rendus à des stades plus avancés. On observe souvent une
25 période de deux ans entre le premier contact avec le promoteur et le début des livraisons
26 de GNR.

27 Le troisième mécanisme vise plutôt des ententes d'approvisionnement de court terme.
28 Énergir y aurait recours, au besoin, dans des situations où les volumes reçus des
29 producteurs ne permettraient pas d'atteindre le seuil réglementaire en vigueur.

1 Ces trois mécanismes sont complémentaires, comme illustré ci-après.

2 Le portefeuille actuel de projets de GNR d'Énergir comporte de nombreux projets en
3 développement, majoritairement québécois. Elle peut donc les intégrer à ses prévisions
4 de livraisons de GNR. Mais, en raison de la durée du cycle de développement, Énergir ne
5 peut toutefois compter uniquement sur ce type de projets pour atteindre les seuils
6 réglementaires. Dans cette optique, pour compléter son approvisionnement, elle utilise le
7 second mécanisme, celui de l'appel d'offres. La stratégie générale d'Énergir est de
8 s'assurer de disposer d'approvisionnements nécessaires à l'aide des deux premiers
9 mécanismes. Toutefois, l'expérience des dernières années montre que la production de
10 GNR demeure pleine d'aléas. En conséquence, les volumes reçus des producteurs ne
11 correspondent pas toujours aux volumes contractualisés comme le montrent les
12 graphiques 2 et 3. Pour pallier cette situation, Énergir pourrait alors avoir recours au
13 troisième mécanisme, soit des achats ponctuels sur le marché spot.

14 En résumé, quatre ans avant d'avoir à atteindre un seuil fixé par le Règlement, Énergir
15 travaille au développement de projets. Après deux ans, elle fait le point et au besoin, lance
16 un appel d'offres pour aller chercher les volumes requis pour atteindre le seuil. Et si des
17 volumes manquent pendant l'année où le seuil doit être atteint, Énergir pourrait aller
18 acheter du GNR sur le marché spot.

19 D'ailleurs, Énergir a déployé, en 2021, une stratégie par appels d'offres, en
20 complémentarité au mécanisme par développement d'affaires de gré à gré, pour être en
21 mesure d'atteindre le seuil de 2 % en 2023-2024. En effet, après une revue des projets
22 en développement, Énergir a conclu que ceux-ci ne lui permettraient pas d'atteindre le
23 seuil de 2 %. Elle a donc lancé un appel d'offres à l'automne 2021 afin de recevoir des
24 propositions d'approvisionnement en GNR avec des dates de début des livraisons au plus
25 tard le 1^{er} octobre 2023 permettant de contribuer à cette atteinte. En fonction des volumes
26 de GNR qu'elle recevra réellement durant l'année 2023-2024, Énergir évaluera la
27 nécessité d'aller acquérir des volumes sur le marché spot. Cet exemple illustre bien la
28 complémentarité des trois mécanismes pour sécuriser les approvisionnements en GNR.

29 À l'heure actuelle, Énergir envisage de tenir deux autres appels d'offres. Un premier à
30 l'automne 2022 pour des volumes de GNR à recevoir durant l'année 2024-2025 et un

1 second à l'automne 2023 pour des volumes de GNR à recevoir durant l'année 2025-2026.
2 Les volumes recherchés dépendront de l'évolution des projets en développement.

2.2.2 Sélection des contrats d'approvisionnement en GNR

3 Tant les opportunités d'affaires avec les promoteurs de GNR que les propositions
4 d'approvisionnement découlant d'appels d'offres sont évaluées par Énergir à la lumière
5 d'une série d'éléments dont voici un aperçu :

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

16 En utilisant ces différents éléments comme repère, Énergir souhaite s'assurer qu'un projet
17 démontre une probabilité de réalisation satisfaisante, avec un échéancier qui respecte ses
18 attentes, à un prix qui soit compétitif, notamment en gardant à l'esprit une valorisation
19 potentielle des attributs environnementaux. Ce sont ces projets qui vont normalement
20 résulter en un contrat d'approvisionnement permettant de répondre aux seuils.

21 En vertu de l'article 72 de la Loi, Énergir est tenue de soumettre à l'approbation de la
22 Régie un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats quelle
23 entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois. Dans le cadre du
24 présent dossier, la Régie a déjà indiqué que les contrats d'approvisionnement en GNR
25 différaient significativement des stratégies et méthodologies déjà approuvées et

1 requéraient ainsi une approbation spécifique de la Régie¹⁰. À l'occasion de la présente
2 étape D, Énergir demande ainsi à la Régie de rendre une décision à l'égard du plan
3 d'approvisionnement d'Énergir ayant trait aux caractéristiques des contrats qu'elle entend
4 conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois en GNR à partir de l'année
5 2023-2024, le tout selon un mécanisme simplifié. Mais avant de définir plus amplement
6 ces caractéristiques, Énergir suggère un tour d'horizon du marché nord-américain du
7 GNR et un aperçu des données brutes découlant des propositions reçues dans le cadre
8 de son appel d'offres qui s'est terminé le 21 janvier 2022. Ces éléments fourniront un
9 contexte qui appuiera le calibrage des caractéristiques proposées.

3 MARCHÉ DU GNR

10 Le marché du GNR en Amérique du Nord a connu un essor fulgurant depuis quelques années.
11 La situation au niveau de l'offre et de la demande a significativement évolué depuis le dernier
12 appel d'offres lancés par Énergir en novembre 2019. Cette évolution s'explique notamment par
13 d'importants développements dans les réglementations applicables dans diverses juridictions
14 (RINs au niveau fédéral américain, LCFS en Californie, LCFS en Colombie-Britannique) et par
15 les objectifs de réduction des émissions de GES que se sont fixées plusieurs entreprises de
16 distribution gazière.

3.1 LA SITUATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

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

3.1.1 L'offre

19 La capacité de production de GNR en Amérique du Nord a crû de façon importante depuis
20 2017. Elle a augmenté d'environ 2,5 fois en passant de 872 Mm³ en 2017 à 2 166 Mm³
21 en 2021¹¹. Les sources d'intrants à la base de la production de GNR ont aussi évolué de
22 façon importante car depuis 2017, la contribution des sites d'enfouissement a diminué de
23 96 % à 71 % des volumes produits. Ainsi, presque 30 % des volumes de GNR proviennent

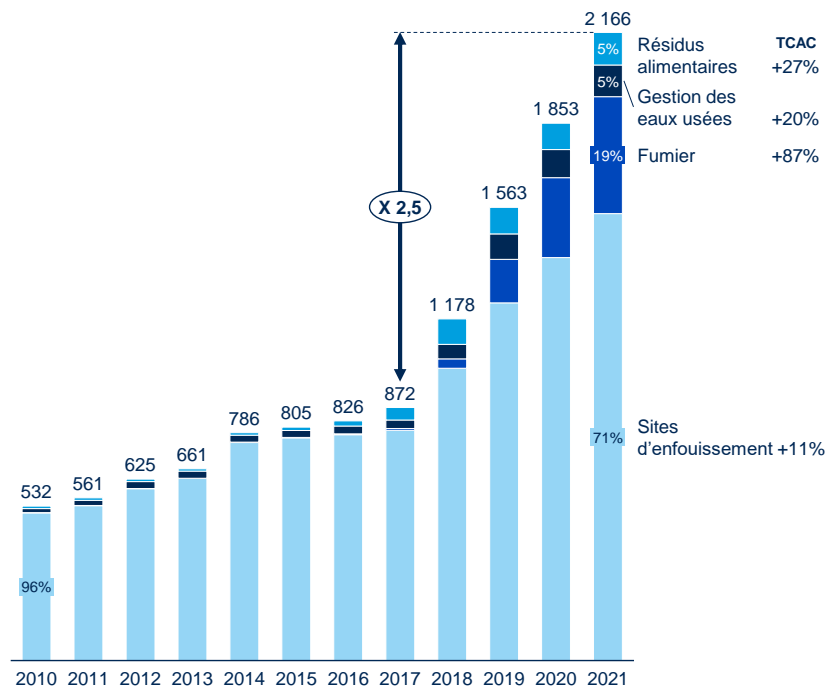
¹⁰ Voir notamment la décision D-2019-123, paragraphes 85 et suivants.

¹¹ Bloomberg NEF, RNG Coalition et revue de presse.

1 maintenant du secteur agricole, de la gestion des eaux usées et des résidus alimentaires.
 2 Cette évolution dans les types d'intrants à la base de la production de GNR démontre bien
 3 l'engouement observé : alors qu'il y a cinq ans, le GNR était très majoritairement un
 4 produit sous-jacent des sites d'enfouissement, il se trouve aujourd'hui de plus en plus
 5 d'entreprises désireuses de développer une activité dont la raison d'être primaire est la
 6 production de GNR.

Graphique 5 :

Capacité nominale de production de GNR en Amérique du Nord par intrant
 2010-2021; en millions de m³



7 Au niveau de la provenance géographique, on constate que l'état du Texas est le plus
 8 grand producteur de GNR avec environ 20 % de la production actuelle en
 9 Amérique du Nord. Des régions comme le Mid-Atlantique (environ 20 %) et la côte ouest
 10 (environ 15 %) produisent aussi des volumes importants de GNR.

11 Le Québec n'est pas en reste. Il est le plus grand producteur canadien de GNR et se
 12 classe au 4^e rang des juridictions productrices avec environ 5 % de la production
 13 nord-américaine. En date des présentes, on dénombre trois sites de production au
 14 Québec qui injectent dans le réseau d'Énergir, soit Saint-Hyacinthe, Warwick et ADM et

deux qui injectent dans le réseau de TQM soit EBI et Waste Connection. Et d'ici la fin de l'année 2022, quatre autres sites devraient débiter leurs injections dans le réseau d'Énergir : Saint-Pie (CTBM), RGMRM, Varennes (SEMECS) et Ville de Québec.

En ce qui concerne la capacité de production de GNR pour le futur, le potentiel technico-économique nord-américain est établi à près de 80 000 Mm³/an, ce qui représente environ 8 % des besoins actuels en gaz naturel.

Pour ce qui est des coûts de productions, ces derniers demeurent élevés et varient beaucoup selon la technologie et les matières premières. Le tableau 1 présente la fourchette des coûts de production de 2020¹², tels que présentés dans le rapport *Study on the use of Biofuels (Renewable Natural Gas) in the Washington, DC. Metropolitan Area*¹³.

Tableau 1
Coûts de production

Matière première	Fourchette de prix ¹⁴ (\$/GJ)	
	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
Récoltes de culture énergétique	23,27	39,67
Résidus municipaux solides	22,00	56,20

Ce portrait du marché du GNR en Amérique du Nord, révèle et souligne tous les enjeux qu'Énergir devra relever pour atteindre les seuils réglementaires. Énergir devra saisir un

¹² Les paramètres utilisés pour l'évaluation des coûts (incluant le rendement) sont présentés à la page 67 du document : <https://washingtongasdclimatebusinessplan.com/wp-content/uploads/2020/04/200316-WGL-RNG-Report-FINAL.pdf>.

¹³ Ibid, p.69.

¹⁴ Les coûts en USD/MMMBTU sont convertis en \$CAN/GJ en utilisant l'équivalence de 1MMBTU = 1,055056 et le taux de change annuel 2020 de 1,3415.

1 maximum d'opportunités pertinentes et sérieuses dans le cadre des critères internes.
2 Face à cette analyse, le débat entourant la priorité à accorder aux projets de production
3 de GNR au Québec apparaît être un faux débat. En effet, tous les projets, petits et grands,
4 contribueront à l'atteinte des seuils et Énergir n'aura pas le luxe de les ignorer pour
5 privilégier des projets au Québec ou hors-Québec. Par ailleurs, Énergir soutient sans
6 retenue depuis plusieurs années le développement de la filière GNR auprès de l'ensemble
7 des parties prenantes de l'écosystème, notamment le gouvernement du Québec. Elle a
8 démontré, à plus d'une reprise, son engagement à l'endroit des projets locaux et souligné
9 leur importance. Et au-delà des bénéfiques environnementaux indéniables du GNR, il
10 convient de mentionner que celui-ci permet d'attirer des investissements en région, de
11 créer des emplois bien rémunérés, de stimuler une économie circulaire locale et de
12 contribuer à réduire la dépendance énergétique du Québec vis-à-vis du gaz naturel
13 produit ailleurs. Dans une perspective de sécurité des approvisionnements à l'égard de
14 laquelle la Régie détient un pouvoir de surveillance, ce dernier aspect n'est certes pas à
15 négliger. Enfin, Énergir souligne que de tels projets s'inscrivent directement dans les
16 objectifs énoncés à l'article 5 de la Loi en ce qu'ils favorisent « *la satisfaction des besoins*
17 *énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement*
18 *et dans une perspective de développement durable* ».

3.1.2 La demande

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

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

23 Au Québec, le gouvernement a adopté en 2019 le Règlement, fixant à 5 % la quantité
24 minimale de GNR devant être livrée par Énergir à sa clientèle dès l'année tarifaire
25 2025-2026 (environ 300 Mm³/an). Le PEV annonce une hausse de ce seuil à 10 % en
26 2030, soit environ 600 Mm³/an. Au niveau de la demande volontaire, Énergir a distribué,
27 en 2020-2021, 5,1 Mm³. La consommation volontaire a doublé depuis, pour se chiffrer en
28 février 2022 à 10,6 Mm³ annuellement et ce, sans campagne commerciale soutenue.
29 Énergir est aussi en discussion avec quelques clients industriels majeurs qui pourraient

1 faire croître très significativement la demande volontaire et une campagne commerciale
2 de masse débutera progressivement au printemps 2022 afin de promouvoir le GNR
3 auprès des clients de plus petits volumes (PME – résidentiel) qui sont les plus importants
4 en termes de nombre de clients.

5 En Colombie-Britannique, Fortis a récemment déposé une preuve auprès de la
6 *British-Colombia Utilities Commission*. Elle y fait part d'amendements apportés au cadre
7 législatif existant fixant maintenant à 15 % à compter de 2030 les volumes de gaz faible
8 en carbone (GFC) qui incluent le GNR. En date des présentes, Fortis a sécurisé près de
9 283 Mm³ en approvisionnement en GNR et affiche publiquement l'ambition de doubler ses
10 approvisionnements en GNR d'ici 2030¹⁵.

11 Du côté de l'Ontario, c'est plutôt afin de répondre à la demande de sa clientèle et de
12 participer aux efforts de décarbonation des différents paliers du gouvernement que le
13 distributeur a mis en place un programme d'achat volontaire. La stratégie
14 d'approvisionnement d'Enbridge est de conclure des ententes de court terme avec les
15 fournisseurs. Cette stratégie sert à minimiser les risques de ne pas recouvrir les coûts
16 associés au GNR puisqu'aucun mécanisme n'a été approuvé pour le moment. Une
17 réglementation plus stricte exigeant des services publics qu'ils mettent en œuvre un
18 programme volontaire avait été annoncé en novembre 2018 par le gouvernement dans le
19 *Made-in-Ontario Environment Plan* (the "MOEP"), mais aucune obligation n'a été mise en
20 place depuis.

21 Pour compléter ce tour d'horizon canadien, il faut mentionner l'entrée en vigueur plus tard
22 en 2022 de la réglementation fédérale sur les carburants propres. Le GNR est
23 explicitement mentionné comme un moyen d'atteindre les cibles de réduction de l'intensité
24 carbone des carburants liquides visés par cette nouvelle réglementation. Elle créera donc
25 un nouveau débouché pour le GNR qui viendra exacerber le déséquilibre offre/demande.

¹⁵ <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>.

1 Aux États-Unis, plus d'une quinzaine d'états américains ont mis en place le même genre
2 de lois et règlements, et près d'une trentaine d'utilités offrent un programme d'achat
3 volontaire de GNR ou ont annoncé leur intérêt de le faire¹⁶.

4 La juridiction la plus progressiste est probablement la Californie. Déjà en 2012,
5 l'assemblée législative californienne adoptait une loi qui demandait au régulateur
6 californien de développer des politiques et programmes encourageant la production en
7 Californie de GNR et sa distribution¹⁷. Depuis ce temps, plusieurs autres lois ont été
8 adoptées par l'assemblée législative californienne afin de promouvoir la production et la
9 distribution de GNR. Tout récemment, la *California Public Utilities Commission* a adopté
10 un cadre réglementaire obligatoire requérant de quatre entreprises de distribution de gaz
11 naturel qu'elles distribuent environ 2 068 Mm³/an de GNR¹⁸. Ceci représente 12,2 % de
12 la demande en gaz naturel des consommateurs résidentiels et petites entreprises.
13 SoCalGas, dans son *Climate Commitment* se donne quant à elle un objectif de 20 % de
14 GNR sur l'horizon 2030¹⁹.

15 À noter que plusieurs autres entreprises américaines de services publics, notamment
16 dans le Colorado²⁰, l'Illinois²¹, le Maine²² et Washington²³, sont à des stades de
17 développement en ce qui a trait à l'intégration du GNR dans leur approvisionnement.

18 Une croissance importante de la demande en gaz naturel comprimé (GNC) utilisé dans le
19 secteur du transport par des véhicules est également observée. Entre 2015 et 2020, la
20 consommation de GNC a crû d'environ 25 %, passant de 1 116 Mm³ à 1 392 Mm³ avec
21 un sommet à 1 506 Mm³ en 2019²⁴. Or, il s'avère que de plus en plus, ce GNC est en fait
22 du gaz naturel renouvelable comprimé (GNR-C). Cette situation est particulièrement vraie
23 en Californie où le *Low Carbon Fuel Standard* a fait en sorte que, dans les derniers

¹⁶ <https://www.aga.org/contentassets/12f84f5492c0400595b9ae54884dd2d7/rng-activity-tracker.pdf>.

¹⁷ https://leginfo.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201120120AB1900.

¹⁸ <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M454/K335/454335009.PDF>.

¹⁹ https://www.socalgas.com/sites/default/files/2021-03/SoCalGas_Climate_Commitment.pdf.

²⁰ Le distributeur Xcel a lancé en mai 2020 un appel d'intérêt : il s'agit d'une première étape du programme de distribution de GNR.

²¹ Le distributeur Nicor Gas est en attente d'approbation de son projet pilote de compensation d'émission de carbone et de vente de GNR.

²² Le distributeur Unitil a lancé un appel d'intérêt afin d'identifier des fournisseurs potentiels de GNR.

²³ Le distributeur Puget Sound Energy a conclu un contrat de GNR de 20 ans avec le Klickitat Public Utility District.

²⁴ https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dc_u_nus_m.htm.

1 trimestres, une très grande majorité, voire près de la totalité du GNC consommé²⁵, était
2 en fait du GNR-C.

3 De façon plus large, on observe que sur environ 3 000 entreprises de services publics
4 énergétiques en Amérique du Nord, Bloomberg NEF en a recensé plus de 700 qui misent
5 sur le GNR afin d'assurer leur pérennité. L'exemple de SoCalGas en Californie est
6 particulièrement intéressant. En 2021, l'entreprise californienne a distribué 397 Mm³ de
7 GNR versus 340 Mm³ en 2020²⁶. Toujours en 2021, elle a publié sa stratégie afin
8 d'atteindre la carboneutralité dans ses activités et pour y arriver, elle a annoncé son
9 souhait de distribuer du GNR à hauteur de 20 % de ses livraisons annuelles à ses
10 *core customers*²⁷, qui représentaient 26 430 Mm³ en 2020.

11 Le tableau 2 présente une synthèse des méthodes d'acquisition pour différentes gazières
12 ayant des cibles de GNR. Comme on peut le constater, toutes les gazières
13 nord-américaines étudiées dans le balisage sur les mécanismes d'acquisition négocient
14 de gré à gré des contrats d'approvisionnement en GNR, comme le fait Énergir. On voit
15 par ailleurs que la méthode de l'appel d'offres progresse, ce qui s'explique par
16 l'augmentation du nombre de projets et des volumes disponibles et annonce la venue d'un
17 marché plus liquide.

²⁵ <https://ww3.arb.ca.gov/fuels/lcfs/lrtqsummaries.htm>.

²⁶ <https://www.prnewswire.com/news-releases/2021-brings-more-renewable-natural-gas-into-socalgas-pipelines-301489942.html>.

²⁷ https://www.socalgas.com/sites/default/files/2021-03/SoCalGas_Climate_Commitment.pdf, page 9.

Tableau 2
Méthodes d'acquisition du GNR

Distributeur	Fortis BC (Colombie-Britannique)	Enbridge (Ontario)	Gazifère (Québec)	SoCalGas (Californie)	Vermont Gas (Vermont)	NW Natural (Orégon)
Source d'approvisionnement	Approvisionnement à l'intérieur et à l'extérieur la province	Aucune spécification	Aucune spécification	Au moins 50 % du GNR doit provenir de la Californie	Approvisionnement au Canada et aux États-Unis	Aucune spécification
Méthode d'acquisition	Contrats de gré à gré / appels d'offres	Contrats de gré à gré	Contrats de gré à gré	Contrats de gré à gré	Contrats de gré à gré	Contrats de gré à gré / appels d'offres
Prix	Maximum de 31 \$/GJ, indexé annuellement ²⁸	De 20 à 30 \$/GJ ²⁹	N/A	N/A	Selon le prix du marché	Selon le prix du marché
Durée de contrats	Au moins 10 ans. Le plus long contrat en vigueur est d'une durée de 25 ans	Contrats court terme (saisonniers ou annuels)	Contrats court terme pour l'instant	À la discrétion du distributeur ³⁰	La politique du Vermont en matière d'énergies renouvelables encourage les services publics à conclure des contrats long terme ³¹	Recherche approvisionnement long terme ³²

1 Ces exemples d'initiatives de la part d'entreprises de services publics de même que les
2 nouvelles réglementations exercent une pression à la hausse sur les prix du GNR, qui
3 dépassent les simples coûts de production. Les joueurs sont de plus en plus nombreux
4 et certains, comme Fortis, réussissent à sécuriser de plus en plus de volumes afin de
5 rencontrer leur cible réglementaire grâce à un modèle réglementaire flexible qui leur
6 permet d'envoyer des signaux clairs sur le marché.

²⁸ <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>

²⁹ https://www.enbridgegas.com/-/media/Extranet-Pages/Regulatory-Filings/RateCases/Other-Regulatory-Proceedings/EB-2020-0066---Voluntary-RNG-Program/Interrogatory-Responses/EGI_IRRs_20200527.ashx?rev=7152761a50e540cca31e3df75c9348c1, p. 314.

³⁰ Les contrats de plus longue durée que le projet pilote (3 ans) pourront servir au distributeur pour répondre à ses obligations réglementaires. Cependant, les coûts échoués qui pourraient survenir en raison des contrats de plus de trois ans sont au risque de l'actionnaire. 349624040.PDF (ca.gov), p. 23.

³¹ <https://law.justia.com/codes/vermont/2021/title-30/chapter-89/section-8001/>.

³² https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-10/documents/nw_natural_rfp_2020-01_offtake.pdf.

3.2 RÉSULTATS DE L'APPEL D'OFFRES

1 À l'été 2021, Énergir a constaté que son portefeuille de projets en développement ne suffirait pas
2 pour atteindre le seuil de 2 % pour l'année tarifaire 2023-2024. Elle a donc lancé un appel d'offres
3 le 15 novembre 2021 afin de pallier ce manque de projets et de volumes. L'appel d'offres s'est
4 terminé le 21 janvier 2022 : Énergir a reçu 19 propositions provenant de neuf soumissionnaires
5 différents. De ces 19 propositions, une seule provenait du Québec, d'un site produisant déjà du
6 GNR.

7 Le tableau ci-dessous présente les données brutes provenant des premières analyses faites par
8 Énergir. À l'heure actuelle, Énergir ne privilégie aucune proposition par rapport à une autre. Il
9 reste encore des informations à obtenir de plusieurs producteurs afin de disposer de l'ensemble
10 des faits et de porter un jugement final sur chaque proposition. Les prix proposés sont toutefois
11 révélateurs de la valeur du GNR sur le marché actuel et semblent confirmer ce déséquilibre entre
12 l'offre et la demande plus amplement discuté à la section précédente.

Tableau 3
Résultat de l'appel d'offres lancé en novembre 2021

Numéro 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	3,9	2	Site d'enfouissement	████	████	Québec	Déjà en injection
2	52,8	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors-Québec	Déjà en injection
3	2,5	2	Traitement des eaux	████	████	Hors-Québec	Déjà en injection
4	10,2	20	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q3 2022
5	13,2	3	Site d'enfouissement	████	████	Hors-Québec	Q4 2022
6	30,5	5	Site d'enfouissement	████	████	Hors-Québec	Déjà en injection
7	1,4	20	Traitement des eaux	████	████	Hors-Québec	Q4 2023
8	Année 1 : 1,8 Année 2 : 5,5 Année 3 à 20 : 7,3	20	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q3 2023
9	Année 1 : 1,8 Année 2 : 5,5 Année 3 à 20 : 7,3	10	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q3 2023
10	20,3	10	Site d'enfouissement	████	████	Hors-Québec	Inconnu
11	9,8	20	Municipal	████	████	Hors-Québec	Q2 2022
12	Année 1 : 5,9 Année 2 à 20 : 11,7	20	Municipal	████	████	Hors-Québec	Q4 2022
13	10,7	20	Municipal	████	████	Hors-Québec	Q3 2023
14	Entre 1,3 et 3,7	20	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q3 2023
15	Entre 2,2 et 4,5	20	Municipal	████	████	Hors-Québec	Q3 2022
16	6,6	20	Industriel	████	████	Hors-Québec	Q3 2023
17	13,2	20	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q4 2023
18	13,2	10	Agricole	████	████	Hors-Québec	Q4 2023
19	Année 1 à 2 : 27,8 Année 3 à 4 : 55,7 Année 5 à 12 : 72,4 Année 12 à 20 : 103,0	20	Site d'enfouissement	████	████	Hors-Québec	Q4 2022

- 1 En fonction des données fournies par les soumissionnaires, Énergir a effectué plusieurs calculs
- 2 afin de tenter de dégager une tendance en termes de prix. Ainsi donc, Énergir a calculé trois
- 3 paramètres qui pourraient être utilisés afin de fixer certaines caractéristiques des contrats
- 4 d'approvisionnement en GNR à venir :
- 5
 - Le prix moyen de toutes les propositions est de 34,64 \$/GJ;

- 1 • Le prix moyen pondéré par les volumes de toutes les propositions est de 29,83 \$/GJ;
- 2 • Le prix du contrat médian (10^e proposition) de toutes les propositions est de 31,00 \$/GJ.
- 3 Le constat qui s'impose à ce stade-ci est que le coût moyen des approvisionnements en GNR de
4 15 \$/GJ retenu par la Régie dans l'étape B du présent dossier n'est plus d'actualité. La valeur du
5 GNR a connu une hausse significative depuis ce temps pour se situer, selon toutes probabilités,
6 entre 25 \$/GJ et 35 \$/GJ selon les propositions reçues dans l'appel d'offre de 2021-2022.
7 Rappelons que l'appel d'offres lancé par Énergir en 2019 avait résulté en des propositions dont
8 la moyenne des prix (pour l'année 1 de livraison) étaient de 18,98 \$/GJ. On constate donc une
9 augmentation de plus de 50 % de cette moyenne³³.
- 10 Quant à la durée des contrats, les résultats montrent que les contrats de 20 ans demeurent
11 majoritaires.

4 CARACTÉRISTIQUES CONTRACTUELLES PROPOSÉES

12 Dans les prochaines années, Énergir devra signer plusieurs contrats d'approvisionnement en
13 GNR afin d'atteindre le seuil éventuel de 5 % et possiblement celui de 10 % fixé par le PEV si
14 celui-ci est éventuellement encadré par un règlement. Considérant l'investissement en temps et
15 en ressources que requiert l'obtention d'une approbation ponctuelle, Énergir souhaite proposer
16 de nouvelles caractéristiques qui, si elles sont respectées, éviteraient d'obtenir ces approbations
17 à la pièce. Tant la Régie que les intervenants et Énergir bénéficieraient d'un tel assouplissement
18 dans la procédure et ce, sans compromettre l'exercice de la juridiction de la Régie.

19 Lors de l'Étape B, la Régie avait approuvé les caractéristiques suivantes³⁴ :

- 20 • **Quantité** : L'ajout du volume annuel de GNR du nouveau contrat fait en sorte que la
21 somme des capacités contractées est inférieure ou égale à 1 % des volumes totaux
22 prévus être distribués pour l'année 2020-2021;
- 23 • **Durée de contrat** : La durée de contrat est d'un maximum de 20 ans;

³³ Voir pièce B-0280.

³⁴ D-2020-057.

- 1 • **Coût moyen d'achat** : L'ajout des volumes prévus au coût indiqué au nouveau contrat
2 fait en sorte que le coût moyen de l'ensemble des contrats visés est inférieur ou égal à
3 15 \$/GJ (56,835 ¢/m³), augmenté du coût de l'inflation à compter de 2019.

4 Énergir propose que la Régie fixe à nouveau des caractéristiques concernant la durée des
5 contrats et le coût d'achat du GNR. Sur ce dernier élément, il est proposé de subdiviser le coût
6 en deux caractéristiques devant toutes deux être respectées : le coût moyen d'acquisition du
7 GNR d'Énergir (considérant l'ensemble des prix et des volumes des contrats avec les
8 producteurs) et le prix maximal pouvant être payé dans le cadre d'un contrat spécifique.

9 Les contrats d'approvisionnement en GNR dont les caractéristiques demeureraient à l'intérieur
10 des balises de ces caractéristiques n'auraient plus à obtenir une approbation spécifique. Dans le
11 cas où un contrat faisait en sorte qu'un de ces critères n'était pas respecté, l'approbation de la
12 Régie devrait être obtenue.

13 Comme mentionné précédemment, dans un souci d'efficacité réglementaire, il importe que les
14 caractéristiques retenues tiennent compte des réalités du marché et donnent suffisamment de
15 latitude à Énergir pour atteindre les seuils futurs du Règlement dans les délais.

4.1 DURÉE DES CONTRATS

16 Tant l'expérience du passé que les résultats du dernier appel d'offres militent en faveur de
17 reconduire la durée contractuelle maximale de 20 ans qui a été fixée dans le cadre de l'étape B
18 du présent dossier. Deux raisons principales supportent cette proposition.

19 D'une part, cette caractéristique permet de garantir un approvisionnement longue durée en GNR.
20 Trois avantages en découlent :

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

25 D'autre part, une durée de 20 ans apparaît requise pour le développement des projets,
26 notamment les projets de la filière québécoise. L'engagement d'Énergir d'acheter du GNR d'un
27 producteur pour une période de 20 ans rassure et conforte un investisseur et/ou un prêteur. Cet

1 engagement est un jalon essentiel pour qu'un projet poursuive son développement. Au-delà de
2 la question du financement d'un projet, la présence d'Énergir, entreprise solvable et stable
3 financièrement, réduit le risque que l'investisseur ou le prêteur prend, de sorte que le rendement
4 attendu ou les frais de financement peuvent s'en trouver amoindris. Ceci rend donc le projet plus
5 compétitif au niveau du prix et augmente donc les chances de le voir se concrétiser.

6 En terminant, il importe de rappeler également que la durée de 20 ans coïncide avec la période
7 d'amortissement du coût des actifs récupéré par l'intermédiaire du tarif D_R.

4.2 COÛT D'ACHAT

8 En plus de la durée maximale des contrats, le maintien de caractéristiques liées au coût d'achat
9 à respecter apparaît essentiel. Énergir propose de décomposer la caractéristique du coût d'achat
10 du GNR en deux sous-caractéristiques : (1) le coût moyen d'acquisition du portefeuille de GNR
11 d'Énergir et (2), le prix maximal du GNR au terme d'un contrat spécifique.

4.2.1 Coût moyen d'acquisition du portefeuille d'approvisionnement de GNR d'Énergir

12 Tout comme dans le cadre de l'étape B, Énergir estime que le coût moyen d'acquisition
13 du portefeuille d'approvisionnement de GNR constitue une caractéristique qui devrait être
14 fixée par la Régie. Ce coût moyen considère les volumes relatifs à chaque contrat. L'ajout
15 de chaque nouveau contrat devrait faire en sorte que le coût moyen de l'ensemble des
16 contrats d'Énergir demeure inférieur ou égal à la valeur fixée.

17 Le recours à un coût moyen d'acquisition donne de la flexibilité à Énergir dans sa
18 recherche de contrats d'approvisionnement en GNR. Il lui donne la possibilité de
19 diversifier ceux-ci en termes de sources, de volumes et d'origine géographique, ce qui
20 constitue une bonne pratique pour l'approvisionnement. En effet, cela réduit le risque de
21 voir une diminution ou une rupture de son approvisionnement en le répartissant sur un
22 plus grand nombre de projets aux spécificités différentes. Ainsi, Énergir disposera d'un
23 portefeuille d'approvisionnement en GNR plus stable en termes de volumes reçus, moins
24 sujet aux fluctuations advenant un nombre plus restreint de projets. Énergir aura donc une
25 meilleure visibilité sur l'atteinte des seuils réglementaires au fil du temps. Sa clientèle aura
26 aussi une meilleure prévisibilité quant à la disponibilité du GNR.

1 Le coût moyen d'acquisition constitue également une caractéristique efficace permettant
2 à Énergir de convenir de contrats avec des prix de GNR plus élevés, par exemple des
3 projets agricoles dont les volumes sont souvent plus faibles, mais avec un potentiel de
4 valorisation des attributs environnementaux, et faire contrepoids à des contrats aux prix
5 moins élevés, par exemple des projets issus de sites d'enfouissement aux volumes plus
6 élevés, mais au potentiel de valorisation de ces mêmes attributs plus faible.

7 Dans le cadre de l'étape B, Énergir proposait une stratégie d'achat lui permettant
8 d'atteindre un volume de GNR contracté plutôt que livré. C'est également à partir de
9 volumes contractés que le prix moyen proposé était établi. Pour les caractéristiques
10 contractuelles proposées, Énergir estime que l'utilisation des volumes contractés pour
11 évaluer le prix moyen de son portefeuille d'approvisionnement demeure la meilleure
12 option. En effet, l'utilisation de volumes contractés permet d'avoir une vue plus précise du
13 prix moyen à long terme.

14 Afin de proposer un coût moyen d'acquisition de son portefeuille d'approvisionnement,
15 Énergir a tenu compte de son portefeuille actuel de même que des informations provenant
16 de son récent appel d'offres :

- 17 • À l'heure actuelle, les volumes contractés approuvés ou en cours d'approbation
18 sont de 116,7 Mm³ pour un coût moyen de 15,60 \$/GJ³⁵. En se projetant en
19 2025-2026, les contrats toujours en vigueur représenteront 113,1 Mm³ contractés,
20 pour un coût moyen de 15,32 \$/GJ³⁶ en dollars de 2022. En supposant que les
21 volumes contractés équivalent aux volumes livrés à Énergir, celle-ci devrait
22 contracter 193,8 Mm³ pour atteindre le seuil en 2025-2026 de 5 % fixé par le
23 Règlement;
- 24 • Énergir a calculé trois paramètres à partir des données obtenues dans le cadre de
25 l'appel d'offres : le prix moyen pondéré par les volumes contractés, le prix moyen

³⁵Coût moyen calculé d'après les données présentées à la pièce B-0663, Gaz Métro-1, Document 33, en utilisant les QCA présentés à la colonne (4) ainsi que les prix de la colonne (8), mais en excluant les données se rapportant au contrat d'Élément Market qui a pris fin en date le 31 décembre 2021.

³⁶Coût moyen calculé d'après les données présentées à la pièce B-0663, Gaz Métro-1, Document 33, en utilisant les QCA pour l'année 2025-2026 de la colonne (30) ainsi que les prix de la colonne (8).

1 non pondéré et le prix médian des contrats (respectivement 29,83 \$/GJ,
2 34,64 \$/GJ et 31,00 \$/GJ).

3 En posant l'hypothèse que les 193,8 Mm³ de GNR manquants pour atteindre le seuil de
4 5 % pourraient être contractualisés au prix moyen pondéré du dernier appel d'offres, le
5 coût moyen global du portefeuille de GNR d'Énergir grimperait à 24,48 \$/GJ.

6 En utilisant plutôt le prix moyen non pondéré de l'appel d'offres ou encore le prix médian,
7 le coût global du portefeuille de GNR s'établirait à 27,52 \$/GJ ou 25,22 \$/GJ.

8 En regardant la moyenne de ces simulations, les trois prix globaux permettent d'obtenir
9 un prix moyen de 25,74 \$/GJ.

10 Comme il a été démontré à la section 2.1, les volumes livrés sont généralement moins
11 élevés que les volumes contractés pour les nouveaux projets. Énergir devra donc
12 vraisemblablement contracter plus de volumes afin d'atteindre ses cibles. Ainsi, Énergir a
13 évalué l'impact de contracter 10 Mm³, 20 Mm³ et 40 Mm³ supplémentaires. Le tableau 4
14 présente l'analyse sur les prix d'achat selon différentes quantités contractées.

Tableau 4
Impact sur les prix d'achat

Volumes contractés pour répondre au seuil de 5 % (10 ³ m ³)	Prix moyen pondéré (\$/GJ)	Prix moyen non pondéré (\$/GJ)	Prix médian (\$/GJ)	Moyenne (\$/GJ)
193,8	24,48	27,52	25,22	25,74
203,8	24,65	27,74	25,40	25,93
213,8	24,81	27,95	25,58	26,11
233,8	25,10	28,34	25,89	26,44

15 Énergir a aussi tenu compte des informations de nature publique qui proviennent d'autres
16 juridictions. Par exemple, depuis le 31 mars 2021, Fortis est autorisée par le *Greenhouse*
17 *Gas Reduction Regulation* à payer 31 \$/GJ pour du GNR et ce montant sera augmenté
18 annuellement d'un taux équivalent à l'inflation. Pour sa part, Enbridge situe le prix du GNR
19 entre 20 \$/GJ et 30 \$/GJ, comme indiqué au tableau 2. Du côté du marché des RINs, la
20 valeur du GNR oscille entre environ 25 \$/GJ pour les RINs de catégorie D₅ et 55 \$/GJ

1 pour les RINs de catégorie D₃. Ces valeurs sont généralement associées à des contrats
2 de ventes de GNR de court terme, mais elles demeurent malgré tout un indicateur
3 intéressant.

4 En considérant tous ces éléments, **Énergir propose de fixer le coût moyen**
5 **d'acquisition maximal de son portefeuille d'approvisionnement en GNR à 25 \$/GJ**
6 **(94,725 ¢/m³)**. Cette valeur se rapproche de la moyenne calculée ci-dessus des trois prix
7 globaux du portefeuille de GNR, déterminés en utilisant entre autres le prix moyen
8 pondéré, le prix moyen et le prix médian des soumissions reçues dans le cadre du récent
9 appel d'offres. Elle est également cohérente avec les valeurs observées dans d'autres
10 juridictions ou sur le marché des RINs.

11 Ainsi, l'ajout de chaque nouveau contrat devrait faire en sorte que le coût moyen
12 d'acquisition, évalué à partir du volume contracté et du prix fonctionnalisé à Dawn pour
13 chacun des contrats, demeure inférieur ou égal à 25 \$/GJ. Dans le cas contraire, une
14 demande d'approbation spécifique devrait être faite à la Régie.

15 Énergir propose par ailleurs que, comme lors de l'étape B, le coût moyen de 25 \$/GJ (en
16 dollars de 2022), soit augmenté annuellement de l'indice des prix à la consommation,
17 présenté dans le cadre de chacune des causes tarifaires d'Énergir.

18 Cela étant dit, Énergir continuera à faire tous les efforts possibles afin de disposer d'un
19 approvisionnement en GNR fiable, au meilleur coût possible. Comme mentionné
20 ci-dessus, fixer un coût moyen donnera une flexibilité à Énergir dans la conclusion de
21 contrats d'approvisionnement en GNR. Selon Énergir, un coût moyen d'acquisition
22 maximal de 25 \$/GJ devrait aussi éviter un retour régulier devant la Régie pour faire
23 approuver les caractéristiques des contrats et ainsi alléger le processus réglementaire.

24 L'impact d'un coût moyen de 25 \$/GJ sur la position concurrentielle a été testé. Comme
25 on peut le constater, à un coût moyen de 25 \$/GJ, le GNR demeure concurrentiel face à
26 l'électricité dans la majorité des cas types, jusque dans une proportion de 20 %. Au-delà
27 de ce seuil, l'électricité devient une alternative moins coûteuse. Le coût de changement
28 des équipements n'est toutefois pas considéré dans cette position concurrentielle et
29 pourrait l'améliorer s'il était considéré.

Tableau 5
Position concurrentielle

Descriptions	Gaz naturel traditionnel	GNR 10%	GNR 20%	GNR 50 %	GNR 100 %	Électricité
		25\$/GJ	25\$/GJ	25\$/GJ	25\$/GJ	
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Résidence unifamiliale de 160 m ²	100	109	119	147	169	119
Résidence unifamiliale de 160 m ² biénergie	100	114	129	172	214	144
Client marché affaires consommant 14 600 m ³ /an	100	112	124	161	189	147
Client marché affaires consommant 100 000 m ³ /an	100	114	129	172	206	163
Client marché affaires consommant 400 000 m ³ /an	100	116	132	180	217	180
Client marché industriel consommant 5,5 Mm ³ /an	100	122	143	209	259	184

1 L'impact sur la position concurrentielle pourrait être réduit avec l'entrée en vigueur du
2 *Règlement sur les carburants propres* (RCP). Les prix obtenus dans le cadre de l'appel
3 d'offres incluent les attributs environnementaux. Énergir pourra valoriser ces attributs dans
4 le cadre du marché qui se développera. En termes de valorisation, Énergir n'est pas en
5 mesure à ce stade-ci de donner des indications précises sur celle-ci. Trop d'inconnues
6 demeurent encore, notamment par le fait que la nouvelle réglementation n'est toujours
7 pas en vigueur. Toutefois, Énergir suit de près l'évolution de ce marché et reviendra à la
8 Régie lorsqu'elle aura suffisamment d'éléments pour l'informer plus précisément sur les
9 opportunités que représente la revente des attributs environnementaux.

1 Énergir suit également de près les modèles tarifaires concernant la vente de GNR qui
2 prévalent dans d'autres juridictions. En s'inspirant des différentes approches retenues
3 ailleurs, elle a débuté une réflexion concernant les avenues tarifaires possibles advenant
4 un coût moyen trop élevé pour susciter de l'intérêt chez sa clientèle. Énergir s'assurera
5 d'en aviser la Régie dans le cas où des modifications s'avéraient nécessaires.

4.2.2 Prix maximal d'un contrat d'approvisionnement en GNR

6 En plus du coût moyen d'acquisition du GNR, Énergir propose que la Régie fixe une
7 seconde caractéristique relative au coût en fixant un prix maximal par contrat. Au-delà de
8 ce prix, une demande d'approbation distincte des caractéristiques du contrat devrait être
9 faite à la Régie. Cette caractéristique comporterait deux avantages :

- 10 • Elle ferait en sorte qu'Énergir fournirait des explications sur des contrats dont le
11 prix du GNR est supérieur au prix maximal avant l'officialisation du contrat;
- 12 • Énergir pourrait fournir au marché un cadre bien défini en termes de prix avec un
13 prix moyen d'acquisition et un prix maximal. Dans le cadre de l'étape B, la Régie
14 avait fixé uniquement la caractéristique relative au prix moyen. Or, Énergir a
15 constaté que des acteurs du marché avaient assimilé ce prix moyen à un prix
16 maximal, ce qui n'était pas le cas. Avec un prix maximal, cette ambiguïté ne serait
17 plus possible.

18 **Énergir propose que le prix maximal d'un contrat de GNR fonctionnalisé à Dawn**
19 **soit fixé à 45 \$/GJ (170,505 ¢/m³).** Cette balise découle des données brutes du dernier
20 appel d'offres qui montrent des projets agricoles d'intérêt, notamment en lien avec le RCP,
21 dont le prix du GNR oscille autour de 45 \$/GJ. Ce prix maximal enverra le signal aux
22 projets en développement, notamment aux projets agricoles, que le fait d'avoir un prix du
23 GNR significativement plus haut que le prix moyen n'est pas un empêchement en soi.
24 Dans un contexte où tous les projets compteront pour atteindre les seuils réglementaires,
25 un tel signal apparaît non seulement utile, mais important, voire essentiel.

26 Au sujet des projets agricoles, Énergir souligne que ce type de projet produit
27 généralement un GNR avec une intensité carbone négative. Or, cette intensité carbone
28 négative pourrait avoir une valeur très intéressante lorsque le marché entourant le RCP

1 se développera. Ce faisant, la valeur dégagée pourrait contribuer à réduire le coût moyen
2 du GNR et à diminuer la pression sur la position concurrentielle du GNR par rapport à
3 l'électricité.

4 Tout comme pour le coût moyen d'acquisition, ce prix maximal serait augmenté
5 annuellement d'un taux équivalent à celui de l'inflation.

4.3 VOLUMES DE GNR CONTRACTÉS

6 Comme spécifié précédemment, la Régie avait retenu, dans sa décision D-2020-057 sur
7 l'étape B, une caractéristique liée à la quantité de GNR pouvant être contractée sans avoir à
8 obtenir une décision particulière : la somme des capacités contractées de GNR devait être
9 inférieure ou égale à 1 % des volumes totaux annuels de gaz naturel prévus être distribués pour
10 l'année 2020-2021³⁷. Énergir juge qu'une caractéristique liée à la quantité de GNR n'est plus
11 nécessaire pour les raisons qui suivent.

Volumes contractés en deçà de l'obligation réglementaire

12 La Régie spécifie au paragraphe 61 de la décision D-2021-158 que le Règlement prévoit
13 l'obligation pour le distributeur gazier de livrer une quantité minimale de GNR à sa clientèle. De
14 ce fait, dans le cas où les volumes d'un nouveau contrat d'approvisionnement de GNR maintenait
15 la somme des volumes de GNR livrés en deçà du seuil fixé par le Règlement, une limite liée à la
16 quantité s'avérerait inutile.

Volumes contractés au-delà de l'obligation réglementaire

17 Dans la décision D-2021-158, la Régie mentionne qu'en cas de livraison de GNR à la clientèle
18 en quantité moindre que celle prévue au Règlement, Énergir devra socialiser une partie ou la
19 totalité de l'inventaire de GNR à hauteur du seuil prescrit, par le biais du tarif de verdissement.
20 Dans la même décision, la Régie mentionne également que, dans le cas où des volumes de GNR
21 avec un âge plus grand ou égal à 24 mois subsistaient dans l'inventaire de GNR au 30 septembre
22 (après la socialisation associée au seuil réglementaire, le cas échéant), le surcoût de ceux-ci
23 serait récupéré à travers le tarif GNR³⁸.

³⁷ R-4008-2017, D-2020-057, paragraphe 477.

³⁸ R-4008-2017, D-2021-158, paragraphes 568 et 569.

1 D'une part, Énergir peut donc « posséder » des volumes de GNR au-delà de l'obligation
2 réglementaire sans avoir à les socialiser puisqu'elle dispose d'une période minimale de 24 mois
3 pour les vendre à sa clientèle. Cette flexibilité au niveau de la socialisation des volumes de GNR
4 au-delà de l'obligation réglementaire s'avère bénéfique pour Énergir, puisqu'elle lui donne la
5 possibilité, notamment, de bâtir un inventaire qui lui permet de pallier aux aléas de production
6 des producteurs de GNR et de profiter de contrats à prix intéressant qui serviront au respect des
7 seuils futurs, même s'ils ne sont pas requis pour l'année courante.

8 D'autre part, Énergir doit s'assurer de pouvoir écouler les volumes acquis à l'intérieur de 24 mois,
9 à défaut de quoi elle ne pourra socialiser les surcoûts et nuira à la compétitivité du GNR en
10 imposant une pression à la hausse sur le prix.

11 Ainsi, même si les volumes d'un nouveau contrat d'approvisionnement de GNR amenaient le total
12 des volumes contractés au-delà de l'obligation réglementaire, Énergir ne juge pas nécessaire de
13 proposer un critère associé aux volumes contractés.

4.4 CONCLUSION

14 Énergir a comme cible actuelle de livrer 5 % de GNR à sa clientèle durant l'année tarifaire
15 2025-2026, soit 306,9 Mm³. Les volumes déjà contractés (ou en cours d'examen) représenteront
16 113,1 Mm³ de GNR en 2025-2026, et l'équivalent d'environ 111,0 Mm³ en termes de projections
17 de livraisons sur ce même horizon (voir le graphique 3). En conséquence, elle est à la recherche
18 de volumes significatifs de GNR d'ici 2025-2026 afin d'atteindre le seuil de 5 % fixé par le
19 Règlement.

20 Pour y parvenir, Énergir dispose d'une stratégie articulée autour de trois mécanismes : le
21 développement de projets et la conclusion d'ententes de gré à gré, des appels d'offres et des
22 achats spots. Ces trois mécanismes devraient permettre à Énergir de générer suffisamment
23 d'opportunités qui, après une analyse soignée à l'aide de critères développés par Énergir,
24 résulteront en des contrats et des volumes livrés.

25 Considérant les volumes manquants et les contrats qui devront être conclus pour atteindre le
26 seuil, Énergir propose à la Régie de mettre sur pied un processus réglementaire optimisé qui lui
27 évitera de faire approuver les caractéristiques des contrats d'approvisionnement à la pièce. À

1 cette fin, Énergir propose que la Régie préautorise les contrats qui respecteront les trois
2 caractéristiques suivantes :

- 3 1. les contrats ont une durée d'au plus 20 ans;
- 4 2. le coût moyen d'acquisition en GNR est inférieur ou égal à 25 \$/GJ; et
- 5 3. le prix maximal du GNR pour un contrat donné est de 45 \$/GJ.

6 Dans le cas où un contrat faisait en sorte qu'un de ces critères n'était pas respecté, l'approbation
7 de la Régie devrait être obtenue pour considérer celui-ci dans le prix du GNR d'Énergir.

8 Selon Énergir, cette proposition lui donnera la flexibilité nécessaire afin d'atteindre le seuil
9 réglementaire. Cette atteinte est essentielle pour pérenniser le réseau gazier et ainsi lui permettre
10 de jouer un rôle important dans la transition énergétique, de se décarboner et de compléter
11 le réseau électrique.

12 En terminant, le contexte entourant le GNR est en plein essor, tant au niveau de l'offre que de la
13 demande. Énergir poursuivra sa vigie concernant les forces du marché. Dans l'éventualité où le
14 seuil réglementaire passait à 10 %, comme annoncé par le PEV, et que les balises fixées n'étaient
15 plus adéquates pour simplifier l'approbation des contrats, où encore dans le cas d'une évolution
16 du marché amenant une réalité différente, Énergir s'assurera de proposer à la Régie une mise à
17 jour des caractéristiques.

5 PROCESSUS DE SUIVI ET D'APPROBATION RÉGLEMENTAIRES

18 Depuis l'introduction du GNR dans son réseau, Énergir présente un éventail d'informations
19 associées à cette filière dans divers forums. Cette section expose de quelle façon seraient
20 présentée les informations relatives au GNR dans les différents dossiers.

5.1 CAUSE TARIFAIRE

21 Depuis la Cause tarifaire 2020-2021, Énergir dépose la pièce « Prévion d'approvisionnement et
22 de distribution de GNR – xxxx-xxxx »³⁹. La première page de cette pièce donne le portrait de
23 l'obligation réglementaire, de l'approvisionnement et des ventes de GNR pour l'année tarifaire

³⁹ Correspond à la pièce R-4151-2021, B-0032, Énergir-H, Document 4 de la Cause tarifaire 2021-2022.

1 traitée au dossier, ainsi que pour les trois années subséquentes. En plus de ces éléments, les
2 informations suivantes seront déposées sous pli confidentiel dans la prochaine cause tarifaire :

- 3 • Page 2 : volumes et coûts du GNR injecté par fournisseur pour les quatre années à
4 l'étude;
- 5 • Page 3 : détails du calcul de l'obligation réglementaire;
- 6 • Page 4 : liste des clients volontaires. Cette page sera présentée à partir de la Cause
7 tarifaire 2022-2023 afin de répondre à une exigence de la Régie⁴⁰.

8 Parmi les contrats d'approvisionnement de GNR présentés à ladite page 2, la Régie serait en
9 mesure de constater les contrats conclus, ainsi que ceux qu'Énergir prévoit conclure afin de
10 répondre à ses obligations en vertu de caractéristiques de contrats approuvées. La Régie aurait
11 également une vue sur une projection des contrats qui seraient à approuver en cours d'année.

12 Énergir est d'avis que ce document permettra à la Régie et aux intervenants d'obtenir un portrait
13 complet du GNR pour les années à venir et propose de continuer à déposer cette pièce sous la
14 forme présentée à la Cause tarifaire 2022-2023.

15 En plus des portraits à court et à moyen termes présentés à la pièce susmentionnée, Énergir
16 propose d'ajouter une portion portant sur le GNR dans la section « Vision à long terme du contexte
17 gazier » de la pièce « Plan d'approvisionnement gazier – Horizon xxxx-xxxx ». Elle y décrira les
18 tendances de l'évolution du marché nord-américain, notamment au niveau des prix et des
19 quantités produites et achetées.

5.2 RAPPORT ANNUEL

20 Dans sa preuve sur l'étape C du GNR, Énergir suggérait de produire un sommaire des données
21 pertinentes se rattachant au GNR à chaque rapport annuel et de présenter, le cas échéant, la
22 proposition de socialisation du GNR invendu. Afin de donner une vue d'ensemble des données
23 réelles relatives au GNR de l'année étudiée, le sommaire des données pertinentes se rattachant
24 au GNR inclurait les mêmes informations que celles présentées aux pages 1 et 2 de la pièce
25 « Prévission d'approvisionnement et de distribution de GNR – xxxx-xxxx »⁴¹ déposée dans le cadre
26 des causes tarifaires. À la page 1 de cette pièce, Énergir rapporterait les résultats relatifs à

⁴⁰ R-4008-2017, D-2021-158, p. 115, paragr.497.

⁴¹ Correspond à la pièce R-4151-2021, B-0032, Énergir-H, Document 4 de la Cause tarifaire 2021-2022.

1 l'année tarifaire faisant l'objet du rapport annuel en les comparant aux prévisions présentées lors
2 de la précédente cause tarifaire. Quant à la page 2, celle-ci présenterait le détail de l'ensemble
3 des volumes de GNR achetés durant l'année à l'étude. La Régie serait ainsi en mesure de
4 constater que les contrats de GNR conclus durant l'année tarifaire respectent les balises
5 approuvées par la Régie ou ont fait l'objet d'une demande d'approbation spécifique pour laquelle
6 la Régie a rendu une décision favorable.

7 Dans le cas où Énergir réaliserait des cessions de capacités des contrats d'approvisionnement
8 détenus, elle veillerait à les rapporter à la pièce «Évolution des outils d'approvisionnement et
9 examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage année xxxx-
10 xxxx»⁴², comme elle le fait présentement pour l'ensemble des transactions réalisées à partir de
11 ses outils d'approvisionnement. Énergir soumet que cette éventualité ne devrait pas se réaliser à
12 court et moyen termes. La section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** du présent document p
13 récise de quelle façon et pour quelles raisons des cessions de contrats de GNR seraient
14 réalisées.

15 Considérant l'ensemble de la proposition présentée par Énergir pour le suivi du GNR au rapport
16 annuel et à la cause tarifaire, celle-ci juge que le traitement suggéré répond aux besoins de la
17 Régie et des intervenants en termes de vigie de la filière du GNR, puisqu'il permet de présenter
18 un portrait juste des données se rattachant au GNR tout en l'inscrivant dans le contexte du
19 marché.

5.3 APPROBATION DES CONTRATS HORS DES BALISES APPROUVÉES PAR LA RÉGIE

20 Bien que des balises aient été proposées à la section 4 afin qu'Énergir ne demande pas
21 l'approbation des contrats de GNR à la pièce comme elle le fait actuellement, il existe néanmoins
22 une possibilité que celle-ci désire signer des contrats à l'extérieur des balises qui seraient
23 éventuellement approuvées par la Régie. Si une telle éventualité se présentait, Énergir propose
24 de présenter les demandes d'approbation de contrats hors des balises d'après le même
25 processus que celui présentement en vigueur. Comme défini dans le processus actuel, il est
26 nécessaire de faire une distinction entre les contrats d'une durée de deux ans ou moins et les
27 contrats d'une durée de plus de deux ans. Dans sa lettre du 9 juin 2020⁴³, Énergir avait spécifié

⁴² Correspond à la pièce R-4175-2021, B-0071, Énergir-12, Document 2 du Rapport annuel au 30 septembre 2021.

⁴³ R-4008-2017, B-0327.

1 que les contrats d'une durée de moins de deux ans requièrent généralement une autorisation
 2 rapide de la Régie, au risque de perdre ces contrats aux mains d'autres acheteurs. Ce prérequis
 3 est encore plus pertinent dans le contexte actuel : la filière du GNR s'étant grandement
 4 développée dans plusieurs juridictions en Amérique du Nord depuis la date de dépôt de la lettre,
 5 le risque de perdre des contrats auprès d'autres acheteurs est encore plus important
 6 qu'auparavant. Advenant qu'une approbation soit requise dans des délais plus courts, Énergir
 7 fournira les justifications à sa demande. Pour les contrats de plus de deux ans, il est toujours
 8 généralement possible de négocier de plus longs délais avec les fournisseurs pour obtenir
 9 l'autorisation de la Régie. Les délais proposés pour obtenir l'approbation des contrats de GNR
 10 hors des balises sont donc les mêmes, soit 90 jours pour les contrats de plus de deux ans et
 11 30 jours pour les contrats de deux ans ou moins. Le traitement réglementaire proposé pour
 12 chaque type de contrat est le suivant :

Tableau 6
Traitement réglementaire proposé

Étapes	Contrat de plus de 2 ans	Contrat de 2 ans ou moins
Dépôt de la demande d'autorisation spécifique	Jour 0	Jour 0
Transmission des informations confidentielles par les représentants des intervenants ayant souscrit à des engagements de confidentialité	Jour 0	Jour 0
Demandes de renseignements de la Régie et des intervenants	Jour 15	Jour 7
Réponses d'Énergir aux demandes de renseignements	Jour 30	Jour 12
Preuve des intervenants	Jour 45	Jour 17
Demandes de renseignements aux intervenants	Jour 48	Jour 20
Réponses des intervenants aux demandes de renseignements	Jour 55	Jour 23
Audience (au besoin)	Jour 60	Jour 25
Décision de la Régie	Jour 90	Jour 30 (motifs à suivre)

1 Comme spécifié dans sa lettre du 9 juin 2020⁴⁴, Énergir fournirait dans sa demande d'autorisation
2 les renseignements suivants :

3 a) Une preuve contenant notamment les informations suivantes :

- 4 • Prix convenu;
- 5 • Volumes annuels livrés;
- 6 • Durée du terme;
- 7 • Impact du contrat sur le prix moyen d'acquisition du GNR et sur les volumes totaux de
8 GNR contractés;
- 9 • Description du processus contractuel de limitation des coûts (quantité contractuelle
10 annuelle (QCA), marge de la QCA, pénalités imposées);
- 11 • Démonstration de l'appariement entre les volumes de GNR concernés et les
12 prévisions de vente à la clientèle en achat volontaire, dans le cas où la demande
13 volontaire était supérieure au seuil fixé par le Règlement.

14 b) Une copie du contrat conclu.

⁴⁴ R-4008-2017, B-0327.

6 STRATÉGIES DE MINIMISATION DU SURCÔÛT DU GNR INVENDU

1 La hausse des seuils fixés par le Règlement dans les prochaines années augmentera les
2 quantités de GNR devant être livrées à la clientèle. Bien que la consommation volontaire de GNR
3 soit encouragée, des unités pourraient tout de même demeurer invendues, engendrant alors des
4 surcoûts à socialiser à l'ensemble de la clientèle.

5 Dans sa preuve relative à l'étape C⁴⁵, Énergir proposait d'évaluer le besoin de socialisation dans
6 ses rapports annuels à partir de deux critères :

- 7 1. une livraison du GNR en quantités moindres que celle prévue au Règlement;
- 8 2. un inventaire de GNR trop important.

9 Dans sa décision D-2021-158, la Régie approuvait l'utilisation de ces deux critères pour évaluer
10 les besoins de socialisation et affirmait qu'Énergir devait prendre les moyens à sa disposition
11 pour minimiser les surcoûts potentiels à être socialisés⁴⁶. Énergir présente dans cette section des
12 stratégies, segmentées en deux catégories, qui visent à minimiser les surcoûts du GNR invendu
13 à être socialisés :

- 14 1. Stratégies visant à favoriser la consommation volontaire de GNR;
- 15 2. Stratégie visant à diminuer l'inventaire de GNR.

6.1 STRATÉGIES FAVORISANT LA CONSOMMATION VOLONTAIRE DE GNR

16 La façon la plus directe de limiter la socialisation est la mise en œuvre de stratégies qui
17 encouragent la consommation volontaire de GNR.

18 Comme mentionné précédemment, Énergir a débuté des analyses concernant les avenues
19 tarifaires possibles afin de mitiger les sommes éventuelles à socialiser dans le cas où la
20 consommation volontaire demeurerait limitée. Les réflexions se poursuivront dans les prochains
21 mois à ce sujet.

⁴⁵ R-4008-2017, B-0573, Gaz Métro-5, Document 3, section 8.1.

⁴⁶ R-4008-2017, D-2021-158, Gaz Métro-5, p. 127, paragr. 552.

1 D'ici là, Énergir propose deux modifications aux CST, permettant de favoriser la consommation
2 volontaire de GNR.

6.1.1 Modification à la combinaison de service

3 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2017-2018, la Régie a approuvé la combinaison de
4 service **AD-GNR/Énergir-Gaz de réseau**⁴⁷ dans le cas où un client :

- 5 • s'approvisionne en GNR avec l'achat direct pour une partie de sa consommation;
- 6 et
- 7 • est au tarif de gaz de réseau d'Énergir pour l'autre partie de sa consommation.

8 Dans sa décision D-2021-058 portant sur l'étape C, la Régie a également approuvé la
9 combinaison inverse **AD/Énergir-GNR**⁴⁸, soit le cas où un client :

- 10 • est au tarif de GNR d'Énergir pour une partie de sa consommation; et
- 11 • s'approvisionne en gaz naturel avec l'achat direct pour l'autre partie de sa
- 12 consommation.

13 Afin de maintenir une certaine simplicité dans la gestion des combinaisons et pour limiter
14 significativement les modifications au système de facturation qui auraient été autrement
15 requises, une des conditions fixées pour les deux combinaisons approuvées est que les
16 approvisionnements en achat direct soient réalisés selon des contrats en achat direct avec
17 transfert de propriété (ADAT).

18 Toutefois, des discussions récentes avec de grands clients intéressés par la
19 consommation de GNR ont permis de constater que certains, qui utilisent actuellement le
20 service de fourniture en achat direct sans transfert de propriété (ADST), considèrent
21 problématique le passage vers l'ADAT. Puisque ces clients peuvent consommer des
22 volumes de gaz naturel significatifs, cette condition constitue un frein non négligeable à la
23 consommation volontaire de GNR et, le cas échéant, à la réduction des volumes de GNR
24 à socialiser. De ce fait, Énergir a analysé la possibilité de retirer cette condition.

⁴⁷ R-3987-2016, phase 1, D-2017-041, section 2.

⁴⁸ R-4008-2017, D-2021-158, p. 69, paragr. 304.

Achat direct avec transfert de propriété

1 Comme mentionné précédemment, l'ADAT est une façon simple de facturer un client en
2 combinaison tarifaire sans avoir à modifier les systèmes informatiques.

3 Dans un premier temps, le client achète, du ou des fournisseurs de son choix, le gaz
4 naturel dont il a besoin. Le gaz est ensuite acheté par Énergir au prix du gaz de réseau
5 alors en vigueur et est transporté puis distribué par Énergir jusqu'aux installations du
6 client. Enfin, pour chaque mètre cube de gaz naturel consommé par le client (que ces
7 mètres cubes proviennent du gaz de réseau ou de l'achat direct avec transfert de
8 propriété), les services de fourniture (F), de transport (T), d'équilibrage (É), de distribution
9 (D) et de SPEDE⁴⁹ sont facturés.

10 Dans le cas de la combinaison *AD-GNR/Énergir-Gaz de réseau*, le recours à l'ADAT
11 permet non seulement de simplifier la facturation des clients, mais également de retirer
12 les notions de règlements financiers pour les livraisons d'AD-GNR. Afin de faciliter la
13 gestion de l'approvisionnement des clients fournissant eux même le GNR qu'ils
14 consomment et dans le but de soutenir la demande de GNR en l'absence d'un tarif GNR
15 de la part d'Énergir, le distributeur avait demandé à la Régie la possibilité de pouvoir
16 combiner l'AD-GNR avec son gaz de réseau, de façon à ce que ce dernier puisse
17 compenser les variations de livraison de GNR. Autrement dit, Énergir proposait une
18 combinaison où tout déficit de livraison serait vendu au client au prix du gaz de réseau et
19 où tout surplus de livraison serait aussi racheté au prix du gaz de réseau. Une façon
20 simple d'y parvenir sans modifier les systèmes informatiques était de simplement recourir
21 à l'ADAT et de retirer les notions de déséquilibre et de règlement financier, car ce faisant,
22 tout excédent ou déficit de livraison serait racheté/vendu aux clients au prix du gaz de
23 réseau *de facto*.

24 Par la suite, la combinaison inverse a été proposée, c'est à dire l'*AD/Énergir-GNR*, afin
25 de couvrir les autres possibilités de consommation de GNR et de permettre aux clients en
26 achat direct de se procurer facilement du GNR auprès du distributeur sans avoir à migrer
27 totalement vers le gaz de réseau.

⁴⁹ Dans le cas du SPEDE, le service ne sera pas facturé si le client est un grand émetteur.

1 Dans le cas de la seconde combinaison approuvée (*AD/Énergir-GNR*), le client fixe un
2 pourcentage de consommation pour le GNR fourni par Énergir. Le recours à l'ADAT pour
3 la facturation mensuelle des volumes de GNR n'est donc pas essentiel puisque les
4 volumes de GNR facturés au client sont établis à partir du pourcentage établi par celui-ci.
5 Le recours à l'ADAT a tout de même été maintenu pour faciliter la facturation des écarts
6 entre les volumes livrés et les volumes consommés. En effet, la combinaison *AD/Énergir-*
7 *GNR* s'accompagne de l'obligation pour le client de continuer à livrer l'entièreté des
8 volumes qu'il consomme, incluant la portion GNR. Par exemple, un client qui prévoit
9 consommer un total annuel de 100 unités et qui demande 10 % de GNR-Énergir se voit
10 tout de même obligé de livrer 100 unités et non pas 90. Nécessairement, cela résulte en
11 une livraison excédentaire de 10 unités qui doivent être achetées par Énergir au prix de
12 gaz de réseau⁵⁰. Puisque les volumes de gaz naturel livrés ont déjà été achetés par
13 Énergir via le processus d'ADAT, Énergir n'a pas à émettre de déboursés
14 supplémentaires pour le rachat de cette fourniture livrée en trop, ce qui s'avérerait
15 nécessaire si le client était en ADST.

16 En effet, dans le cas où le client était en ADST, le client livrerait toujours l'entièreté de sa
17 consommation même si une portion de celle-ci était constituée de GNR fourni par Énergir.
18 Une transaction supplémentaire devrait donc être réalisée afin de payer le client pour les
19 livraisons excédentaires. Cette transaction supplémentaire ne représente toutefois pas un
20 frein important à la levée de la condition d'ADAT puisqu'elle ne complexifie pas
21 significativement le processus de facturation et ne requiert pas de modifications
22 importantes aux systèmes informatiques.

23 Ainsi, si le recours à l'ADAT est nécessaire dans le cas de la combinaison AD-GNR/Gaz
24 de réseau, cette condition peut facilement être levée dans le cas de la combinaison
25 AD/Énergir-GNR.

Modification proposée

26 La condition d'ADAT pour profiter de la combinaison de service constitue un obstacle non
27 négligeable à la consommation volontaire de GNR. Énergir propose donc de ne plus
28 requérir l'ADAT dans le cas de la combinaison *AD/Énergir-GNR*. Cela permettrait aux

⁵⁰ Cette façon de faire permet de conserver le reste de la clientèle indemne. Voir à ce sujet la pièce B-0567, Gaz Métro-5, Document 3, section 5.2.2.

1 clients qui possèdent présentement des contrats de fourniture en ADST de conserver
2 leurs contrats tout en consommant du GNR provenant d'Énergir, et cela en gardant les
3 autres clients indemnes.

4 L'obligation de l'ADAT serait toutefois maintenue dans le cas où les clients souhaitaient
5 consommer du GNR sous la combinaison *AD-GNR/Énergir-Gaz de réseau* pour les
6 raisons mentionnées à la section précédente.

7 Comme mentionné auparavant, la proposition nécessitera tout de même quelques
8 modifications au système de facturation afin d'appliquer le rachat au prix du gaz de réseau
9 de la fourniture livrée en trop. Énergir rappelle qu'elle procède actuellement à la migration
10 du Programme SAP⁵¹, ce qui complique les changements informatiques. Énergir soumet
11 néanmoins qu'elle serait en mesure de débiter la réalisation des changements
12 informatiques nécessaires à partir du troisième trimestre de l'année financière 2021-2022.
13 D'ici l'achèvement de ces modifications, Énergir ajusterait manuellement les factures des
14 clients qui combinent l'achat direct sans transfert de propriété et le tarif de GNR du
15 distributeur. Ce traitement temporaire ne devrait pas occasionner une charge de travail
16 trop importante puisqu'actuellement, seuls quelques grands clients ont fait part de leur
17 intention de se prévaloir de la combinaison de service proposée.

18 Énergir demande à la Régie de rendre une décision d'ici le 1^{er} juin 2022 concernant la
19 modification proposée. Ce besoin vient du fait que parmi les clients ayant déjà clairement
20 exprimé l'enjeu que représentait pour eux l'ADAT, un grand client industriel a mentionné
21 qu'il pourrait attendre la modification proposée avant de débiter sa consommation de
22 GNR (qui pourrait s'élever à plusieurs millions de m³). Une absence de modification aux
23 conditions exigées pour la combinaison de service dans les prochains mois pourrait faire
24 en sorte, à court terme, qu'Énergir se prive ainsi d'une opportunité potentielle de vente de
25 GNR de taille. Une décision rapide de la part de la Régie permettra à Énergir d'approcher
26 ce client, et les autres clients pour lesquels l'ADAT constituait un frein, et augmenter dès
27 à présent la consommation sous forme volontaire des quantités de GNR disponibles de
28 façon à limiter la socialisation des surcoûts.

⁵¹ Dossier R-4086-2019.

6.1.2 Obligations contractuelles des consommateurs de GNR

1 Les Conditions de service et tarif (CST) actuelles d'Énergir spécifient :

2 « Le client qui désire adhérer ou modifier la portion de sa consommation sujette au tarif de
3 fourniture de gaz naturel renouvelable doit en faire la demande par écrit auprès du
4 distributeur au moins 60 jours à l'avance, en indiquant le pourcentage de consommation
5 visée⁵² ».

6 Le même délai s'applique également pour le client qui désire ne plus se prévaloir du tarif
7 de GNR :

8 « Le client qui ne désire plus se prévaloir du tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable
9 du distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance. »

10 Dans leur mouture actuelle, les CST permettent donc aux clients qui utilisent le service de
11 fourniture de GNR d'Énergir de se retirer de ce service avec un préavis de 60 jours. Ce
12 court préavis vise à favoriser la consommation volontaire de GNR en permettant à la
13 clientèle de consommer du GNR de manière flexible. Bien que le préavis de 60 jours
14 s'avère bénéfique lorsqu'il est appliqué à la vaste majorité de la clientèle, Énergir a
15 constaté que, dans certaines situations spécifiques, il serait utile de pouvoir exiger qu'un
16 client qui désire acquérir des volumes importants de GNR s'engage contractuellement.

Clients consommant des volumes de GNR importants

17 Le fait de pouvoir convenir de contrats permettrait à Énergir, entre autres dans le cas où
18 elle devait éventuellement acquérir des volumes de GNR spécifiquement pour répondre
19 à la demande d'un grand client, de diminuer les impacts sur le prix du GNR si le client
20 décidait de se retirer du service de fourniture de GNR d'Énergir.

21 Énergir peut illustrer cette situation non souhaitable en prenant l'exemple de l'acquisition
22 d'importants volumes de GNR au-delà du seuil réglementaire afin de satisfaire la
23 demande d'un consommateur qui désire consommer du GNR sur une période de
24 deux ans. Si ce même client décidait de se retirer du service de fourniture de GNR
25 d'Énergir 60 jours après le début de sa consommation, toutes choses étant égales par
26 ailleurs, Énergir se retrouverait avec des volumes excédentaires correspondant à la
27 consommation de 670 jours de ce client. Si le reste de la clientèle volontaire ne

⁵² https://www.energir.com/~media/Files/Affaires/Tarif/conditionsservicetarif_fr.pdf, section 11.1.3.5.

1 consommait pas une portion ou la totalité de ces volumes excédentaires, Énergir se
2 trouverait potentiellement dans l'obligation de récupérer le surcoût des unités invendues
3 par le biais du tarif GNR.

4 Pour remédier à cette situation, Énergir suggère – si la situation l'exige – d'avoir la
5 possibilité d'engager contractuellement les clients qui désirent se prévaloir du tarif de
6 fourniture de GNR du distributeur pour une quantité importante et/ou sur une durée
7 prédéterminée. Afin de permettre au distributeur de signer de telles ententes
8 contractuelles avec sa clientèle, une modification à l'article 11.1.3.5 des CST est proposée
9 à la section 8.2. Énergir réitère que pour favoriser le développement de la filière de GNR
10 et pour obtenir le plus grand nombre possible de consommateurs volontaires de GNR, les
11 clients seraient contraints de signer des ententes contractuelles seulement dans des
12 situations exceptionnelles, soit lorsque des quantités significatives de GNR seraient
13 consommées par des clients spécifiques. Ceci se justifie également par le fait que les
14 effets indésirables du court préavis de 60 jours sont moindres lorsqu'ils s'appliquent aux
15 consommateurs qui ne désirent pas consommer des volumes de GNR importants.

Clients devant obligatoirement consommer du GNR

16 Énergir a constaté, lors de communications avec ses clients, que certains d'entre eux
17 désirent consommer du GNR afin de se conformer à des exigences liées à la
18 consommation d'énergies renouvelables, comme l'exemplarité de l'État⁵³ ou le respect
19 des politiques corporatives d'une entreprise. Or, la trop grande facilité à se retirer de la
20 consommation de GNR crée un frein à leurs projets impliquant cette source d'énergie
21 lorsque vient le temps de les faire approuver par leurs autorités. Afin de faciliter l'adoption
22 du GNR par ces clients et éviter une perte de ceux-ci, Énergir doit, dans certains cas,
23 avoir la possibilité de signer des engagements contractuels assurant la consommation
24 d'une quantité prédéfinie de GNR (déterminée par un % de leur consommation totale de
25 gaz naturel), pour une durée spécifique. La mesure proposée à la sous-section
26 précédente, soit la possibilité de signer des ententes contractuelles de consommation de
27 GNR, permettrait donc à Énergir de favoriser la rétention de cette portion de la clientèle,

⁵³ De nouvelles modalités concernant l'exemplarité de l'état seront mises en place par le gouvernement dans les prochaines semaines. Énergir avisera la Régie lorsque celles-ci entreront en vigueur.

1 qui n'aurait possiblement d'autres choix que de privilégier d'autres sources d'énergie
2 renouvelables en l'absence d'une telle possibilité.

3 Énergir propose donc de permettre à tous les clients qui le désirent de s'engager
4 contractuellement pour de la consommation de GNR puisqu'en plus de favoriser la
5 rétention de la clientèle qui doit obligatoirement consommer du GNR, cette mesure
6 permettrait de stimuler la demande des clients qui hésitent à consommer du GNR en
7 raison de l'incertitude des approvisionnements associée au caractère émergent de la
8 filière.

9 Pour promouvoir la signature de contrats d'approvisionnement de GNR auprès de sa
10 clientèle et la rassurer quant à la capacité du distributeur de fournir les volumes convenus
11 dans les ententes contractuelles, Énergir propose d'apporter une modification
12 supplémentaire à l'article 11.1.3.5 de ses CST. Cette modification, présentée à la
13 section 8.2, consent à cette clientèle une priorité dans le cas où l'inventaire de GNR n'était
14 pas suffisant pour répondre à la demande. Énergir juge que cette modification aux CST,
15 combinée au fait que les approvisionnements de GNR sont présentement suffisants pour
16 répondre à la demande, favoriserait la signature de contrats de consommation de GNR,
17 ce qui aurait pour effet de stimuler la demande de GNR et de diminuer les coûts de
18 socialisation, s'il devait y en avoir.

19 À l'instar de la levée de l'obligation d'ADAT de la combinaison AD/Énergir-GNR, Énergir
20 demande à la Régie de rendre une décision d'ici le 1^{er} juin 2022 concernant l'ensemble
21 des modifications proposées à l'article 11.1.3.5 de ses CST. Une décision rapide
22 permettra entre autres à Énergir de signer des ententes contractuelles avec sa clientèle
23 institutionnelle provinciale devant se conformer aux modalités de l'exemplarité de l'État
24 dès la mise en vigueur de celle-ci. Dans le cas contraire, certains clients pourraient choisir
25 de délaissier le gaz naturel, au désavantage de l'ensemble de la clientèle.

6.2 STRATÉGIE FAVORISANT LA DIMINUTION DE L'INVENTAIRE DE GNR

26 En plus des stratégies favorisant la consommation volontaire de GNR, Énergir pourrait avoir
27 recours à des moyens visant à diminuer l'inventaire de GNR afin de minimiser les surcoûts
28 potentiels du GNR invendu à être socialisés. Énergir doit toutefois en premier lieu répondre à
29 l'exigence associée à la livraison de GNR à la clientèle d'après les seuils prévus au Règlement.

1 Elle ne poserait donc des actions pour diminuer son inventaire de GNR que dans le cas où des
2 volumes invendus excédentaires aux seuils avec un âge de plus de 24 mois étaient anticipés.
3 Cette situation n'est toutefois pas prévue à court ou moyen terme.

4 Dans sa décision sur l'étape C, la Régie mentionnait :

5 « [552] La Régie considère qu'il est inopportun à ce moment-ci d'imposer des mesures
6 d'atténuation des surcoûts liés aux unités de GNR invendues déterminées à l'avance, considérant
7 le statut émergent de la filière du GNR. Toutefois, cela ne relève pas Énergir de prendre les moyens
8 à sa disposition pour minimiser les surcoûts à être socialisés. »

9 Énergir poursuit ses réflexions concernant la façon dont les surcoûts à socialiser pourront être
10 minimisés. Dans le cas où des actions devaient tout de même être prises rapidement, Énergir
11 pourrait céder temporairement un ou des contrats à une tierce partie. La Régie pourrait constater
12 les cessions réalisées au rapport annuel, puisqu'Énergir rapporterait ces transactions, comme
13 mentionné à la section 5.2, à la pièce existante « Évolution des outils d'approvisionnement et
14 examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage ». Comme
15 pour l'ensemble des transactions réalisées pour ses outils d'approvisionnement relatifs au gaz
16 naturel traditionnel, Énergir ne procéderait à ces transactions que si elles procuraient un avantage
17 à sa clientèle, soit éviter ou diminuer la socialisation du surcoût du GNR invendu. Cette stratégie
18 permettrait à Énergir de moduler son approvisionnement de GNR disponible à la vente en fonction
19 de la demande de sa clientèle et de ses obligations réglementaires futures concernant les
20 quantités de GNR devant être distribuées. Par exemple, dans le cas où Énergir n'avait pas besoin
21 à court terme des volumes associés à un contrat donné, celle-ci pourrait choisir de céder
22 temporairement ces volumes et de reprendre les droits d'achat au moment où la demande
23 volontaire de la clientèle et les seuils du Règlement le justifieraient. Il importe également de
24 préciser que, si Énergir devait choisir entre plusieurs contrats pour déterminer lesquels devraient
25 être cédés, celle-ci ferait un arbitrage entre les différentes caractéristiques contractuelles afin de
26 minimiser les impacts indésirables sur sa clientèle. Les critères pour identifier quels contrats
27 devraient être cédés n'ont toutefois pas été définis pour l'instant.

7 SUIVIS DE DÉCISION

1 Cette section présente les différents suivis demandés par la Régie dans le cadre de l'étape D.

7.1 STRATÉGIE DE COUVERTURE DU RISQUE DE VARIATION DU TAUX DE CHANGE (D-2021-096)

2 Le 23 juillet 2021, la Régie accueillait favorablement la demande d'approbation de quatre contrats
3 d'approvisionnement GNR. Parmi ces contrats, deux sont en dollar américain et donc sujets aux
4 variations du taux de change, soit les contrats avec EDL et GIGME.

5 Dans sa décision D-2021-096, la Régie demande à Énergir de lui soumettre sa stratégie de
6 couverture associée aux risques du taux de change :

7 « [167] Par contre, la Régie croit opportun de requérir d'Énergir qu'elle lui soumette sa stratégie de
8 couverture du risque de change lorsque le prix est libellé en une monnaie autre que le dollar
9 canadien, quant à tout nouveau contrat, incluant l'option d'achat additionnel prévue au contrat avec
10 EDL, dont elle entend requérir l'autorisation spécifique des caractéristiques par la Régie, ainsi que
11 lors de l'Étape D. »

12 Énergir propose dans cette section, une stratégie *permettant de limiter l'impact de fluctuation du*
13 *taux de change sur le coût d'acquisition de GNR.* Afin d'évaluer l'utilité de la mesure, Énergir
14 présente une analyse de sensibilité du coût d'acquisition de GNR en fonction du taux de change,
15 ainsi qu'une estimation du coût de la mesure.

7.1.1 Importance relative des contrats en \$US dans le portefeuille d'approvisionnement de GNR

16 Parmi les contrats de GNR approuvés par la Régie, deux ont été convenus en dollar
17 américain. Comme démontré dans le tableau ci-dessous, ces deux contrats représentent
18 une portion significative du portefeuille d'approvisionnement en GNR, en particulier
19 pendant les années 2023 et 2024. Plus la proportion d'approvisionnement en dollar
20 américain est importante, plus le tarif GNR est sensible aux fluctuations du taux de
21 change.

Tableau 7
Sensibilité des coûts du GNR au taux de change

	Proportion des achats en \$US	Impact d'une baisse du \$CA de 1¢	
	%	¢CA/GJ	%
2023	34%	3,6	0,23%
2024	22%	2,3	0,15%
2025	18%	1,9	0,12%

1 En 2024 et 2025, des approvisionnements supplémentaires de GNR, contractés en dollar
2 canadien, diminuent la proportion d'approvisionnement en dollar américain et, par la
3 même occasion, la volatilité du tarif de GNR causée par les fluctuations du taux de
4 change.

5 Il est possible de réduire la volatilité causée par les fluctuations du taux de change grâce
6 à une couverture de change.

7.1.2 Description de la couverture choisie

Type de couverture

7 Pour la couverture de change, Énergir propose d'utiliser des contrats de change à terme,
8 transigés avec des institutions financières et dont les dates de règlement coïncident avec
9 les dates de paiement des approvisionnements de GNR en dollar américain. Un contrat
10 de change à terme est un instrument financier dérivé où les parties au contrat s'engagent
11 à s'échanger des montants de devises différentes à une date future déterminée.

Quantité de couverture

12 Énergir propose de couvrir les achats de GNR des contrats signés en dollar américain,
13 mais de limiter la quantité de couverture aux quantités de GNR ayant une très forte
14 probabilité de réalisation. Prendre une couverture de change en quantité supérieure aux
15 coûts réels d'achats du GNR en dollar américain serait contre-productif par rapport à
16 l'objectif de réduction de la volatilité, car la couverture de change excédentaire aux achats
17 augmente la volatilité du tarif. Cette limite dans la couverture de change permet donc de
18 réduire un maximum de volatilité causée par les fluctuations du taux de change, tout en

1 minimisant la possibilité que la couverture soit plus importante que les quantités
2 réellement achetées en dollar américain.

3 Pour déterminer les volumes des contrats qui ont une très forte probabilité de réalisation,
4 Énergir se baserait sur les éléments suivants :

- 5 • pénalités prévues aux contrats; et
- 6 • appréciation de l'incertitude liée aux volumes injectés de chaque contrat.

7 Les contrats d'achat de GNR contiennent des clauses de pénalités en cas de non-livraison
8 du GNR. La présence de ces clauses et l'importance de ces pénalités donne un bon indice
9 de la confiance du producteur d'honorer son contrat. Énergir limiterait la couverture de
10 taux de change aux volumes qui sont assujettis à une pénalité significative en cas de non-
11 livraison.

12 Au-delà des volumes assujettis à une pénalité, Énergir se réserve le droit de réduire la
13 quantité assujettie à la couverture d'un contrat donné afin de tenir compte de la possibilité
14 que certains producteurs subissent des variations de productions mensuelles tout en
15 restant à l'intérieur des obligations annuelles de leur contrat.

Période de couverture

16 Énergir propose de couvrir les achats des deux prochaines années, et qu'à chaque
17 nouveau dossier tarifaire, la stratégie de couverture puisse s'appliquer aux achats des
18 deux années suivantes.

19 Dans la cadre de ce dossier tarifaire, la couverture serait mise en place uniquement pour
20 les achats des années 2023 et 2024. À partir du 1^{er} octobre 2023, la couverture serait
21 mise en place pour les années 2024 (s'il y a de nouvelles transactions) et 2025.

Contrats de GNR visés

22 Énergir propose de mettre en place la couverture de change pour tous les contrats
23 d'approvisionnement en dollar américain approuvés par la Régie, incluant les contrats qui
24 respectent les critères énoncés à la section 4.

Résumé des critères de couverture

- 1 • couverture composée de contrats de change à terme avec une institution
2 financière et dates de règlement coïncidant avec les paiements des achats de
3 GNR en dollar américain;
- 4 • quantité de couverture limitée aux quantités de GNR achetés en dollar américain
5 ayant une forte probabilité de réalisation;
- 6 • couverture des achats de GNR pour les deux prochaines années gazières (2023
7 et 2024). La période s'ajusterait à chaque dossier tarifaire pour permettre de
8 couvrir les achats en dollar américain des deux années suivantes;
- 9 • Couverture des contrats approuvés par la Régie, incluant les nouveaux contrats
10 respectant les critères énoncés à la section 4.

7.1.3 Coûts de la couverture à mettre en placeContrats existants

11 Le tableau 8 présente les quantités annuelles de couverture à mettre en place et une
12 estimation des coûts de cette couverture pour les deux contrats en dollar américain déjà
13 signés au moment de la rédaction du présent document.

Tableau 8
Couverture de change pour les contrats en \$US existants

	Quantités contractuelles A <i>10⁶GJ</i>	Quantités assujetties à la couverture B = A * 75% <i>10⁶GJ</i>	Prix d'achat du GNR C <i>\$US/GJ</i>	Quantité de couverture de change = B * C <i>Million \$US</i>	Coût de la couverture <i>\$CA</i>
EDL					
2023	1,06	0,79	10,43	8,26	1 651
2024	1,06	0,79	10,43	8,26	4 954
GIGME					
2023	0,16	0,12	12,08	1,47	294
2024	0,18	0,13	12,08	1,61	963
TOTAL	2,45	1,84		19,59	7 863

1 Les hypothèses retenues pour l'estimation des coûts sont les suivantes :

- 2 • mise en place de couverture de change pour 75 % des volumes contractuels des
- 3 deux contrats d'achats signés en \$US, ce qui correspond à la QCA minimale des
- 4 deux contrats;
- 5 • concessions de crédit moyennes de 0,0002 et 0,0006 \$CA/\$US pour la couverture
- 6 de change des années 2023 et 2024 respectivement; et
- 7 • coût de couverture correspondant à la multiplication de la quantité de couverture
- 8 par la concession de crédit.

9 Une concession de crédit représente une prime ajoutée au taux du marché par l'institution
10 financière pour compenser ses frais administratifs. Par exemple, en supposant un taux de
11 change de 1,3000 \$CA/\$US et une concession de crédit de 0,0002 \$CA/\$US, la
12 couverture aurait un taux de 1,3002 \$CA/\$US.

Nouveaux contrats

13 Pour remplir les exigences du Règlement, Énergir devra signer de nouveaux contrats
14 d'approvisionnement de GNR pour l'année 2024. Un certain nombre de ces nouveaux
15 contrats pourraient être négociés en dollars américains.

Tableau 9
Cibles réglementaires de GNR

	Cible GNR		Contrats signés	Quantité à contracter
	%	10 ^e GJ	10 ^e GJ	10 ^e GJ
2023	1%	2,27	3,60	0
2024	2%	4,64	4,00	0,64
Total		6,91	7,60	0,64

16 La quantité de volumes assujettis à la couverture de change et le coût de cette couverture
17 varieront en fonction de la quantité de nouveaux contrats en dollar américain signés par Énergir.

18 Le tableau suivant illustre différents scénarios d'achats de GNR en dollar américain pour se
19 conformer au règlement et les coûts associés à la mise en place de la couverture de change

Tableau 10
Coût de mise en place de la couverture selon différentes proportions d'achat de GNR⁵⁴

	Coûts - proportion de 25% des achats en \$US \$CA	Coûts - proportion de 50% des achats en \$US \$CA	Coûts - proportion de 75% des achats en \$US \$CA	Coûts - proportion de 100% des achats en \$US \$CA
2023	0	0	0	0
2024	1 435	2 870	4 304	5 739
Total nouveaux contrats	1 435	2 870	4 304	5 739
Contrats existants	7 863	7 863	7 863	7 863
Total	9 298	10 732	12 167	13 602

1 D'après les scénarios présentés dans le tableau 10, le coût de la mise en place de la couverture
 2 serait de 9 298 \$ dans un cas où 25 % des achats en dollar américain était couvert et de 13 602 \$
 3 si l'entièreté des achats était couvert. À titre d'exemple, ces montants feraient passer le tarif GNR
 4 de 2021-2022 de 51,729 ¢/m³ (13,916 \$/GJ) à 51,755 ¢/m³ (13,923 \$/GJ) et 51,767 ¢/m³
 5 (13,926 \$/GJ) respectivement.

6 Comme les coûts associés à la couverture de change sont associés à l'acquisition de GNR et
 7 permettent de mitiger les risques de variations du Tarif GNR, Énergir propose qu'ils soient
 8 récupérés par le biais du tarif GNR.

7.2 MESURES DE MITIGATION DES RISQUES DÉCOULANT D'ACHAT D'UNE QUANTITÉ IMPORTANTE DE GNR PAR UN SEUL CLIENT (D-2021-158)

9 Lors de la décision D-2021-158, la Régie demandait à Énergir de proposer des mesures de
 10 mitigation dans le cas où des quantités importantes de GNR seraient achetées pour un seul
 11 client :

12 « B1. La Régie est d'avis que la proposition d'Énergir sur les mesures de mitigation des risques
 13 découlant d'achat d'une quantité importante de GNR par un seul client n'est pas suffisamment
 14 développée. En conséquence, la Régie ordonne à Énergir de déposer une proposition détaillée,

⁵⁴ Les hypothèses retenues pour l'estimation des coûts sont les mêmes que dans l'exemple pour le contrats existant. Un prix de 20 \$US/GJ est également supposé pour les nouveaux contrats en 2024.

1 *dans le cadre de l'Étape D du présent dossier, sur les mesures de mitigation de risque à mettre en*
2 *place dans cette situation et, le cas échéant, les modifications à apporter aux CST. »*

3 Dans un premier temps, Énergir rappelle que pour l'instant, elle anticipe que la demande
4 volontaire demeurera moins élevée que les seuils fixés par le Règlement. Énergir n'envisage
5 donc pas pour l'instant de contracter des volumes de GNR pour répondre exclusivement à la
6 demande d'un ou de plusieurs clients. Les risques découlant d'une telle situation sont donc
7 minimes. Toutefois, si une telle situation se présentait, Énergir s'assurerait de conclure un contrat
8 avec le client dans lequel celui-ci s'engagerait à consommer du gaz naturel renouvelable pour
9 une quantité et une durée prédéterminées, tel que présenté à la section 6.1.2.

7.3 TARIF DE GNR CALBRÉ SUR L'INTENSITÉ CARBONE (D-2021-158)

10 *« B2. La Régie demande à Énergir de déposer, avec sa preuve pour l'Étape D, un suivi de*
11 *l'évolution des discussions avec les intervenants intéressés et de leurs réflexions quant à cette*
12 *option [option d'un tarif GNR calibré sur l'intensité carbone]. »*

13 Tel que mentionné au paragraphe 698 de la décision D-2021-158, l'encadrement législatif en ce
14 qui a trait aux attributs environnementaux est en constante évolution et l'approche que préconise
15 Énergir en matière d'approvisionnement de GNR consiste à faire l'acquisition des attributs
16 environnementaux et de les conserver. Toutefois, Énergir n'est toujours pas en mesure, comme
17 énoncé au paragraphe 554 de la décision D-2021-158, de qualifier son GNR en fonction de son
18 intensité carbone. Énergir présentera à la Régie les mécanismes qu'elle désire mettre en place
19 pour gérer les gains ou pertes associés à la revente des attributs environnementaux associés à
20 l'intensité carbone de son GNR suite à la mise en place définitive du Règlement sur les
21 combustibles propres. Étant donné que beaucoup d'éléments relatifs à l'intensité carbone du
22 GNR demeurent incertains et parce qu'Énergir veut s'assurer d'adopter une démarche
23 réglementaire cohérente à cet effet, celle-ci juge qu'il est prématuré de considérer l'option d'un
24 tarif GNR basé sur l'intensité carbone. Conséquemment, Énergir n'a pas eu et n'est pas prête à
25 avoir de discussions avec les intervenants intéressés.

7.4 PROTOCOLES DE CERTIFICATION DU GNR (D-2021-158)

7.4.1 EcoEngineers

26 *« B3. La Régie demande à Énergie de déposer, lors de l'Étape D, le protocole de*
27 *certification de la production de GNR qu'Énergir a conclu avec EcoEngineers. La Régie*

1 *lui demande également de déposer lors de l'Étape D du présent dossier le suivi effectué*
2 *en fonction de ces procédures opérationnelles et administratives mises en place. »*

3 Le protocole de certification de la production de GNR qu'Énergir a conclu avec
4 EcoEngineers est déposé à l'annexe 2.

5 Énergir possède un système interne de gestion des avis afin de gérer les clauses et les
6 particularités de tous ses contrats d'approvisionnement, incluant les contrats signés avec
7 les producteurs de GNR hors franchise. Pour chaque projet, des avis de début d'injection
8 et de démarrage du processus de vérification sont mis en place selon les livraisons
9 prévues et sont régulièrement révisés/ajustés en fonction de l'évolution des projets. Dès
10 les premières injections des producteurs de GNR hors franchise, Énergir communique
11 l'information à la firme EcoEngineers afin qu'elle débute ses travaux de vérification pour
12 l'audit de démarrage. Une fois le premier rapport reçu, Énergir ajustera les dates des suivis
13 trimestriels des audits de vérification du projet à compter de cette date et ce, pour la durée
14 du contrat. Énergir s'assurera de communiquer à chaque trimestre avec EcoEngineers
15 afin d'obtenir les rapports de vérification souhaités.

7.4.2 Veille

16 *« B4. La Régie demande à Énergir de maintenir sa veille relativement aux protocoles de*
17 *certification du GNR en Amérique du Nord, tel que celui de Green-e, et d'en déposer un*
18 *suivi lors de l'Étape D du présent dossier. »*

19 Dans le but d'offrir un service de fourniture de GNR à sa clientèle volontaire qui se
20 compare aux meilleures pratiques de l'industrie, Énergir maintient une veille sur le
21 développement de différents outils en lien avec la commercialisation du GNR. En raison
22 de l'utilisation partagée des infrastructures de transport entre le gaz naturel renouvelable
23 et conventionnel, la question de traçabilité du produit revêt une importance particulière
24 pour les clients et par conséquent, pour Énergir. Dans le but d'améliorer la transparence
25 des transactions de GNR dans le marché nord-américain, certaines organisations
26 développent et offrent des protocoles de certifications pour garantir l'origine renouvelable
27 du produit ainsi que l'intégrité de la chaîne d'approvisionnement entre le producteur et le
28 consommateur final.

1 Parmi les protocoles de certification les plus connus se trouve le *Green-e Renewable*
2 *Fuels Standard*, développé par l'organisme américain Center for Resource Solutions
3 (CRS). Le développement du programme a débuté à l'automne 2019 et Énergir a
4 contribué au financement de la démarche en tant que membre et partie prenante. Après
5 deux ans de consultations, la version 1.0 du *Green-e Renewable Fuel Standard* a été
6 publié en septembre 2021. En résumé, le programme vise à rassurer le consommateur
7 de GNR sur le processus de production ainsi que l'intégrité du transfert du produit, incluant
8 les attributs environnementaux, jusqu'au consommateur final. Ce suivi prévoit s'effectuer
9 au moyen d'une numérotation de la production et d'un portail accessible pour transiger et
10 retirer les volumes consommés. Ce système est en cours d'implantation et Énergir
11 continuera d'en réévaluer la pertinence pour sa clientèle.

12 Pour le moment, Énergir anticipe que les besoins de transparence et de vérification de sa
13 clientèle sont bien couverts par le protocole de certification mis en place par
14 EcoEngineers, pour les raisons suivantes :

- 15 • Les coûts : les frais d'admission au programme de Green-e ne sont pas encore
16 connus et promettent d'être plus importants que ceux liés au programme d'audit
17 actuel, en raison d'une intervention plus soutenue par l'auditeur et d'une
18 documentation plus importante attendue du producteur. Comme Énergir est d'avis
19 que l'approvisionnement au meilleur prix possible est un facteur de succès de son
20 programme commercial de GNR, la certification du produit ne doit pas se faire à
21 n'importe quel prix;
- 22 • La flexibilité : le programme de Green-e exclut spécifiquement des intrants,
23 notamment en lien avec certaines pratiques agricoles observées au États-Unis
24 (ex. lisiers de porcs et de vaches laitières provenant de grandes fermes). Le
25 programme mis en place par Énergir offre davantage de flexibilité pour
26 l'admissibilité de ces intrants, justifiée par les pratiques environnementales plus
27 contraignantes observées localement;
- 28 • La définition des besoins de la clientèle : les efforts de traçabilité et de
29 transparence sont fonction des besoins de la clientèle volontaire d'Énergir. Le
30 protocole Green-e requiert un lien direct entre le producteur et le consommateur,
31 ce qui se traduirait par de l'approvisionnement direct en GNR. Énergir n'exclut pas

1 de recommander l'approche Green-e si certains clients manifestaient un tel
2 besoin.

3 En terminant, il est d'intérêt de préciser que ces protocoles de certification visent à
4 encadrer le marché volontaire du GNR. Par conséquent, leur périmètre d'action exclut les
5 RFS et LCFS américains et plus localement, les crédits compensatoires afférents au
6 SPEDE. Énergir convient également que rien ne justifie de se hâter à déployer un autre
7 programme de certification du GNR, étant donné l'entrée en vigueur imminente du RCP
8 qui viendra réglementer ce marché, l'excluant d'office à l'admissibilité du programme
9 Green-e.

7.5 TRAITEMENT DES PÉNALITÉS DE LA VILLE DE SAINT-HYACINTHE (D-2021-158)

10 « B5. La Régie demande à Énergir de lui faire un suivi de la façon dont elle aura, au final, traité le
11 montant des pénalités de 46 174 \$ relatif aux déséquilibres qui n'a pas été facturé à la Ville de
12 Saint-Hyacinthe, dans la preuve qu'elle doit déposer lors de l'Étape D du présent dossier, soit de
13 récupérer la somme de son client ou de l'assumer elle-même. »

14 L'article 13.2.2.2 des CST prévoit les seuils d'écart volumétriques quotidiens et cumulatifs
15 auxquels sont assujettis les clients qui injectent dans son réseau de distribution, incluant les
16 producteurs de GNR. Ces seuils sont de 75 GJ (équivalent à 1 979 m³) pour les écarts quotidiens
17 facturables et de 150 GJ (équivalent à 3 958 m³) pour les écarts cumulatifs facturables, le tout
18 conformément à la décision D-2013-195.

19 Le 7 juillet 2017, Énergir déposait une demande⁵⁵ à la Régie afin de faire modifier les seuils
20 d'écart volumétriques quotidiens et cumulatifs prévus à l'article 13.2.2.2 des CST. Les seuils
21 prévus à cet article étaient nettement inférieurs aux seuils auxquels Énergir était elle-même
22 assujettie en vertu de son entente avec TCPL, et Énergir trouvait ainsi inéquitable d'appliquer les
23 seuils actuels des CST, puisque cela mènerait à des pénalités facturables supérieures aux coûts
24 qu'elle encourt réellement. Dans sa décision relative à l'étape C (D-2021-158), la Régie a
25 notamment indiqué :

- 26 • que l'application des seuils de l'article 13.2.2.2 CST ne favorisait pas « la mise en
27 oeuvre des objectifs des politiques énergétiques du Québec »;

⁵⁵ B-0006, laquelle a été révisée le 8 février 2021 (B-0487).

- 1 • qu'un examen plus approfondi est préférable pour fixer le niveau approprié des seuils de
2 déséquilibre du tarif de réception; et
- 3 • que la méthodologie pour déterminer les déséquilibres aurait avantage à être réexaminée.

4 À la lumière de ce qui précède, la Régie a alors indiqué qu'elle suspendait temporairement
5 l'application de l'article 13.2.2.2 des CST aux clients du tarif de réception qui injectent du GNR,
6 et ce jusqu'à la conclusion de cet enjeu dans un autre dossier.

7 En ce qui a trait au cas particulier de Saint-Hyacinthe, la Régie a cependant indiqué qu'Énergir
8 ne pouvait suspendre de son gré l'application de l'article 13.2.2.2 CST et que les pénalités
9 relatives aux déséquilibres (estimées à ce moment à 46 174 \$) auraient dû lui être facturées. La
10 Régie a par ailleurs souligné qu'aucune demande formelle n'avait été déposée afin de suspendre
11 rétroactivement l'application de l'article 13.2.2.2 CST.

12 En conséquence, la Régie a demandé à Énergir de lui faire un suivi de la façon dont elle aura,
13 au final, traité le montant des pénalités de 46 174 \$ relatif aux déséquilibres qui n'a pas été facturé
14 à la Ville de Saint-Hyacinthe, soit de récupérer la somme de son client ou de l'assumer elle-
15 même.

16 Pour les motifs indiqués ci-dessous, et à la lumière des faits soumis dans le cadre de la présente
17 preuve, Énergir demande à la Régie que la suspension de l'article 13.2.2.2, décrétée par la Régie
18 dans sa décision D-2021-158, soit appliquée rétroactivement, à la date du dépôt de la demande
19 (B-0006), à Saint-Hyacinthe.

20 Tout d'abord, il appert que le montant qui devrait ultimement être facturé à Saint-Hyacinthe est
21 beaucoup plus élevé que le montant « relativement modeste » de 46 174 \$ indiqué dans la
22 décision D-2021-158. En date du 8 décembre 2021 (date de la suspension de
23 l'article 13.2.2.2 CST), le montant total des pénalités découlant des déséquilibres de
24 Saint-Hyacinthe s'élevait à 825 413 \$.

25 Énergir soumet qu'il serait inéquitable de facturer à Saint-Hyacinthe des pénalités aussi
26 substantielles alors que celles-ci ne sont aucunement représentatives des coûts réellement
27 encourus par Énergir. Une telle approche serait d'ailleurs contraire au principe visant à récupérer,

1 le plus fidèlement possible, les coûts d'acquisition réels lorsqu'il s'agit des services de fourniture,
2 de transport et d'équilibrage.

3 Tout comme le reconnaît elle-même la Régie, Énergir est d'avis que l'imposition d'une telle
4 pénalité irait à l'encontre de la mise en œuvre des objectifs des politiques énergétiques du
5 Québec, et de surcroît à l'encontre de l'article 5 de la Loi. De plus, l'application des seuils de
6 déséquilibre à la Ville de Saint-Hyacinthe, pionnière de la production de GNR au Québec,
7 soulèverait également un enjeu d'équité, puisque celle-ci se retrouverait ainsi à être pénalisée
8 par rapport aux producteurs de GNR québécois subséquents.

9 Enfin, Énergir soumet que le fait qu'une demande de modification de l'article 13.2.2.2 CST ait été
10 déposée à la Régie le 7 juillet 2017 milite en faveur de l'application rétroactive de la suspension
11 de ce même article. Énergir souligne que la Régie a déjà accepté, notamment dans le cadre du
12 présent dossier, que des conclusions demandées soient appliquées rétroactivement à la date du
13 dépôt de la demande d'Énergir⁵⁶.

7.6 COMPTABILISATION DES COÛTS D'AUDITS ET DE SUIVIS (D-2021-166)

14 « [23] Dans le cadre de sa demande, Énergir n'a fourni aucune démonstration pour justifier, d'une
15 part, l'inclusion de ces coûts dans un CFR et, d'autre part, la pertinence de récupérer ces coûts
16 par l'intermédiaire du Tarif GNR si cette inclusion devait être approuvée. En conséquence, la Régie
17 rejette la demande d'Énergir de comptabiliser les coûts d'audits et de suivis constatés à la fin de
18 l'année tarifaire 2021-2022 dans le CFR-écart de prix cumulatif GNR.

19 [24] Si Énergir souhaite que la Régie examine à nouveau cette question, elle devra soumettre les
20 justifications nécessaires à l'inclusion de ces coûts dans un CFR et faire les démonstrations
21 pertinentes sur la solution appropriée pour la fonctionnalisation et l'allocation des coûts d'audits et
22 de suivis lors de l'Étape D du présent dossier. »

23 Tel que mentionné à la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements no 15 de la
24 Régie à la pièce B-0518, Énergir-2 Document 46, Énergir propose que les coûts d'audits et de
25 suivis du GNR soient constatés en fin d'année et comptabilisés dans le CFR-écart de prix
26 cumulatif GNR. Ces coûts seraient ainsi intégrés aux coûts d'acquisition du GNR et récupérés
27 par le biais du Tarif GNR de la Cause tarifaire suivante. Par exemple, les coûts d'audits et de
28 suivis de l'année 2021-2022 affecteraient le prix du GNR de l'année 2023-2024.

⁵⁶ Voir notamment la décision D-2022-018 (para 84 à 86).

1 Étant donné que des audits et suivis jugés conformes sont essentiels à l'injection de GNR de
2 certains contrats dans le réseau du distributeur, Énergir juge que les coûts associés aux audits
3 et suivis font partie intégrante du coût d'achat du GNR. Pour respecter le principe de causalité
4 des coûts, ces coûts doivent être récupérés auprès des clients qui engendrent ces coûts, soit la
5 clientèle consommatrice de GNR. Ils doivent donc être intégrés aux coûts d'acquisition du GNR
6 afin qu'ils soient récupérés via le Tarif GNR. De ce fait, comme pour les coûts d'acquisition du
7 GNR, Énergir propose que les coûts d'audits et de suivis soient fonctionnalisés au service de
8 fourniture et alloués d'après le facteur FB01F-GNR.

8 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

1 Certaines des propositions décrites dans ce document entraînent des changements aux
2 conditions de service et tarif. Énergir propose dans cette section des modifications aux CST
3 associées à ces nouvelles propositions.

8.1 MODIFICATION À LA COMBINAISON DE SERVICE

4 Afin de permettre à un client assujéti à la combinaison de service AD/Énergir-GNR de conserver
5 son contrat en ADST s'il le souhaite, tel que proposé à la section 6.1.1, Énergir propose de
6 modifier l'article 10.2 des CST de la façon qui suit :

7 **« 10.2 Fourniture combinée des services du client et des services du distributeur**

8 [...]°

9 *Exceptionnellement, toutefois, le client qui utilise en un même point de mesurage un service*
10 *continu et un service interruptible aura la possibilité d'utiliser son propre service de transport pour*
11 *la portion continue de sa consommation tout en utilisant le service de transport du distributeur pour*
12 *la portion interruptible. De plus, le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption »*
13 *pourra combiner ses propres services de fourniture de gaz naturel et de transport à ceux du*
14 *distributeur pour cette portion appoint de sa consommation.*

15 *Également, un client s'approvisionnant en partie avec du gaz naturel renouvelable peut, en un*
16 *même point de mesurage,*

17 *1° utiliser à la fois le service de fourniture du distributeur et fournir son propre service de gaz*
18 *naturel renouvelable; lorsque ce gaz naturel renouvelable est produit en franchise, le client*
19 *peut en plus, en un même point de mesurage, utiliser à la fois le service de transport du*
20 *distributeur et, pour le transport du gaz naturel renouvelable produit en franchise, son*
21 *propre service;*

22 *Le gaz naturel alors fourni par le client doit être « avec transfert de propriété »;*

23 *2° utiliser à la fois le tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable au service de fourniture*
24 *du distributeur et fournir son propre service de gaz naturel traditionnel. Le volume de gaz*
25 *naturel traditionnel fourni par le client durant chaque période contractuelle doit*
26 *correspondre au volume total de fourniture qu'il entend retirer durant cette même période.*

27 *~~Le gaz naturel alors fourni par le client doit être « avec transfert de propriété ».~~*

8.2 OBLIGATIONS CONTRACTUELLES DES CONSOMMATEURS DE GNR

28 Comme mentionné à la section 6.1.2, Énergir juge important, dans certains cas, de pouvoir
29 convenir d'un engagement contractuel avec un client qui désire consommer du GNR. De plus, ce

1 client ayant signé une entente contractuelle serait desservi en priorité dans le cas où l'inventaire
2 de GNR ne serait pas suffisant pour répondre à la demande.

3 Il est à noter que le texte de l'article souligné par un trait double correspond aux changements
4 proposés dans le cadre de la présente pièce. Celui souligné par un trait simple correspond au
5 changement proposé en suivi de la décision D-2021-158, et présentés à la pièce Gaz Métro-5,
6 Document 8, mais qui n'est pas encore approuvé par la Régie.

7 **« 11.1.3.5 Gaz naturel renouvelable**

8 *Le client qui désire adhérer ou modifier la portion de sa consommation sujette au tarif de fourniture*
9 *de gaz naturel renouvelable doit en faire la demande par écrit auprès du distributeur au moins*
10 *60 jours à l'avance, en indiquant le pourcentage de consommation visée. Le distributeur peut*
11 *conclure un contrat avec un client dans lequel celui-ci s'engagerait à consommer du gaz naturel*
12 *renouvelable pour une quantité et une durée prédéterminées.*

13 *Nonobstant ce qui précède, toute nouvelle admission ou augmentation du pourcentage de*
14 *consommation sujette au tarif de gaz naturel renouvelable ne sera autorisée que s'il est*
15 *opérationnellement possible pour le distributeur de fournir le client en gaz naturel renouvelable. S'il*
16 *n'est pas opérationnellement possible de fournir le gaz naturel renouvelable à un client, ce dernier*
17 *sera ajouté à une liste de demande selon le principe du premier arrivé, premier inscrit sur la liste.*
18 *Par la suite, l'attribution de nouvelles unités de gaz naturel renouvelable disponibles se fera selon*
19 *les modalités suivantes :*

- 20 - *Pour les clients dont l'adresse de service est associée à une maison unifamiliale, un duplex*
21 *ou un triplex, 50 000 m³ seront attribués, conformément aux rangs sur la liste ;*
- 22 - *Pour les autres clients, les unités seront attribuées conformément aux rangs sur la liste :*
- 23 • *Lors du premier tour, par tranches maximales de 50 000 m³ ;*
- 24 • *Lors du deuxième tour, jusqu'à concurrence du pourcentage de consommation visée*
25 *par le client.*

26 *Dans l'éventualité où le distributeur ne peut rencontrer le pourcentage de gaz naturel renouvelable visé*
27 *par le client, le distributeur peut transférer une partie de la consommation du client au tarif de fourniture*
28 *de gaz naturel traditionnel du distributeur et régler la différence de prix par règlement financier. Le*
29 *règlement financier ne s'applique pas aux clients pour lesquels la consommation de gaz naturel est*
30 *composée à 100 % de gaz naturel renouvelable ou qui ont signé une entente contractuelle avec le*
31 *distributeur pour leur consommation de gaz naturel renouvelable, sauf dans le cas où les volumes de*
32 *gaz naturel renouvelable vendus à ces clients sont supérieurs aux volumes de gaz naturel renouvelable*
33 *disponibles à la vente. Le calcul du règlement financier est effectué à la fin de l'année tarifaire. Les prix*
34 *moyens de fourniture et du SPEDE de la période du 1er octobre au 30 septembre sont utilisés pour*
35 *établir le montant du règlement financier. »*

36 *Le client qui ne désire plus se prévaloir du tarif de fourniture de gaz naturel renouvelable du*
37 *distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance ».*

9 CONCLUSION

1 Énergir demande à la Régie :

- 2 • de permettre à Énergir de conclure les contrats respectant les caractéristiques
- 3 suivantes sans avoir à obtenir une approbation distincte :
 - 4 ○ Durée maximale de 20 ans;
 - 5 ○ Coût moyen d'acquisition inférieur ou égal à 25 \$₂₀₂₂/GJ (94,725 ¢/m³), indexé
 - 6 au 1^{er} octobre de chaque année selon l'indice des prix à la consommation
 - 7 présenté à la Cause tarifaire;
 - 8 ○ Prix maximal d'un contrat de GNR de 45 \$₂₀₂₂/GJ (170,505 ¢/m³), indexé au
 - 9 1^{er} octobre de chaque année selon l'indice des prix à la consommation présenté
 - 10 à la Cause tarifaire.
- 11 • de prendre acte que dans le cas où les caractéristiques d'un contrat de fourniture
- 12 de GNR ne permettraient pas de respecter un ou plusieurs des critères précités, une
- 13 demande d'approbation spécifique à de telles caractéristiques de contrat serait alors
- 14 déposée auprès de la Régie;
- 15 • d'approuver les processus de suivis et de traitement réglementaires présentés à la
- 16 section 5;
- 17 • d'approuver la stratégie de couverture du risque de change lorsque le prix est libellé
- 18 en une monnaie autre que le dollar canadien;
- 19 • d'approuver la comptabilisation des coûts d'audits et de suivis dans le CFR-écart de
- 20 prix cumulatif GNR et leur intégration dans le prix de GNR de la Cause tarifaire
- 21 suivante;
- 22 • d'approuver l'allocation des coûts d'audits d'après le facteur FB01F-GNR;
- 23 • d'approuver les modifications aux articles 10.2 et 11.1.3.5 des CST et de rendre une
- 24 décision à ce sujet d'ici le 1^{er} juin 2022.

1 En ce qui a trait aux suivis demandés dans la décision D-2021-158, Énergir demande à la
2 Régie :

- 3 • de prendre acte des suivis B1 (risque découlant d'achat d'une quantité importante
4 de GNR par un seuil client), B3 (protocole de certification conclu avec EcoEngineers)
5 et B4 (veille sur les protocoles de certification) et de s'en déclarer satisfaite;
- 6 • de prendre acte du report du suivi B2 concernant l'évolution des discussions avec
7 les intervenants et des réflexions entourant l'intensité carbone du GNR;
- 8 • d'appliquer rétroactivement au 7 juillet 2017 la suspension de l'article 13.2.2.2 des
9 CST pour la Ville de Saint-Hyacinthe.

ANNEXE 1
CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN GNR

Projets	Approuvé	Date injection	Type	Durée du contrat (an)	Volumes annuels contractés absolu (m ³)	Volumes annuels contractés		Volumes annuels livrés	
						(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
						2023-2024		2025-2026	
Saint-Hyacinthe	Approuvé	2017-12-04	ICI - Municipal	20	13 000 000	13 000 000	9 000 000	13 000 000	13 000 000
Coop Agri-énergie (Warwick)	Approuvé	2021-06-23	Agricole	20	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000	2 300 000
Candiac (ADM)	Approuvé	2021-10-28	ICI - Municipal	6	3 800 000	3 800 000	3 800 000	3 800 000	3 800 000
SEMECS	Approuvé	2021-12-01	ICI - Municipal	20	4 000 000	4 000 000	4 000 000	4 000 000	4 000 000
EDL	Approuvé	2021-12-01	LET	20	27 900 000	27 900 000	27 869 259	27 900 000	27 869 259
Ste-Pie (CTBM)	Approuvé	2021-12-01	ICI - Municipal	20	4 100 000	4 100 000	2 100 000	4 100 000	2 100 000
Hamilton	Approuvé	2022-02-15	ICI - Municipal	4	2 600 000	2 600 000	2 600 000	0	0
Archaea	Approuvé	2022-03-01	LET	20	19 800 000	19 800 000	19 800 000	19 800 000	19 800 000
Ville de Québec	Approuvé	2022-06-01	ICI - Municipal	20	7 599 943	7 599 943	7 599 943	7 599 943	7 599 943
GIGME	Approuvé	2022-09-01	ICI - Municipal	10	4 700 000	4 700 000	4 679 249	4 700 000	4 679 249
RGMRM	Approuvé	2022-09-01	LET	20	8 500 000	8 500 000	8 500 000	8 500 000	8 500 000
Petawawa	Approuvé	2022-12-01	ICI - Municipal	20	4 100 000	4 100 000	4 076 000	4 100 000	4 076 000
Chicoutimi	Demande d'approbation en cours	2023-06-30	LET	20	2 143 438	1 979 414	1 979 414	1 715 492	1 715 492
Neuville (Portneuf)	Demande d'approbation en cours	2023-08-30	LET	20	2 000 000	1 293 217	1 293 217	1 409 343	1 409 343
Access RNG	Demande d'approbation en cours	2023-10-01	LET	20	6 600 000	3 958 828	3 958 828	6 598 047	6 598 047
SEMER (Cacouna)	Approuvé	2023-12-01	ICI - Municipal	20	3 600 000	3 600 000	2 100 000	3 600 000	3 600 000
TOTAL					116 743 381	113 231 402	105 655 910	113 122 825	111 047 332
SEUIL FIXÉ PAR LE RÈGLEMENT						122 417 238		306 913 171	

ANNEXE 2
ECOENGINEERS GENERAL AUDIT PLAN

Type of document: EcoEngineers General Audit Plan
Status: Draft
Date of Approval: July 1st 2021
Version: 1.1

Revision Log

Date	Version Number	Description	Author	Reviewer	Review Date
9/17/20	1	Draft	AC/KJ		

TABLE OF CONTENTS

1.0	INTRODUCTION	1
1.1	Purpose	1
1.2	EcoEngineers Background	1
1.3	EcoEngineers Audit Approach	1
1.4	Records Retention	1
1.5	Version and Date	2
1.6	Summary of Changes from Previous Version	2
2.0	QUALIFICATIONS AND INDEPENDENCE.....	3
2.1	Auditor Qualifications	3
2.2	Auditor Independence	3
2.3	Professional Liability Insurance	4
3.0	AUDIT PROCESS COMPONENTS	5
3.1	Overall Audit Process Description.....	5
3.2	Onboarding Audit Document Request.....	6
3.3	Quarterly Desk Audit Document Request	7
3.4	Energy Balance Analysis	7
3.5	Biennial Site Visit Considerations	7
3.6	Expectations for Data Accuracy	8
3.7	Corrective Action Process.....	8
3.7.1	Potentially Invalid Quantity	8
3.7.2	Corrective Action Log	8
3.8	Options for Additional Audit Elements.....	8
3.8.1	Increase frequency of document review from quarterly to monthly	9
3.8.2	Increase frequency of site visit from biennial to annual.....	9
3.8.3	Include raw biogas inlet meter data in the mass and energy balance analysis.....	9
3.8.4	Collect feedstock samples during the site visit.....	9
4.0	Key Attribute Verification Components	11
4.1	Verification of Organic Origin.....	11
4.2	Verification of Physical Connection to A Distribution System	12
4.3	Verification of Injected Quantities.....	13
4.4	Evidence of No Double Counting	14

APPENDICES

APPENDIX A: VERIFICATION BODY AUDIT PLANS

- A-2 ECOENGINEERS LANDFILL RNG PATHWAY-SPECIFIC PLAN
- A-3 ECOENGINEERS ANAEROBIC DIGESTER RNG PATHWAY-SPECIFIC PLAN

1.0 INTRODUCTION

1.1 Purpose

EcoEngineers has been selected by Énergir as the Verification Body to perform audits according to the Énergir Standard, effective June 15, 2020 through June 14, 2023.

The purpose of the EcoEngineers General Audit Plan is to establish the quality assurance audit process that will be used by EcoEngineers to verify that the renewable character and environmental attributes of the RNG purchased by Énergir and generated by a fuel supplier are valid for Énergir's compliance purposes according to the guidelines set in the Énergir Standard ("**Standard**").

The General Audit Plan includes fuel pathway-specific plans (PSPs). The information in the PSPs are meant as a supplement to the general plan. EcoEngineers intends to implement all applicable elements of the General Plan in addition to the procedures outlined in the PSP's for each facility. The following PSPs are included:

- EcoEngineers Landfill RNG PSP
- EcoEngineers Anaerobic Digesters PSP

1.2 EcoEngineers Background

EcoEngineers is an experienced renewable energy consulting and auditing firm. Our core service areas are: Consulting, Compliance Management, and Auditing. We leverage the expertise across all our teams to support our clients needs.

EcoEngineers is a USEPA approved Quality Assurance Plan (QAP) provider under the Federal Renewable Fuel Standard (RFS) and has audited over 1 billion RINs under the program since 2014. EcoEngineers is an accredited verification body under the California Air Resources Board (CARB) Low Carbon Fuel Standard (LCFS) and plans to audit more than 80 facilities during the first year of program implementation.

1.3 EcoEngineers Audit Approach

EcoEngineers provides pro-active support to clients to ensure that any potential problems/issues are averted or are dealt with in a timely fashion. This includes assisting clients with the development of internal controls and good record-keeping practices.

1.4 Records Retention

EcoEngineers will retain all records pertaining to the verification for a period of seven years from the date of creation and shall deliver such records to Énergir upon request.

1.5 Version and Date

Version 1.0 of the EcoEngineers General Audit Plan was finalized on July 1st 2021. This audit plan will be reviewed and revised annually.

1.6 Summary of Changes from Previous Version

N/A

2.0 QUALIFICATIONS AND INDEPENDENCE

2.1 Auditor Qualifications

EcoEngineers utilizes a trained team of auditors and subcontractors to complete the quarterly desk audits and biennial site visits of the production facilities. All audits completed by this team of auditors are overseen by a Professional Engineer (P.E.) and Certified Public Accountant (CPA). All EcoEngineers auditors are required to have a minimum of an associate degree or bachelor’s degree in science, engineering, finance, or policy field or evidence demonstrating equivalent relevant work experience.

In order to qualify to conduct biennial site visits of the production facilities, EcoEngineers requires the following:

- Minimum of an associate degree, or bachelor’s degree in science, engineering, finance, or policy field or evidence demonstrating equivalent relevant work experience and one year of experience as an RNG auditor in another program such as RFS or LCFS or bachelor’s degree in chemical or civil engineering or evidence demonstrating equivalent relevant work experience.
- Successful completion of EcoEngineers site visit training program.

Table 1: List of Audit Team Members

Position	Employee Name	Qualification
Audit Manager	Randy Prati, CPA	IA CPA License #004393
Overseeing Professional Engineer	Jim Ramm, PE	IA PE License #14473
Compliance Auditor Team Lead	Andrew Clapp	
Compliance Specialists	As assigned	

2.2 Auditor Independence

EcoEngineers does not perform any services considered as high conflict of interest under the Énergir Standard. Furthermore, EcoEngineers maintains ongoing separation between our audit team and consulting team.

EcoEngineers may offer services considered as a medium conflict of Interest under the Énergir Standard. In these cases, EcoEngineers will exclude anyone who has performed consulting services from participating in the audit team for that RNG producer.

EcoEngineers shall conduct the self-assessment of any potential for conflict of interest with the RNG

production facility and disclose services performed with the entity within the last 5 years, per requirement in section 4.3 of the Énergir Standard. This shall be re-evaluated on an annual basis.

2.3 Professional Liability Insurance

EcoEngineers maintains a \$4,000,000.00 professional liability insurance policy.

3.0 AUDIT PROCESS COMPONENTS

3.1 Overall Audit Process Description

EcoEngineers audit is comprised of three (3) main components:

1. Prepare for audit services

- a. Énergir provides EcoEngineers with a notice to proceed with the RNG producer
- b. Perform the Verification Body Conflict of Interest self-assessment and identify project team
- c. Conduct a project kickoff call with the RNG producer to outline audit services and expectations
- d. Send an initial document request to the producer to complete the onboarding assessment, see Section 3.2 for the document request
- e. Schedule an onboarding site visit
- f. Conduct an initial risk assessment of facility operations
- g. Establish facility-specific audit protocol, including:
 - i. Facility-specific feedstock review considerations
 - ii. Expected parameters for energy balance
 - iii. Expected range for biogas potential
 - iv. Expected compliance documentation requirements
- h. Conduct a desk onboarding audit of the RNG Producer, see Section 4.0 for detailed review items
- i. EcoEngineers will summarize results in the following deliverables:
 - i. Onboarding Audit Report
- j. EcoEngineers will discuss recommendations for additional training and compliance systems development with Énergir, as needed. A change order would be required for this work.

2. Quarterly Desk Audit

- k. Send quarterly document request to the RNG Producer
- l. Review supporting documents provided for completeness and conformance to the facility-specific protocol
- m. Review energy balance data for completeness and conformance to the facility-specific protocol
- n. Questions are communicated to the producer, as needed
- o. EcoEngineers will summarize results in the following deliverables:
 - i. Quarterly audit report

3. Biennial site visit to the RNG production facility and biogas supplier to confirm operations; results are reported in the applicable quarterly report

- p. The site visit is overseen by a Professional Engineer (P.E.)
- q. A site visit “punch list” is created based on the facility-specific protocol and any

- questions/findings discovered during the quarterly document review process
- r. The site auditor interviews relevant staff to determine and confirm overall business practices and operation
 - s. The site auditor tours the landfill or digester, RNG production facility, and the pipeline interconnect
 - i. Check equipment installed for conformance against engineering design documents, including measurement devices used for reporting data
 - ii. Check to see if any changes have occurred since last site visit

3.2 Onboarding Audit Document Request

The following information is requested and reviewed during the onboarding process:

Onboarding Document Request
Company organization chart (showing parent/sister/subsidiary companies and personnel)
Point(s) of contact and contact information
A list of all the feedstocks the facility is utilizing
A process description and process flow diagram which includes feedstock supply to RNG production to injection into the commercial pipeline.
RNG sales contracts
Feedstock supply contracts
Process energy use description and example utility bill
PI&D piping diagram of the RNG upgrading facility showing piping from inlet, energy consumption, to injection into the commercial pipeline
Commercial pipeline contract and FERC gas tariff
Documents demonstrating the design capacity of the RNG facility
Description of equipment used to meter/measure RNG injection into the pipeline and fuel quality
Record of most recent calibration or inspection of any internal measurement devices supplying data for reporting
Original equipment manufacturer documentation or other documentation that identifies instrument accuracy and required maintenance and calibration requirements for all measurement devices supplying data for reporting
One year of historical operational data showing RNG production/injection quantities at the site and energy consumption, as available
One recent quarter supporting document package – see requested items in the quarterly document request table below, as available

3.3 Quarterly Desk Audit Document Request

The following information is requested and reviewed during the quarterly desk audit process:

Quarterly Document Request
Monthly commercial pipeline injection statements – issued by the Utility
Monthly process energy usage statements
Quarterly affidavits and invoices showing the exclusive transfer of RNG from production facility to
Summary of any notable facility changes during the time period (shutdown, maintenance, personnel change, equipment addition etc.)
Updates to any of the documents provided in the onboarding document request

3.4 Energy Balance Analysis

The Energy Balance Review will analyze the production of renewable fuel and all metrics indicated in the Pathway Specific plans for each calendar quarter to determine if the quantity of RNG reported is consistent with historical production activities and energy consumption.

EcoEngineers will assist the facility to determine the most accurate method of data gathering to verify achievement of the energy balance metrics indicated in the Pathway-Specific plans.

3.5 Biennial Site Visit Considerations

During the tour of the production facility, the EcoEngineers’ auditor will compare the equipment description, process flow diagram and process narrative provided in the previous site visit report against actual equipment and processes viewed during the site visit and note discrepancies, if any.

In the event that travel to the renewable fuel production facility to perform a site visit is deemed not feasible, EcoEngineers will request approval to conduct a virtual site visit of the renewable fuel production facility which meets all requirements of site visits under the Énergir Standard and the fuel pathway specific plan (PSP), including:

- A professional engineer will oversee the virtual site visit by the auditor. A virtual site visit will include verification of all the above elements that require inspection or evaluation of the physical attributes of the renewable fuel production facility.
- The auditor will conduct all site visit tasks and applicable Pathway-Specific Plan via remote monitoring technology, including video conferencing, to observe facility equipment, instrumentation, and storage, and time-stamped control screen captures. Additionally, digital downloads of data relevant to the day of the inspection must be made available to the auditor for review.

3.6 Expectations for Data Accuracy

EcoEngineers will review all measurement devices supplying data (such as the RNG outlet meter) to ensure the devices are installed, operated, and maintained in a manner to ensure accuracy within ± 5 percent. Additionally, all measurement device calibration shall be checked to ensure devices are calibrated according to original equipment manufacturers (OEM) documentation.

The above calibration and accuracy review procedures do not apply to financial transaction meters if the supplier and purchaser do not have any common owners and are not owned by subsidiaries or affiliates of the same company.

3.7 Corrective Action Process

As questions arise during the audit process, EcoEngineers will communicate directly with the RNG producer to resolve. If during the review, EcoEngineers finds information that indicates a need for corrective action measures, a thorough investigation will be conducted. EcoEngineers will work with the RNG producer and Énergir to pursue corrective action measures as necessary.

3.7.1 Potentially Invalid Quantity

If any of the Énergir Key Attributes are unable to be verified by EcoEngineers during the quarterly desk audit or biennial site visit, the corresponding quantities for that time period will be considered potentially invalid quantities (PIQ). If EcoEngineers discovers a PIQ during the audit process, the PIQ Reporting Process as described in Section 5.5 of the Standard shall be undertaken.

3.7.2 Corrective Action Log

All reportable incidents are recorded and tracked in the Corrective Action Log, present in the Quarterly Desk Audit Report. This log includes details about type of non-conformance, corrective measures taken, and resolution status. EcoEngineers will analyze trends over time and identify areas of improvement in order to reduce and prevent occurrences of non-conformance.

EcoEngineers will re-examine the risk assessment for an RNG facility on an annual basis. Repeated history of PIQs will result in a recommendation to include additional audit elements into the facility-specific protocol. Section 3.8 below describes some potential options.

3.8 Options for Additional Audit Elements

EcoEngineers and Énergir may elect to include additional audit elements into the facility-specific protocol based on risk assessment, past history of nonconformance, or any other reason. The following elements may be added with a change order to the contract agreement.

3.8.1 Increase frequency of document review from quarterly to monthly

Increasing the frequency of data collection and review will provide additional assurance that the facility is maintaining required compliance documentation and meeting the facility-specific protocol requirements. Eco Engineers will be able to identify areas of concern more quickly than a quarterly audit.

3.8.2 Increase frequency of site visit from biennial to annual

Increasing the frequency of the site visit will provide additional assurance that the facility is operating within the parameters of the facility-specific protocol. The procedures performed during the site visit confirm and correlate with the desk audit review.

3.8.3 Include raw biogas inlet meter data in the mass and energy balance analysis

Requiring the RNG producer to report raw biogas inlet meter data will allow EcoEngineers to confirm RNG production output against raw biogas input. This will provide an additional assurance that the RNG injection quantities into the commercial pipeline are supported.

3.8.4 Collect feedstock samples during the site visit to confirm feedstock type, volatile solids, and biomethane potential. Include analysis in the mass and energy balance

During the site visit, EcoEngineers collects a sample of feedstock. This sample is submitted to a third-party laboratory. The testing methods used reveal the following components in a sample:

- a) Volatile solids (VS)
- b) Biomethane potential (VS destruction rate)
- c) Consistency to a type of feedstock

In order to verify that the quantity of RNG injected into the pipeline is justified by the amount of biomass consumed, the following calculation is performed. EcoEngineers will establish a baseline range of biogas potential and include in the facility-specific protocol. During the mass/energy balance analysis, EcoEngineers will measure actual RNG production against the baseline.

$RNG = FS * VS\% * VSdestruction\% * Blogasproductionrate * CH4\% * lossfactor$ where:

- a) RNG = volume of RNG produced
- b) FS = dry mass of biomass feedstock, in pounds, measured on a daily or per-batch basis
- c) VS% = volatile solids present in feedstock as a percentage of mass
- d) VSdestruction% = estimated percentage of volatile solids that will be converted to biogas via methanogenesis
- e) Blogasproductionrate = volume of biogas in standard cubic feet produced from one pound of volatile solids contained in the feedstock
- f) CH4% = volume of methane in the raw biogas as a percentage of total volume of biogas

- g) Lossfactor = percentage of methane lost in the process of upgrading the raw biogas to RNG

4.0 Key Attribute Verification Components

4.1 Verification of Organic Origin

The RNG supply must be exclusively sourced from biomass (non-fossilized plant or part of a plant, an animal carcass or part of an animal, manure or liquid manure, a micro-organism and any other product derived from such matters) and the RNG blend is exempt from fossil methane in any form.

EcoEngineers expects there to be an established contract between the feedstock supplier and the RNG upgrading facility for the transfer of feedstock or sale of biogas. This contract should stipulate feedstock type and origin.

Some sites may intentionally blend non-renewable gas with renewable gas prior to pipeline injection in order to meet the pipeline quality standards. In this case, EcoEngineers expects the facility to have additional metering to determine gas quality and flow prior to and after blending occurs. The facility must have methods to accurately quantify and subtract the non-renewable quantity from the total pipeline injected quantity. If non-renewable quantities are included in the delivery to Énergir, they will be considered a PIQ. These procedures will be established in the facility-specific protocol.

Onboarding Audit

EcoEngineers reviews contracts with feedstock suppliers to confirm whether the feedstocks used are organic biomass and qualify for RNG production.

EcoEngineers will review the process description, process flow diagram, PI&D piping diagram, and contract agreements to determine if the site is intentionally blending non-renewable gas into the final product stream. If this is occurring, EcoEngineers will establish additional audit procedures through the facility-specific protocol.

Quarterly Document Review and Energy Balance

EcoEngineers reviews RNG production/injection data (flow and Btu content) against historical average for the site. If the RNG production deviates from the historical range, EcoEngineers will investigate further.

If the site is intentionally blending non-renewable gas into the final product stream, EcoEngineers will review the available fuel quality data and production calculations and quantities sold to Énergir to ensure that only the Btu content of the “cleaned up gas” is utilized for Énergir’s compliance purposes.

Biennial Site Visit

EcoEngineers tours the feedstock supply facility (Landfill, Agricultural digester) to confirm presence of equipment installed to collect biogas and transfer into the RNG upgrading facility. An interview of the site operator will confirm historical and present feedstock acquisition and use.

EcoEngineers will review biogas flow and fuel quality values present during the site visit to confirm that there is no evidence of blending non-renewable gas with renewable gas in order to achieve pipeline quality. If there is intentional blending of non-renewable gas, EcoEngineers will confirm the presence of

applicable metering and measuring equipment to support accurate measurement of quantities.

4.2 Verification of Physical Connection to A Distribution System

The Énergir Standard defines RNG as:

Renewable natural gas (RNG) is methane from renewable sources with interchangeability characteristics that allow it to be delivered by a natural gas distribution system. RNG is essentially biomethane (the gaseous product of the decomposition of organic matter) that has been processed to purity standards.

The RNG must be injected into a natural gas distribution system in order to qualify under this program. This includes the following:

1. The biogas production facility is connected to the purification facility.
2. The purification facility is connected to the injection point.
3. The injection point is connected to a commercial gas distribution system.
4. The commercial gas distribution system is connected to the delivery point where Énergir takes title to the RNG

EcoEngineers expects there to be established contracts between the feedstock supplier and the RNG upgrading facility as well as the RNG upgrading facility and the commercial pipeline to convey the RNG. These commercial pipeline contracts will include requirements for gas quality as well as identification of the meter used to quantify the RNG injected. Utility pipelines typically have written quality standards for RNG injected into their pipelines, and injection points typically have quality control mechanism that automatically shuts off the gas flow if the RNG does not meet the minimum quality specification.

Onboarding Audit

EcoEngineers reviews contracts with feedstock suppliers and the commercial pipeline to confirm method of biogas and RNG conveyance. Identify the financial transaction meter which is relied upon for quantification of RNG injection and review an example pipeline statement from that meter to ensure flow and Btu content are being measured. Confirm presence of equipment to measure and maintain fuel quality against the FERC gas tariff. EcoEngineers reviews PI&D piping diagrams of the site to confirm presence of piping and equipment to support biogas and RNG conveyance. EcoEngineers will confirm the injection point is connected to the delivery point using available services such as the National Pipeline Mapping System provided by the US Department of Transportation.

Quarterly Document Review and Mass/Energy Balance

EcoEngineers reviews monthly pipeline injection statements issued by the pipeline.

EcoEngineers reviews RNG production/injection data against historical average for the site. If the RNG production deviates from the historical range, EcoEngineers will investigate further.

Biennial Site Visit

EcoEngineers tours the RNG upgrading facility and pipeline interconnect to confirm presence of equipment installed to collect biogas and transfer into the RNG upgrading facility. An interview of the site operator will confirm historical and present RNG production and injection activities. EcoEngineers will

review appropriate control mechanisms are installed and operational.

4.3 Verification of Injected Quantities

Énergir requires suppliers to comply with its contractual definition of “Environmental Attributes”, according to Section 2.2 of the Énergir Standard.

EcoEngineers expects the RNG producer will collect and maintain affidavits which support the transfer of environmental attributes from the point of injection into the commercial pipeline to downstream buyers and ultimately, Énergir. These affidavits will stipulate the quantity of RNG transferred over a specific time period.

Onboarding Audit

EcoEngineers reviews contracts between the RNG producer and downstream buyer(s) to confirm the contractual pathway for the transfer of environmental attributes. EcoEngineers reviews example affidavit(s) which will be collected to support transfer quantities on an ongoing basis. EcoEngineers reviews a recent pipeline injection statement to confirm RNG injected quantity. EcoEngineers reviews OEM documentation and maintenance and calibration records to support accuracy and reliability of meters utilized to gather data reviewed during the audit process.

Quarterly Document Review and Mass and Energy Balance

EcoEngineers reviews monthly pipeline injection statements issued by the pipeline. EcoEngineers reviews quarterly affidavits which support the transfer of environmental attributes from point of injection to Énergir. EcoEngineers confirms transfer quantity of RNG against the pipeline injection statement. EcoEngineers reviews maintenance and calibration records to support accuracy and reliability of meters utilized to gather data reviewed during the audit process.

EcoEngineers reviews RNG production/injection data against historical average for the site. If the RNG production deviates from the historical range, EcoEngineers will investigate further.

Biennial Site Visit

EcoEngineers tours the RNG upgrading facility and pipeline interconnect to confirm presence of equipment installed to collect biogas and transfer into the RNG upgrading facility. An interview of the site operator will confirm historical and present RNG production and injection activities. EcoEngineers will review appropriate control mechanisms are installed and operational. EcoEngineers will make a best effort to verify the pipeline interconnect with the local distribution company and corresponding fuel quality and flow measurement devices.

4.4 Evidence of No Double Counting

Currently, RNG markets lack a central registry of projects and there is moderate risk of double counting. The risk is mitigated by the relatively small size of the market and limited number of projects. The largest registry is a combination of the RFS and LCFS databases of RNG projects. However, it is possible for a project to sell the environmental attributes to an entity who is not subject to any rules or regulations and is voluntarily trying to “green” its operations, and this will not be listed anywhere.

EcoEngineers expects the facility will not be registered to participate in any other energy credit program (such as RFS and LCFS), and will review the supplier entity against registered entities under the RFS and LCFS. EcoEngineers expects the base contract agreements between the RNG producer and the pipeline and the RNG producer and the downstream buyer(s) to clearly indicate who is claiming the environmental attributes. We also expect the RNG producer will collect and maintain affidavits which support the transfer of environmental attributes from the point of injection into the commercial pipeline to downstream buyers and ultimately, Énergir. These affidavits will stipulate who has exclusive title to the environmental attributes over a specific time period.

Énergir may allow a site to participate in another program. In this case, the RNG production will be allocated across multiple programs during same time period. EcoEngineers will then make sure that the site has maintained sufficient documentation to justify the reported sale of RNG for the time period and that appropriate affidavits are in place to support the supplier’s participation in the other programs.

To provide additional assurance, EcoEngineers may want to share a registry of the facilities with other voluntary RNG buyers (who will do the same for Énergir) to promote greater transparency within RNG markets. This option would only be used with Énergir’s permission.

Onboarding Audit

EcoEngineers reviews the facility address against the RFS and LCFS registered pathway database. If there is an existing registration, then EcoEngineers will confirm that no credits were generated by requesting access to view the producer’s account under the respective regulation.

EcoEngineers reviews contracts between the RNG producer and the utility to confirm that the utility is not claiming environmental attributes from the RNG injected into the pipeline. EcoEngineers reviews contracts between the RNG producer and downstream buyer(s) to confirm the contractual pathway for the transfer of environmental attributes. EcoEngineers reviews example affidavit(s) which will be collected to support transfer quantities on an ongoing basis. Procure legally binding affidavits from the RNG producer stating that they have not sold or transferred any renewable attributes to the RNG to a 3rd party for the period under consideration. These affidavits will be renewed annually.

Quarterly Document Review and Mass and Energy Balance

EcoEngineers reviews quarterly affidavits which support the exclusive transfer of environmental attributes from point of injection to Énergir.

EcoEngineers reviews the facility address against the RFS, LCFS, and other existing and/or emerging carbon markets registered pathway database. If there is an existing registration, then EcoEngineers will confirm that no credits were generated by requesting access to view the producer’s account under the respective regulation.

EcoEngineers reviews RNG production/injection data against historical average for the site. If the RNG production deviates from the historical range, EcoEngineers will investigate further.

Biennial Site Visit

N/A