

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
(« RÉGIE »)

R-4353-2026

MÉIÉ - Demande d'avis à la Régie de l'énergie sur les modalités réglementaires qui pourraient être mises en place afin de réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR produit au Québec

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



Préparé par :

M. Ricardo Moreira dos Santos, analyste externe

avec la participation de :

M. Martin Vaillancourt, directeur général du RNCREQ

Procureur : M^e Jocelyn Ouellette

23 septembre 2026

TABLE DES MATIÈRES

1. Sommaire des recommandations.....	3
2. Introduction.....	4
2.1. Survol sur la filière gazière au Québec	5
2.1.1. Aspects conceptuels	7
2.1.2. Prémisses de travail	11
3. Points soulevés par la demande du MEIE	13
3.1. Construction de scénarios de moyen terme (2035) et leurs impacts tarifaires.....	13
3.2. Frais de socialisation.....	23
3.3. La réduction de la dépendance aux importations.....	34
3.4. Incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif.....	36
3.4.1. Étude de cas – La Suède	38
3.5. Les mécanismes de valorisation optimale des attributs du GSR.....	43
3.5.1. Les mécanismes de valorisation des attributs du GSR au Québec.....	44
3.5.2. Considérations sur les mécanismes de valorisation des attributs du GSR au Québec	49
4. Recommandations	51

1. Sommaire des recommandations

Pour les motifs qui seront plus amplement détaillés ci-après, les recommandations du RNCREQ sont les suivantes :

A) **Frais de socialisation et chocs tarifaires :**

Maintenir la trajectoire actuelle qui a été approuvée par la Régie, à savoir le maintien des frais de socialisation, de même que le cavalier tarifaire et l'inclusion de la valeur issue de la vente des unités de conformités, le tout afin de diminuer le tarif de GSR.

B) **Construction de scénarios de moyen terme (2035) et leurs impacts tarifaires :**

Élaborer, à même le PGIRE, un minimum de trois (3) scénarios qui tiennent compte d'une part des circonstances favorables au développement de la filière de GSR, mais aussi des défis et autres éléments défavorables à cette filière.

C) **La réduction de la dépendance aux importations :**

Une plus grande transparence des données techniques pour réduire l'asymétrie d'information qui existe au bénéfice des distributeurs.

Dans tous les cas, des mesures concrètes devraient être prises pour :

- 1) réduire la dépendance du Québec aux importations de GSR; et
- 2) diminuer, autant que possible, les exportations de GSR produit au Québec afin qu'il soit plutôt injecté dans le réseau québécois.

D) **Incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif :**

Développer et soutenir des solutions de biogaz et de GNR hors réseau (ou en microréseaux) pour réduire le coût d'investissement.

E) Les mécanismes de valorisation des attributs du GSR

- 1) Favoriser les investissements pour l'utilisation du biogaz de façon décentralisée. Cette mesure permet réduire l'utilisation du réseau gazier pour le transport de grands volumes ou celui sur de grandes distances.
- 2) Élaborer des outils réglementaires qui permettront aux petits et moyens producteurs agroalimentaires de convertir leur biomasse (notamment les fumiers, résidus forestiers et autres) en biogaz pour utilisation locale.

2. Introduction

Le 14 juillet 2026, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (« **MEIE** ») a fait part à la Régie de l'énergie (« **Régie** ») de ses préoccupations quant aux défis du développement de la filière du gaz de source renouvelable (« **GSR** ») au Québec¹. Parmi les principaux enjeux, le ministre a relevé le prix croissant des frais de socialisation, la stagnation de la demande volontaire de GSR et la dépendance de la filière à l'égard des contrats d'approvisionnement à l'étranger. En raison de ces préoccupations, il a demandé à la Régie de proposer des modalités *réglementaires*, *tarifaires* et *contractuelles* qui pourraient être mises en place pour « réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR produit au Québec. Cela, dans l'objectif d'accroître notre sécurité et autonomie énergétique, ainsi que pour favoriser une transition énergétique efficiente, équitable et conforme aux objectifs climatiques du Québec »².

¹ B-0001.

² Id.

2.1. Survol sur la filière gazière au Québec

Le Québec compte une population de 9 millions d'habitants en 2026³, répartis sur un territoire de 1,7 million de km², lesquels ont consommé 496 TWh d'énergie totale en 2022, dont 48 % provenaient de sources d'énergie non fossiles⁴. Le Québec importe du pétrole et du gaz naturel du Canada et des États-Unis et son bouquet électrique repose à 99,6 % sur des sources d'énergie renouvelable, notamment l'hydroélectricité (93%). Le Québec importe plus d'électricité (38 TWh) qu'il en exporte (15 TWh)⁵. Le gaz de source renouvelable représentait 0,2 % du total en 2024, dont une grande partie provient de l'extérieur du Québec⁶.

Le droit exclusif de distribution du gaz naturel au Québec est octroyé pour une période maximale de 30 ans au cours de laquelle le distributeur est assujéti à la juridiction de la Régie dans la mesure prévue par la loi⁷.

À son tour, la Régie exerce son mandat dans le respect des orientations et en vue de l'atteinte des objectifs et des cibles du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 (« **PGIRE** ») et des autres politiques ou plans énergétiques approuvés par le gouvernement⁸.

De nos jours, la filière de distribution de gaz naturel au Québec est largement dominée par Énergir, qui distribue environ 97 % du gaz naturel à plus de 211 000 clients le long d'un réseau qui s'étend sur plus de 11 000 km au Québec⁹. Les 3 % restants de la filière de distribution sont réservés à Enbridge Gaz Québec (anciennement Gazifère),

³ Institut de la statistique du Québec, (2026) : « Population et composantes de l'accroissement démographique, par trimestre, Québec, 2001-2026 », <https://statistique.quebec.ca/fr/produit/tableau/population-composantes-accroissement-demographique-trimestre-quebec>, consulté en ligne le 17 août 2026.

⁴ Québec, MÉIE, « Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 – Notre plan pour l'avenir énergétique du Québec », 2026, p. 13.

⁵ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « État de l'énergie au Québec 2026 », HEC Montréal, Montréal, 2026, p. 17.

⁶ Id.

⁷ Loi sur la Régie de l'énergie, c. R-6.01, art. 63 et suivants.

⁸ Id., art. 5. Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) du Québec 2026-2050, p 8.

⁹ Site web d'Énergir : « Distribution de gaz naturel », <https://energir.com/fr/a-propos/nos-energies/gaz-naturel/gaz-naturel>, consulté le 16 septembre 2026.

qui exploite 1 000 km de réseau gazier et dessert actuellement 45 000 clients en Outaouais, notamment dans la ville de Gatineau et la municipalité de Chelsea¹⁰. Pour l'un et l'autre des distributeurs, le gaz est principalement importé au Québec via le réseau de transport de TC Énergie et parcourt ensuite les réseaux de distribution d'Énergir et Enbridge pour se rendre jusqu'aux consommateurs (Figure 1).

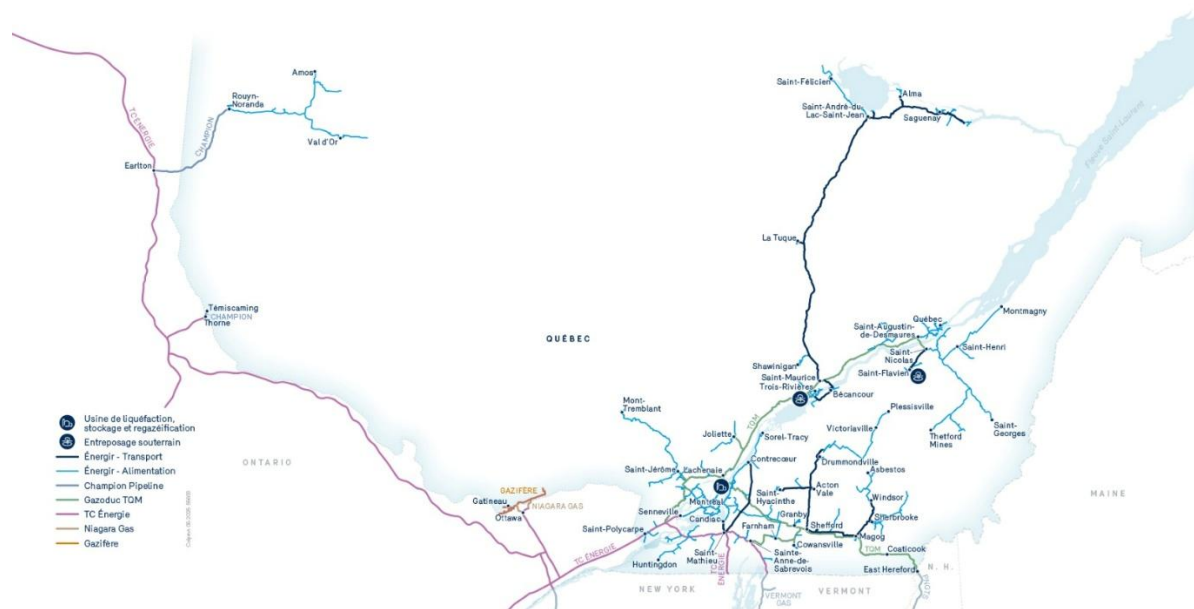


Figure 1 : Réseau gazier au Québec

Au Québec, la disponibilité du gaz naturel en 2024 était de 416 PJ (115,6 TWh), dont 0,2% constituée de GSR¹¹.

Selon les prévisions des distributeurs, les achats de GSR pour les prochaines années sont illustrés ci-dessous (Figure 2):

¹⁰ Site web d'Enbridge Gaz Québec : « À propos de Enbridge Gaz Québec », <https://enbridgegaz.com/a-propos/>, consulté le 16 septembre 2026.

¹¹ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « État de l'énergie au Québec 2026 », *op. cit.*, p. 7.

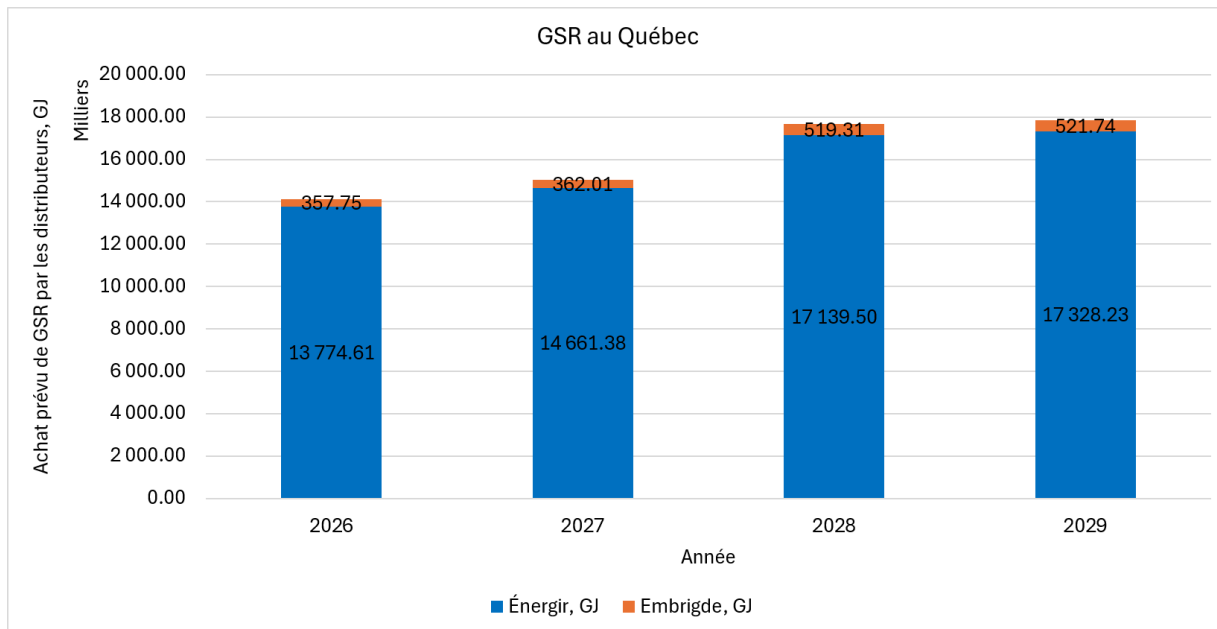


Figure 2 : Prévisions des achats de GSR selon les distributeurs

2.1.1.Aspects conceptuels

L'industrie gazière en réseau est considérée comme un exemple classique de structure de monopole naturel, où les coûts fixes sont élevés et les coûts marginaux de production sont faibles. Dans un monopole classique, « une entreprise qui détient un monopole réduira sa production et élèvera son prix au-delà de son coût marginal de production pour maximiser son profit. D'un point de vue global, cela n'est pas satisfaisant car les consommateurs achètent moins de biens que s'ils étaient vendus sur une base concurrentielle »¹².

À ce propos, un organisme régulateur doit surveiller les activités du producteur et fixer le prix à un niveau acceptable. « Idéalement, le régulateur devrait fixer le prix au coût marginal de l'entreprise monopoliste »¹³. Notamment, déterminer cette valeur est

¹² Daniel Kirschen and Goran Strbac, « Fundamentals of Power System Economics », 2004 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-470-84572-4, p. 43

¹³ Id.

difficile parce qu'il existe une asymétrie d'information : « le régulateur n'a pas accès à la même quantité d'informations que celui qui détient le monopole »¹⁴.

Dans un monopole naturel, les coûts fixes sont élevés et les économies d'échelle importantes. Dans ce contexte, si le régulateur imposait une tarification au coût marginal en tout temps, le prix pourrait être inférieur au coût moyen de production dans certains cas. L'entreprise risquerait alors d'opérer en dessous du seuil de rentabilité¹⁵.

Ainsi le défi du régulateur est de permettre au monopoliste naturel de générer une rentabilité raisonnable qui ne serait pas induite pour les consommateurs, et ce, malgré la présence d'une asymétrie d'information.

L'encadrement réglementaire pour ce faire relève, à plusieurs égards, des compétences fédérale et provinciale. Pour mieux comprendre le cadre dans lequel est distribué le gaz au Canada et au Québec, quelques concepts méritent d'être réitérés :

Au niveau technique, la Régie de l'énergie du Canada subdivise le système de réseau gazier en quatre niveaux¹⁶ :

a) **Canalisations de collecte.** Elles servent à acheminer le gaz du puits de production jusqu'aux installations de traitement;

b) **Canalisations d'amenée.** Elles permettent l'acheminement du gaz depuis les installations de traitement jusqu'aux pipelines de transport;

c) **Canalisations de transport.** Elles constituent l'épine dorsale du réseau permettant d'acheminer le gaz vers les marchés, souvent au-delà des frontières provinciales ou internationales;

d) **Canalisations de distribution.** Elles font le lien entre les canalisations de transport et les lieux de consommation, tel que les résidences, les entreprises et les industries. Ce sont habituellement les **organismes provinciaux** qui les réglementent.

¹⁴ Id.

¹⁵ Id.

¹⁶ Régie de l'Énergie du Canada, « Réseau de gazoducs », <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/installations-reglementees-par-la-regie/reseau-pipelinier-du-canada/2021/reseau-de-gazoducs.html?=&wbdisable=true>, consulté le 16 septembre 2026.

Au niveau juridictionnel, la juridiction sur le réseau est traitée par la loi de la Régie de l'Énergie du Canada¹⁷, où trois types de lignes y sont définies : lignes intraprovinciales (exclusivité d'un territoire provincial), lignes interprovinciales et lignes internationales. Le service de gaz dans les lignes intraprovinciales du Québec est du ressort de la Régie.

En particulier, au Québec, un concept similaire de division conceptuelle du réseau est présenté par Énergir¹⁸ :

- 1) Le réseau gazier de **transmission** : Ce réseau couvre de très grandes distances. Il est constitué de canalisations d'acier, d'un diamètre souvent important, et il transporte du gaz naturel à haute pression.

Le gaz naturel fossile arrive au Québec par la Canalisation Principale Canadienne, un gazoduc de transport de 14 082 km qui appartient à TC Énergie et qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'est du Canada¹⁹.

Le Gazoduc Trans Québec et Maritimes (Gazoduc TQM) est la principale canalisation de transport au Québec. Il est en exploitation depuis 1982 et est détenu à parts égales par Énergir et TC Énergie. Il couvre 649 km à partir de Saint-Lazare (QC) et comprend 37 points de livraison et quatre stations de compression²⁰. Il est relié à deux sites de stockage et à deux points de réception de gaz naturel renouvelable et sert la grande majorité du réseau de distribution du Québec.

- 2) Le réseau gazier de **distribution** au Québec. Il emprunte différents conduits enfouis dans le sol, la plupart du temps dans l'emprise publique pour

¹⁷ Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, (L.C. 2019, ch. 28, art. 10), art. 244-295.

¹⁸ Énergir, « Guide d'intervention - En présence du gaz naturel de réseau », https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Publications/Guide-intervention-gaz-naturel.pdf, p 5, consulté en ligne le 16 septembre 2026.

¹⁹ TC Énergie, « Canadian mainline », <https://www.tcenergie.com/operations/natural-gas/canadian-mainline>, consulté en ligne le 24 août 2026.

²⁰ TC Énergie, « Gazoduc Trans Québec et Maritimes (Gazoduc TQM) », <https://www.tcenergie.com/operations/natural-gas/trans-quebec--maritimes-pipeline-tqm>, consulté en ligne le 22 août 2026. Voir également : <https://www.gazoductqm.com/fr/a-propos/>.

raccorder les maisons, les commerces et les industries. Le gaz naturel est acheminé à l'aide de deux types de conduites :

- a. Alimentation (pression moyenne);
- b. Distribution (pression peu élevée).

Le Tableau 1 résume les informations techniques sur le réseau gazier québécois.

Tableau 1 : Système du réseau gazier canado-québécois^{21 22}

	Diamètre, mm (po)	Pression, kPa (lb/po2)	Classe de pression	Matériel	Juridiction réglementaire
Transmission (transport)	60,3-508 (2-20)	4 740 à 9 928 (687 à 1 440)	Haute pression	Acier	Fédérale (Régie de l'Énergie du Canada)
Alimentation	26,7 à 762 (¾ à 30)	1 000 à 2 400 (145 à 420)	Pression moyenne	Principalement acier (rarement en aluminium)	Provinciale (Régie de l'Énergie du Québec)
Distribution	26,7 à 406,4 mm (¾ à 16 po)	70 à 700 (10 à 102)	Pression peu élevée	Acier; polyéthylène	Provinciale (Régie de l'Énergie du Québec)

La notion de gaz de source renouvelable a évolué au fil des années. À cet égard, il suffit toutefois de rappeler ce qui suit.

Biogaz : gaz produit par la décomposition de matières organiques en l'absence d'oxygène, comme dans les lieux d'enfouissement ou dans les digesteurs anaérobies agricoles, industriels ou municipaux. Il est principalement composé de méthane (soit 35 à 70% de CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂)²³.

²¹ Énergir, 2025 « Guide d'intervention - En présence du gaz naturel de réseau ». Disponible en https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Publications/Guide-intervention-gaz-naturel.pdf. Consulté le 20 septembre 2026

²² Régie de l'Énergie du Canada, Réseau de gazoducs, <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/installations-reglementees-par-la-regie/reseau-pipelinier-du-canada/2021/reseau-de-gazoducs.html>. Consulté le 20 septembre 2026

²³ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « Gaz naturel renouvelable au Québec : quelles options pour accélérer son déploiement au service de la transition énergétique et la décarbonation ? », HEC Montréal, Montréal, 2024 p.2

Gaz naturel renouvelable (« GNR ») : Il s'agit de biogaz purifié pour obtenir un gaz de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier, soit un gaz avec une forte concentration de méthane (>98 %)²⁴.

Le règlement **concernant le gaz de source renouvelable**²⁵ introduit le nouveau concept de « **GSR** »²⁶, plus vaste, qui englobe le biogaz, le GNR ainsi que l'hydrogène produit à partir de matière organique, de l'électrolyse ainsi que les sous-produits des procédés qui utilisent de l'énergie renouvelable (gaz de synthèse).

Dans le présent mémoire, le terme GSR sera utilisé, sachant que le gaz utilisé dans les réseaux québécois doit respecter les propriétés techniques et les spécifications sur la qualité du gaz naturel. Le concept de **biogaz** sera utilisé pour le gaz non purifié et celui de **GNR** pour le gaz de source renouvelable destiné au réseau selon Whitmore et Pineau²⁷.

2.1.2. Prémisses de travail

Conformément à l'avis public du 5 août dernier dans le dossier mentionné en objet, le présent mémoire du RNCREQ se penche sur les sujets soulevés par le ministre, à savoir :

1. La progression optimale et prévisible des exigences de distribution de GSR minimalement d'ici 2035, selon différents scénarios et leurs impacts estimés sur les tarifs, les différentes catégories de consommateurs ainsi que sur le développement de la filière québécoise de production de GSR. Ces cibles devront également respecter la capacité de payer des consommateurs et préserver la compétitivité des entreprises;

²⁴ Id.

²⁵ *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, R-6.01, r. 3.01.

²⁶ En 2022, la réglementation a été actualisée afin d'élargir le concept de GNR à celui de gaz de source renouvelable (GSR), afin d'y inclure l'hydrogène vert et les gaz de synthèse renouvelable (ex., méthane synthétique) qui peuvent être mélangés au gaz naturel sans modifier ses propriétés

²⁷ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « Gaz naturel renouvelable au Québec : quelles options pour accélérer son déploiement au service de la transition énergétique et la décarbonation ? », HEC Montréal, Montréal, 2024 p.2

2. Les mécanismes à mettre en place afin de réduire au maximum, voire éliminer, les frais de socialisation et les chocs tarifaires et répartir équitablement leur impact entre les consommateurs et les différentes catégories de consommateurs;
3. La réduction de la dépendance aux importations de GSR en examinant les options possibles liées aux volumes déjà contractés;
4. La recherche d'incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif et à moindre coût qui s'arrime avec les besoins des consommateurs;
5. Les mécanismes de valorisation optimale des attributs GSR, notamment les unités de conformité au Règlement sur les combustibles propres (DORS/2022-140), et pour réduire les obligations prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1), aux bénéfices des consommateurs et des distributeurs.

La méthodologie de ce mémoire reposera sur des analyses qualitatives et quantitatives de la filière aujourd'hui, ainsi que sur des analyses comparatives avec d'autres pays et cadres réglementaires, le tout afin de mieux connaître les diverses approches possibles pour favoriser la filière, sécuriser l'approvisionnement énergétique et soutenir la croissance économique. Le mémoire examinera entre autres le modèle de développement de la filière en Suède, vu les similitudes entre les deux pays et leurs besoins.

Comme c'est le cas au Québec, la Suède est un vaste pays nordique de 447,4 milliers de km² dont les besoins et le profil sont similaires. La Suède compte 10,6 millions d'habitants en 2026, sa consommation finale totale d'énergie s'élevait à 512,1 TWh en 2024, dont 48 % provenaient de sources non fossiles²⁸. La production d'hydroélectricité est d'environ 44% du bouquet électrique²⁹. Le pays est un vendeur net d'électricité (7%) intégré au réseau de transmission internationale et importe des

²⁸ Pour cette évaluation, l'énergie nucléaire n'a pas été considérée. Si elle devait être incluse comme énergie non fossile, le pourcentage des sources non fossiles du bouquet énergétique de la Suède serait alors de 75%.

²⁹ Statistics Sweden, « Electricity supply and use 2001–2024 (GWh) », <https://www.scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/energy/energy-supply-and-use/annual-energy-statistics-electricity-gas-and-district-heating/pong/tables-and-graphs/electricity-supply-and-use-20012024-gwh>, consulté le 22 août 2026.

carburants fossiles. Son voisin, la Norvège, est un grand producteur pétrolier, et le réseau gazier de la Suède ne couvre qu'une petite partie du pays³⁰.

Toutefois, les caractéristiques diffèrent en ce qui concerne la filière du GSR. La Suède a amorcé le développement de cette filière dès 1930 et compte aujourd'hui 330 usines de biogaz qui produisent 2,4 TWh d'énergie³¹, alors qu'en comparaison le Québec compte 36 fournisseurs³² et une offre estimée à 3,8 TWh pour l'année 2026-2027, dont seulement 0,634 TWh provenant de producteurs québécois³³, ce qui correspond à environ 16% de l'offre totale de GSR au Québec pour l'année 2026-2027.

Pour contribuer au développement de la filière québécoise du GSR et examiner les questions posées par le ministre, les sections suivantes présenteront des pistes et des suggestions pour soutenir l'avenir durable du Québec.

3. Points soulevés par la demande du MEIE

3.1. Construction de scénarios de moyen terme (2035) et leurs impacts tarifaires.

Le premier volet de la demande du MEIE porte notamment sur la construction de scénarios de moyen terme (2035) et leurs impacts tarifaires. Pour cette raison, il faut tout d'abord comprendre en quoi consiste cette construction de scénarios et quelles en sont les conséquences. La construction de scénarios et de statistiques énergétiques crédibles est une science complexe qui se développe constamment, surtout depuis la crise du pétrole de 1973³⁴. La construction de scénarios est faite à partir de modèles mathématiques et la modélisation doit permettre de prévoir les conséquences de

³⁰ L. Klackenborg, « Biomethane in Sweden – market overview and policies », Swedish Gas Association - Energigas Sverige, 2026.

³¹ Id.

³² R-4320-2025, B-0020, onglet « T5 UC Total », où sont inclus les contrats d'approvisionnement locaux et importés.

³³ R-4334-2026, B-0038, p. 1 (achats territoire : 59,5 Gm³ ; hors territoire : 304,0 Gm³ ; totale : 363,5 Gm³).

³⁴ N. Nation Unies, « Concepts et méthodes d'établissement des statistiques de l'énergie et notamment des comptes et bilans énergétiques : rapport technique, » Nation Unies, New York, 1983.

l'augmentation séquentielle des incertitudes à mesure que les décisions sont prises³⁵. Autrement dit, le choix d'une prémisse (par exemple développer la filière GSR) implique une séquence d'événements qui doivent être pris en considération pour bâtir les scénarios. De même, choisir une prémisse peut impliquer d'ignorer les autres (par exemple, choisir de développer la filière GSR au lieu de la filière du charbon).

Le concept de construction de scénarios est issu de la discipline de la planification énergétique, notamment de la planification intégrée. Étant donné que les ressources ne sont pas infinies, le choix d'une source d'approvisionnement aura fort probablement une incidence sur l'utilisation d'une autre source.

Ce concept est notamment défini ainsi par la Commission européenne : « *L'intégration du système énergétique – à savoir la planification et le fonctionnement coordonnés du système énergétique "comme un tout", tous vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation confondus – constitue la voie à suivre pour permettre une décarbonation efficace, abordable et en profondeur de l'économie européenne* »³⁶.

En effet, le concept est important pour comprendre un aspect essentiel de la planification énergétique :

1) Le développement d'une filière dans un système énergétique d'un pays ou d'une région filière aura une toujours conséquence sur les autres filières.

Ensuite, un deuxième concept ressort des travaux de la Commission européenne : « *La baisse des coûts des technologies liées aux énergies renouvelables, l'évolution du marché, l'innovation rapide en ce qui concerne les systèmes de stockage et les véhicules électriques ainsi que la numérisation sont autant de facteurs qui conduisent naturellement à une intégration accrue du système énergétique en Europe* »³⁷.

Cela dit, il ne faut pas perdre de vue que :

³⁵ J. N. Swisher, G. d. M. Jannuzzi et R. Y. Redlinger, « "Tools and methods for integrated resource planning", » UNEP - United Nations Environment Programme, Roskilde, Denmark, 1997.

³⁶ Commission Européenne, « Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat: une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique, » Bruxelles, 2020.

³⁷ Id.

2) La transition énergétique doit aussi viser à rendre les énergies renouvelables abordables, fiables et à faible empreinte carbone.

La modélisation d'une filière qui se développe en réseau dépend notamment de son intégration au système énergétique dont elle fait partie. Cette intégration se fera à partir de modèles d'intégration. Ces modèles permettent de comptabiliser les sources et les puits d'émissions de gaz à effet de serre (GES) des secteurs énergétique et non énergétique³⁸. Des logiciels comme TIMES³⁹ ou LEAP⁴⁰ sont utilisés pour fournir aux décideurs des informations de planification afin d'évaluer les tendances futures des secteurs de l'énergie⁴¹. Sur le plan de l'ingénierie, le calcul des capacités de distribution en réseau gazier et son expansion utilise des plateformes de modélisation technique telles que des simulateurs de procédés (Aspen, Pipeline Studio)⁴².

Les tarifs pour rendre attractif le GSR dépendent finalement du potentiel de marché, lequel est évalué dans un contexte plus large. Le manuel de Planification intégrée de ressources des nations unies⁴³ indique quatre types de scénarios selon des potentiels décroissants: le scénario du potentiel théorique (potentiel total), le scénario du potentiel technique, celui du potentiel économique et finalement le scénario du potentiel de marché.

Le scénario du potentiel théorique est limité par les contraintes thermodynamiques et les rendements qu'il est possible d'atteindre. Ce potentiel est le plus large possible, mais il n'est pas réaliste parce que toutes les transformations réelles comportent des pertes d'efficacité.

³⁸ C. Heaps, «LEAP : Plateforme d'analyse des faibles émissions,» Stockholm Environment Institute, 03 [Version du logiciel] 07 2026. [En ligne]. Available: <https://leap.sei.org>. [Accès le 17 08 2026].

³⁹ S. G. d. C. Simoes, W. Nijs, P. Ruiz Castello, S. A., P. Radu Bolat, C. Thiel et E. Peteves, «The JRC-EU-TIMES model - Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies,» *JRC Publications*, p. JRC85804, 2014.

⁴⁰ C. Heaps, «LEAP : Plateforme d'analyse des faibles émissions,», *op. cit.*

⁴¹ I. Keppo et M. Strubegger, «Short term decisions for long term problems – The effect of foresight on model based energy systems analysis,» *Energy*, n°135, p. 2033–2042, 2010.

⁴² R. M. d. Santos et A. Szklo, «Planning natural gas networks and storage in emerging countries – an application to Brazil,» *Energy & Environment*, vol. 33 (7), p. 1245–1264, 2022.

⁴³ J. N. Swisher et Als, « Tools and methods for integrated resource planning », *op. cit.*

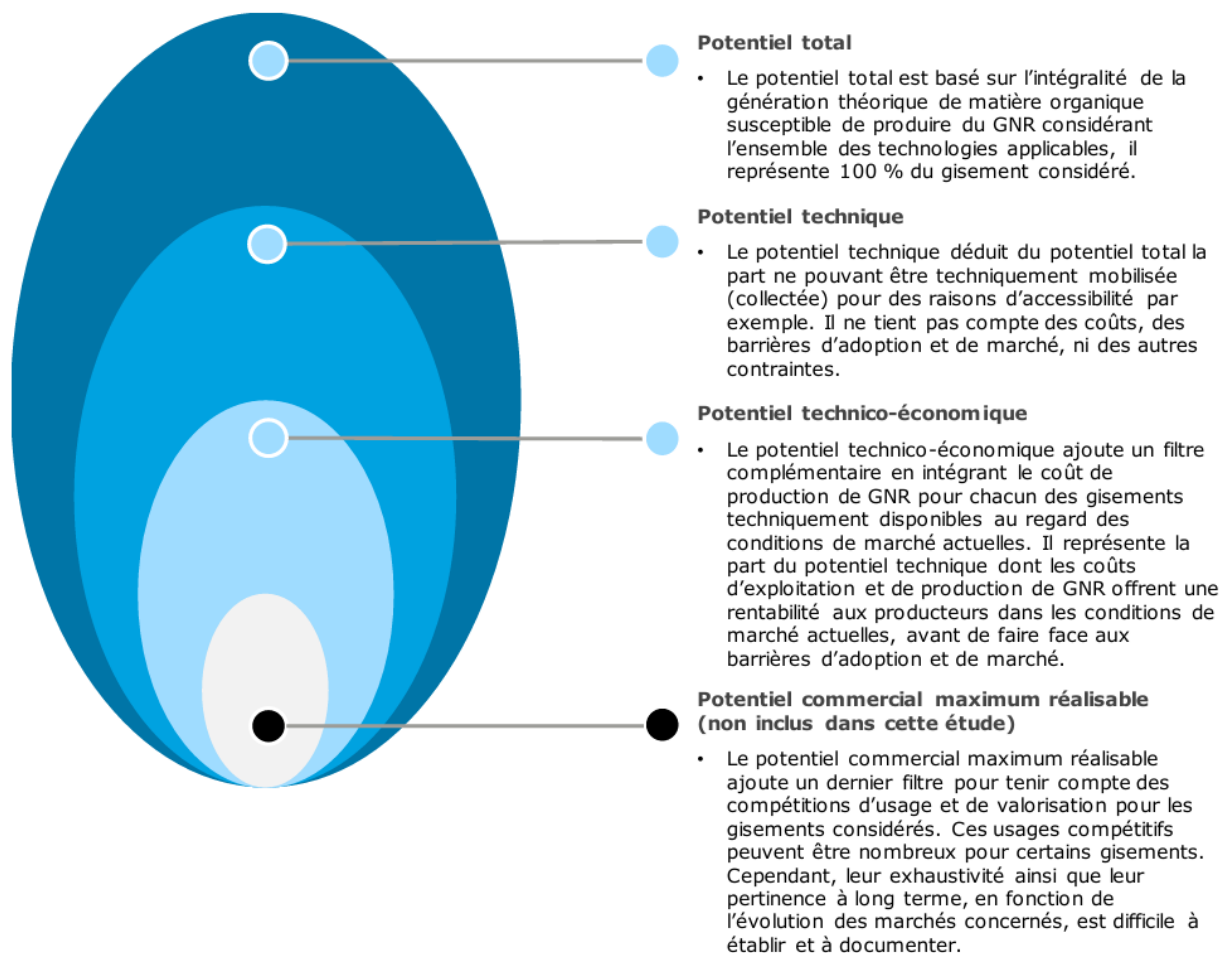
Le scénario du potentiel technique considère toutes les améliorations technologiques possibles qui pourraient amener les technologies actuelles aussi près que possible du potentiel théorique, tel que limité par les lois de la thermodynamique. Ce scénario ne considère cependant pas les restrictions économiques, telles que les coûts de mise en œuvre des technologies ou la faisabilité d'installation des systèmes.

Le scénario du potentiel économique considère les restrictions de faisabilité ci-avant mentionnées. Il est donc plus restrictif que le scénario du potentiel technique puisqu'il ne prend en considération que les améliorations techniques faisables.

Finalement, **le scénario du potentiel de marché**. Ce scénario prend en compte notamment le fait que les consommateurs n'accepteraient pas nécessairement les changements proposés. Par exemple, certains consommateurs pourraient choisir de ne pas s'approvisionner en GSR pour des raisons autres que la faisabilité du projet. Ces raisons pourraient inclure la nécessité de remplacer une installation déjà en fonctionnement par une nouvelle ou celle de maintenir des contrats existants, ou encore en raison de convictions personnelles différentes.

Ces concepts sont largement appliqués dans les études de planification énergétique, incluant celles d'Énergir⁴⁴, qui les a résumés dans la figure ci-dessous adaptée au GSR (Figure 3) :

⁴⁴ Deloitte; WSP; Énergir, «Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030),» Énergir, Québec, 2018.

Figure 3: Construction de scénarios et potentiels⁴⁵

Ainsi, plus la connaissance du marché est approfondie, plus grande est la capacité de bâtir un scénario fiable, quoique sa portée diminuera d'autant. De plus, la demande économique est celle qui présente un réel intérêt, puisque c'est elle qui rend possible les investissements. Pour cette raison, au Québec il existe une asymétrie d'information, puisque le distributeur détient normalement beaucoup plus d'informations sur le marché que les autres parties prenantes.

⁴⁵ WSP Canada Inc., Deloitte et Énergir, 2018. « Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030) » p.2.

Bâtir des scénarios est une tâche ambitieuse, mais lorsqu'elle est menée de façon technique et indépendante, elle peut aider le décideur à planifier non seulement les chances concrètes d'une filière (comme celle du GSR, par exemple) à faire face à ses principaux concurrents, soit le gaz naturel fossile et l'électrification, mais aussi l'avenir énergétique québécois.

Plusieurs institutions dans le monde utilisent la planification intégrée pour orienter leurs politiques, notamment en Europe, où les pays membres de l'UE ont convenu de soumettre leurs plans nationaux intégrés de l'énergie et du climat (PNÉC). Le premier plan a été livré en 2019 pour la période 2021-2030 et le dernier mis à jour en 2024. Chaque pays doit également soumettre un rapport d'avancement tous les deux ans, selon la structure, le format, les détails techniques et le processus défini dans le Règlement d'application⁴⁶.

Notamment, la Suède est l'un des centres européens de développement de la planification intégrée. En particulier, l'Institut de l'environnement de Stockholm (SEI) est le développeur du logiciel de modélisation et planification énergétique LEAP, adopté par des milliers d'organisations dans plus de 200 pays à travers le monde, y compris des agences gouvernementales, des organisations universitaires, des ONG, des sociétés de conseil et des services publics d'énergie⁴⁷.

Par exemple, le prestigieux « *World Energy Outlook* »⁴⁸ de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) présente trois scénarios chaque année, lesquels sont fondés sur l'information obtenue des diverses agences gouvernementales. On y retrouve notamment : le scénario des politiques actuelles, celui des engagements annoncés et celui des nouvelles politiques d'implication vers la transition énergétique. Dans tous ces scénarios, la planification de la filière de GSR est analysée conjointement avec les autres filières. À cet égard, la construction de scénario dépend de certains facteurs initiaux :

⁴⁶ Union Européenne, « National energy and climate plans », https://energy.ec.europa.eu/strategy/energy-union/national-energy-and-climate-plans_en, consulté le 17 août 2026.

⁴⁷ C. Heaps, « LEAP : Plateforme d'analyse des faibles émissions », *op. cit.*

⁴⁸ IEA, « World Energy Outlook 2025 », IEA Publications, Paris, 2025.

- 1) Demande d'énergie, investissements, innovation technologique et facteurs d'émissions;
- 2) Contexte microéconomique et géopolitique;
- 3) Développement de politiques énergétiques;

Selon ces différents contextes, les données démographiques, de prix de marché et de coûts des technologies sont considérées pour finalement bâtir des scénarios en conséquence.

De cette façon, il est pertinent et nécessaire de bâtir des scénarios pour bien apprécier le rôle de la filière GSR dans l'avenir énergétique québécois. Toutefois, il est également important noter que les scénarios découlent des prémisses retenues initialement.

Par exemple, si une prémisse de départ est de préserver la compétitivité des entreprises, il faut partir des coûts réels pour déterminer le tarif final. Cependant, cette valeur ne sera pas nécessairement acceptable pour les consommateurs. Leur choix se portera naturellement sur les produits plus abordables. Le scénario présentera l'écart entre la capacité de production et la capacité de paiement. En revanche, si le but du scénario est de respecter la capacité de payer des consommateurs, et que l'on s'appuie sur un tarif fixe abordable, les coûts de production subiront les effets de cette restriction. Dans ce cas, les producteurs devront alors compter sur des subventions (ou autres politiques similaires) pour compenser la restriction tarifaire.

Ainsi, il est fort probable qu'investir dans le développement d'une nouvelle filière implique une augmentation des coûts pour les producteurs ou pour les consommateurs ou pour le gouvernement.

Dans plusieurs pays la planification énergétique relève d'une institution gouvernementale spécifique. Par exemple, en Suède l'Agence suédoise de l'énergie (*Energimyndigheten*) est responsable du travail de planification et construction de scénarios. Le rôle de régulation des marchés de l'électricité, du gaz et du chauffage urbain, ainsi que la surveillance des marchés, relèvent de l'Inspection des marchés de l'énergie (EI).

En Suède, l'agence de l'Énergie est autonome pour bâtir les scénarios sans subir de pressions sectorielles ou autre: « Le gouvernement, en d'autres termes, dispose d'une marge de manœuvre assez importante pour orienter les opérations des agences gouvernementales. Cependant, il n'a aucun pouvoir d'intervenir dans les décisions d'une agence sur des questions spécifiques relatives à l'application de la loi ou à l'exercice dû de son autorité »⁴⁹. Aux États-Unis, l'EIA (US. *Energy Information Administration*), institution dédiée à la planification énergétique depuis 1974⁵⁰ a publié le « *Annual Energy Outlook 2026* » avec sept cas (scénarios) différents pour illustrer les incertitudes⁵¹. Cette approche n'est pas spécifique aux pays de l'Europe ou aux États-Unis. Au Brésil, l'Entreprise de Recherche Énergétique⁵² est responsable de la planification énergétique depuis 2004, et la régulation du secteur énergétique a été divisée entre deux agences indépendantes : l'Agence national du pétrole et biocarburants⁵³ et l'Agence national de l'énergie électrique⁵⁴.

Au Québec, le secteur énergétique est réglementé par la *Loi sur la Régie de l'Énergie* (« **LRÉ** »). La Régie a pour mission de « surveiller le secteur énergétique québécois et d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs situés au Québec et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle a également pour mission d'informer les consommateurs »⁵⁵. Lorsqu'elle tient des audiences publiques, la Régie offre à la société la possibilité de participer aux enjeux qui y sont abordés, dont notamment les

⁴⁹ Suède, « Public agencies and how they are governed », <https://www.government.se/how-sweden-is-governed/public-agencies-and-how-they-are-governed>, consulté en ligne le 19 août 2026.

⁵⁰ L'institution utilise la « Loi sur la liberté d'information », communément appelée FOIA, adoptée par le Congrès des É-U en 1966 pour donner au public américain un meilleur accès aux dossiers du gouvernement fédéral. Voir : https://www.eia.gov/about/legislative_timeline.php.

⁵¹ Energy Information Administration, « Annual Energy Outlook 2026 », https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/case_descriptions.php, consulté en ligne le 22 août 2026.

⁵² <https://www.epe.gov.br/en>.

⁵³ <https://www.gov.br/anp/en/access-information/what-is-anp/what-is-anp>

⁵⁴ https://www.gov.br/aneel/en?set_language=en

⁵⁵ LRÉ, art 5.

causes tarifaires et les dossiers portant sur les coûts d'exploitation des monopoles énergétiques, ou encore sur les questions qui lui sont posées par le gouvernement⁵⁶.

La planification est un rôle accordé au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MÉIE)⁵⁷, via l'élaboration du PGIRE.

Au Québec cependant, lorsque l'on se réfère au PGIRE, on y retrouve toutefois seulement qu'un scénario de base. Ce scénario de base s'appuie notamment sur les deux hypothèses suivantes ⁵⁸:

- Un degré d'adhésion important à long terme envers la transition énergétique au niveau mondial et une stabilisation de l'environnement économique et politique mondial;
- L'évolution du coût des technologies à long terme permettant de réaliser la transition énergétique;

Bien que ces hypothèses soient louables, nous doutons de leur caractère réaliste. Tout d'abord, une « adhésion importante à long terme envers la transition énergétique au niveau mondial » n'est pas quantifiée.

En particulier, les prémisses hors de la juridiction du gouvernement provincial manquent d'assises scientifiques pour les soutenir.

Par exemple, le PGIRE ne considère pas quel sera l'impact s'il n'y a pas d'adhésion importante à long terme envers la transition énergétique au niveau mondial, ou si le coût des technologies ne devient pas viable à l'horizon souhaité.

L'imposition de cibles à atteindre pour le marché et les consommateurs doit découler d'un effort de planification intégrée qui considère la compétitivité des autres filières, les efforts de subventions du gouvernement et le développement des filières au Québec.

⁵⁶ LRÉ, art 25.

⁵⁷ (L.Q. 2025, chapitre 24) Québec, MÉIE, « Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 – Notre plan pour l'avenir énergétique du Québec », 2026, p. 7

⁵⁸ MÉIE, « Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 – Notre plan pour l'avenir énergétique du Québec », *op. cit.*, p. 60.

Finalement, une planification centrée sur un seul secteur ne parvient généralement pas à trouver l'équilibre optimal entre efficacité économique et bien-être sociétal.

La Planification Énergétique et la réglementation au Québec sont centrées sur la participation de la société, notamment parmi les participations sur les audiences publiques convoquées par la Régie de l'énergie. Toutefois, on voit que les asymétries d'information demeurent assez importantes et que la Planification actuelle, voire le PGIRE, n'était capable de mesurer les risques à l'avenir de la transition énergétique, ni d'assurer le développement des filières parmi le scénario présenté.

De cette manière, nous sommes d'avis qu'il serait souhaitable d'avoir au Québec une plus grande séparation des rôles institutionnels qui définissent la planification énergétique.

De façon plus concrète, la construction des scénarios devrait :

- 1) Être intégrée aux projections des autres filières au Québec.
- 2) Comprendre au moins un scénario envisageant les défis auxquels la filière pourrait être confrontée, à l'instar de l'Agence internationale de l'énergie, qui en propose trois.
- 3) Tenir compte des tendances mondiales, particulièrement du contexte géopolitique actuel.

Pour cette raison, une révision du PGIRE nous semble essentielle. Un cadre réglementaire révisé devrait s'appuyer sur au moins deux scénarios additionnels permettant d'envisager les conséquences et les occasions de développement pour la filière de GSR au Québec. Ces scénarios additionnels ne devraient pas non plus s'appuyer exclusivement sur des hypothèses favorables, telles qu'une forte adhésion à la transition énergétique à l'échelle mondiale ou une stabilisation de l'environnement économique et politique international, mais considérer aussi les avenues qui sont défavorables.

Une telle planification intégrée devrait alors tenir compte d'hypothèses où sont envisagées des difficultés liées au développement technologique ou à l'augmentation

de la demande énergétique par un secteur (celui des centres de données, par exemple). Cela est particulièrement important dans un contexte international où les partenariats traditionnels, notamment entre le Canada et les États-Unis, sont remis en question⁵⁹ et de nouveaux sont envisagés (Canada-Union Européenne)⁶⁰.

3.2. Frais de socialisation

Le deuxième volet de la demande porte sur les frais de socialisation. En particulier : « [l]es mécanismes à mettre en place afin de réduire au maximum, voire éliminer, les frais de socialisation et les chocs tarifaires et répartir équitablement leur impact entre les consommateurs et les différentes catégories de consommateurs ».

Le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable* impose aux distributeurs de gaz d'acheter du GSR et de l'inclure dans leur portefeuille de vente à partir de 2020, selon des seuils progressifs atteignant 5 % en 2025 et 10 % en 2030⁶¹.

Dans la décision D-2021-158, la Régie permettait au distributeur de redéfinir « les besoins de sa clientèle en prévoyant désormais la socialisation des unités invendues de GNR en incluant l'atteinte des seuils prescrits au Règlement, dans la mesure où les besoins de sa clientèle volontaire seraient insuffisants pour les atteindre »⁶². Ainsi, les frais de socialisation étaient créés pour notamment répartir l'écart entre le coût du gaz renouvelable et celui du gaz de réseau. La façon pour ce faire était un tarif de « contribution au verdissement du réseau gazier » réparti au sein de la clientèle du gaz⁶³.

⁵⁹ <https://www.lapresse.ca/international/etats-unis/2026-08-23/conflit-commercial/l-administration-trump-met-le-canada-en-garde.php>

⁶⁰ https://www.lemonde.fr/international/article/2026/09/17/le-canada-accueille-favorablement-la-proposition-d-ursula-von-der-leyen-d-en-faire-un-membre-associe-de-l-union-europeenne_6776408_3210.html

⁶¹ Règlement concernant le gaz de source renouvelable, *op. cit.*, art. 1.

⁶² D-2021-158, par. 36.

⁶³ D-2021-158, par. 37.

En 2018, le distributeur Énergir a financé une étude pour connaître le potentiel techno-économique de production de GSR au Québec⁶⁴. Selon cette étude, le potentiel technico-économique du GSR en 2030 était de 144 millions de GJ, soit environ 3,8 milliards de mètres cubes de gaz⁶⁵. Dans ce rapport, le prix minimal de rachat du GSR (« **prix PM** ») pour rendre viable un projet de production était de 15 \$/GJ de GSR. Le coût d'opportunité considéré correspondait à l'approvisionnement du client en électricité à un coût moindre⁶⁶. Ainsi, si ce prix de GSR était plus grand que 15 \$/GJ, dans un marché concurrentiel, le choix du client aurait été de s'approvisionner en électricité.

Dans le présent mémoire, il est fait référence à cette étude pour comprendre l'évolution de la filière de GSR et bâtir une analyse de cas. Cependant, le coût d'opportunité auquel nous aurons recours sera de comparer le GSR au prix d'achat du gaz fossile (GNF).

Nous comparerons ainsi le choix d'un consommateur de gaz d'acheter une quantité de GSR équivalente au minimum prévu par règlement (et le reste en GNF pour ses besoins excédentaires) ou de ne s'approvisionner qu'en GNF à 100 %.

Tout d'abord, prenons du Tableau 2 (l. 14) le prix moyen d'achat de GSR pour l'année 2026-2027 de 96,95 ¢/m³ (25,25 \$/GJ), qui se trouve à être 10,25 \$/GJ de plus que le prix PM de 15 \$/GJ. Si l'on applique le taux moyen annuel sur la valeur de 15 \$/GJ, celui-ci atteint 18,4 \$/GJ, soit encore 6,85 \$/GJ de plus que le seuil nécessaire pour rendre viable un projet moyen de GSR.

En effet, du côté distribution, les cibles d'approvisionnement en GSR sont déjà atteintes par Énergir à l'horizon de 2029-2030 :

⁶⁴ Deloitte; WSP; Énergir, « Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030), » *op. cit.*

⁶⁵ Aux fins de calculs dans le présent mémoire, toutes les conversions de volume en énergie du GSR utiliseront le pouvoir calorifique de 37,89 MJ/m³ (0,03789 GJ/m³), tel qu'indiqué à la pièce B-0167, du dossier R-4334-2026, p 24.

⁶⁶ Deloitte; WSP; Énergir, « Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030) » *op. cit.*, p.4.

MÉIE - Demande d'avis à la Régie de l'énergie sur les modalités réglementaires qui pourraient être mises en place afin de réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR produit au Québec

Tableau 2: Plan d'approvisionnement de GSR⁶⁷

PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR - 2027 À 2030

	2026-2027		2027-2028		2028-2029		2029-2030	
Règlement	Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)		Volumes (10 ⁶ m ³)	
Volumes de base	6 107 726		6 109 148		6 083 857		6 079 908	
% Règlement	5,00%		5,00%		7,00%		7,00%	
Volumes exigibles	305 386		305 457		425 870		425 594	
Approvisionnement ¹	Nb de contrats	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de contrats	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de contrats	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de contrats	Volumes (10 ⁶ m ³)
Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz de réseau GSR en territoire approuvé ²	16	57 493	16	62 655	16	100 305	16	103 830
Gaz de réseau GSR en territoire non approuvé ³	3	-	6	-	9	-	12	-
Gaz de réseau GSR hors territoire approuvé ²	14	304 049	14	321 290	14	349 044	14	350 500
Gaz de réseau GSR hors territoire non approuvé ³	2	-	4	-	6	-	8	-
Total volumes	36	363 542	41	386 946	46	452 349	51	457 330
Coûts des contrats approuvés	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts	Nb de contrats	Coûts
Prix moyen (¢/m ³)	-	96,95	-	100,31	-	102,97	-	105,50
Coûts (000 \$)	30	350 525	30	385 152	30	462 700	30	479 308
Consommation de GSR	Nb de clients	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de clients	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de clients	Volumes (10 ⁶ m ³)	Nb de clients	Volumes (10 ⁶ m ³)
Achat direct territoire	1	2 000	1	3 000	1	3 000	1	3 000
Achat direct hors territoire	-	-	-	-	-	-	-	-
Volumes cédés	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz de réseau GSR - Achat volontaire	1 479	19 214	1 584	18 213	1 632	55 789	1 690	56 006
Autoconsommation de GSR par Énergir	65	4 865	53	5 200	53	5 600	53	6 100
Total volumes vendus hors branchements 100 % renouvelables (Montréal)	1 545	26 079	1 638	26 413	1 686	64 389	1 744	65 106
Volumes vendus branchements 100 % renouvelables (Montréal)	138	4 574	194	7 296	251	9 752	309	12 057
Total volumes vendus	1 683	30 653	1 832	33 708	1 937	74 141	2 053	77 163
Volumes vendus - Volumes exigibles	-	(274 733)	-	(271 749)	-	(351 729)	-	(348 430)

¹ Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3.

² Contrats d'achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-2024-113.

³ Contrats d'achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.

Toutefois, le volume maximal de gaz prévu dans la cause tarifaire 2026-2027 d'Énergir arrive en 2030 (0,457 milliards de m³, Tableau 2), soit 12% du potentiel technico-économique établi⁶⁸. Par ailleurs, on note une tendance à l'augmentation des volumes de GSR non vendu dans les prévisions de distribution, comme le démontre la preuve du dossier R-4320-2025⁶⁹. Ainsi, étant donné qu'il y a suffisamment de GSR offert sur le marché, la question que l'on doit se poser est : pourquoi alors la demande de GSR est-elle plus faible que l'offre disponible ?

D'autre part, pour atténuer l'effet des frais de socialisation, il faut aussi se demander quel est l'impact de ces frais sur l'intérêt du marché à s'approvisionner en GSR?

⁶⁷ R-3443-2026-B-0038, p.1

⁶⁸ Deloitte; WSP; Énergir, « Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030) » *op. cit.*

⁶⁹ B-0084, p.7, Tableau 1.

La Figure 4 utilise les données du dossier R-4334-2026⁷⁰ pour mettre à jour les informations sur les unités invendues dans le marché québécois⁷¹ :

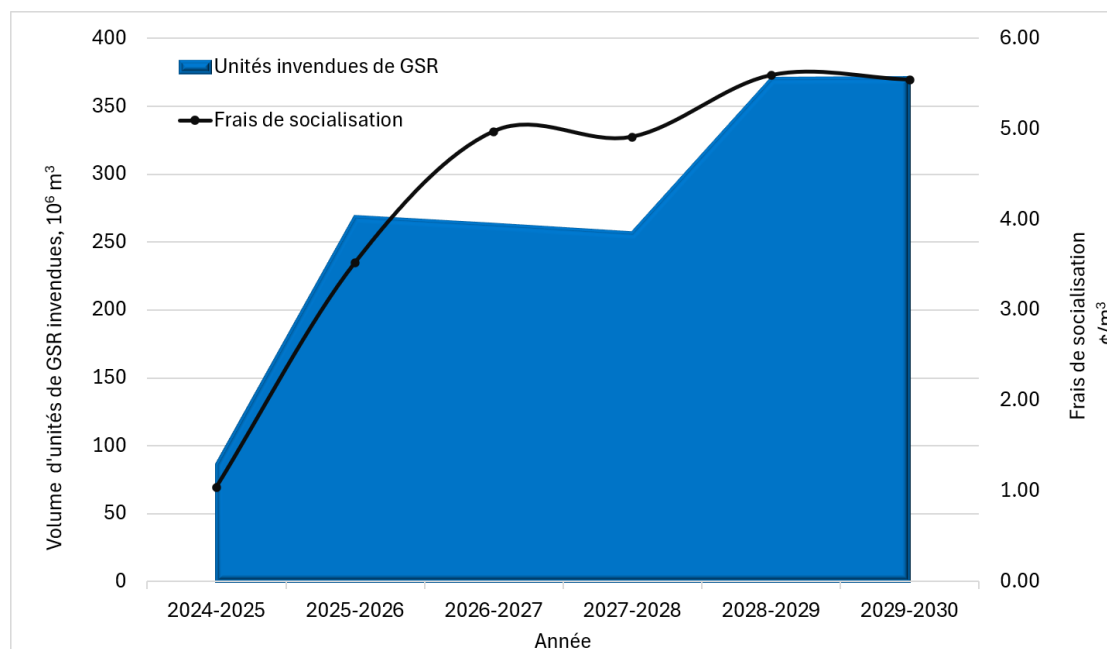


Figure 4 : Projection de volumes de GSR invendu et des frais de socialisation

Ce qu'on apprend de la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** est qu'il y a une tendance à la hausse des unités invendues de GSR ainsi qu'une augmentation des frais de socialisation. On doit alors se demander s'il existe un rapport de cause à effet entre les deux variables et, dans l'affirmative, quelle est la variable dominante dans ce rapport.

À ce propos, il est pertinent de comparer les projections de prix entre le GSR et le GNF. Prenons comme référence les hypothèses de coûts valides dans le dossier R-4334-2026 pour la valeur du prix d'achat du GNF :

Tableau 3 : Valeurs utilisées pour estimer les prix du GNF⁷²

Année	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Prix GNF, \$/GJ	4,88	4,50	4,59	4,71	4,64

⁷⁰ La valeur des frais de socialisation prévisionnelles sont ceux des tableaux 1 et 4 de la pièce B-0084, p. 7 et 17. Pour les années 2024 et 2025, les frais sont calculés sans le cavalier tarifaire. Après 2026-2027 le cavalier tarifaire utilisé est celui approuvé par la Régie.

⁷¹ La région d'Outaouais n'est pas incluse dans cette prévision.

⁷² R-4334-2026, B-0008, p. 7 ; R-4334-2026, B-0167 p. 37, 46, 48.

Frais de socialisation, \$/GJ	0,93	1,24	1,23	1,67	1,76
--------------------------------------	------	------	------	------	------

De même, on calcule le prix du GNF avant la distribution lorsqu'on ajoute au coût du GNF les frais de socialisation prévus (Tableau 3). Les valeurs de GSR sont tirées des projections du plan d'approvisionnement (Tableau 2).

Le résultat de cette analyse est résumé dans la Figure 5 ci-dessous.

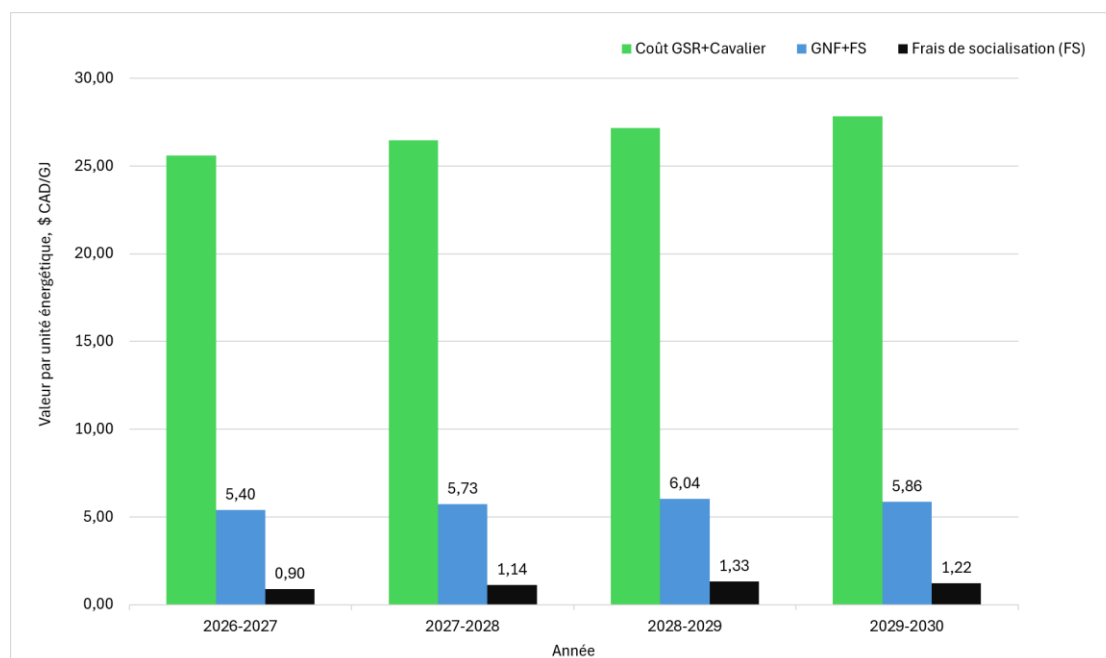


Figure 5 : Écart de prix entre le GSR et GNF⁷³ et les frais de socialisation, \$/GJ

Avec cette figure, on peut observer un grand écart entre les valeurs des frais payés pour obtenir du GNF et du GSR. Aussi, on y observe une tendance à la hausse des prix pour le GSR, ainsi que des frais de socialisation, ce qui n'est pas compatible avec l'idée du développement de la filière. Plus les prix du GSR sont élevés, moins la clientèle a un intérêt pour l'acheter. En effet, on observe que les frais de socialisation ajoutent entre 16 et 27 % à la valeur payée par le distributeur pour le GNF. En particulier,

⁷³ Au prix du GSF sont ajoutés les frais de socialisation et les frais de transport.

une partie de ces effets peut être attribuée au cavalier tarifaire, lequel ajoute de 20 à 40 % sur la valeur des frais de socialisation (Tableau 4):

Tableau 4 : Impact du cavalier sur les frais de socialisation

		2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030
Cavalier tarifaire	¢/m ³	0	1,349	1,271	1,192	1,11
Socialisation provisionnelle	¢/m ³	3,52	3,36	3,38	5,15	5,54
Effet du cavalier		0%	40%	38%	23%	20%

À première vue, l'écart entre la valeur du GSR et du GNF pourrait expliquer la raison d'un manque d'intérêt pour le GSR. Étant donné que les prix du GSR sont plus élevés que ceux du GNF, la tendance est qu'un agent économique rationnel refuserait la première option. Dans cette logique, moins le GNF est cher, moins grand est l'intérêt pour le GSR. Par conséquent, d'un point de vue exclusivement économique, il ne serait pas rationnel pour un client d'acheter du GSR à 100 %.

Toutefois, l'effet concret des frais de socialisation peut être compris au moyen d'une analyse sur la valeur finale d'achat d'un client. Prenons par exemple, un client qui achète 10 000 m³/jour de gaz⁷⁴, (3,65 millions de m³ en 365 jours) et qui n'a jamais acheté de GSR. Ce client doit choisir entre deux options : 1) il achète du GSR selon les seuils réglementaires; ou 2) il n'achète que du GNF jusqu'à 2030. Quel serait alors l'écart entre les deux options? Quel est le meilleur choix pour ce consommateur?

Trois cas seront analysés pour vérifier les impacts des frais de socialisation.

Le cas A, de base, fait une comparaison des coûts d'achat de gaz projetés dans ces deux options, où l'option d'acheter du GNF implique de payer les frais de socialisation et le cavalier tarifaire selon le règlement.

Dans le cas B, on part du cas A et on y inclut une politique de réduction de prix du GSR, telle que la comptabilisation des valeurs obtenues lors des ventes d'unités de conformité (UC) qui ont pour effet de réduire les tarifs du GSR.

⁷⁴ R-4334-2026, B-0167.

Finalement, dans **le cas C on compare** le profil d'achat de ces deux options s'il n'y avait pas de frais de socialisation ni de cavalier tarifaire. Autrement dit, il s'agirait du cas d'une libre concurrence entre le GSR et le GNF, mais en respectant les seuils réglementaires.

Cette analyse a pour objet de mieux comprendre les résultats des choix des politiques économiques sur le marché gazier, particulièrement deux types de politiques :

a) **Augmentation des coûts d'achat du gaz naturel fossile (GNF)** pour rendre le GSR plus compétitif (par exemple, instauration d'une taxe).

b) **Réduction des coûts de production du GSR** (politiques de subvention, création de valeur, allègements fiscaux aux producteurs, etc.).

Le résultat des cas sera la comparaison entre l'écart du montant dépensé par l'option 1 (le client qui achète une quantité égale au seuil réglementaire de GSR) et le montant dépensé dans l'option 2 (celui qui achète seulement du gaz fossile) dans chaque simulation. On appelle cet écart le coût d'opportunité.

À ce propos, la Figure 6 démontre le résultat obtenu à partir de la situation proposée pour le cas A :

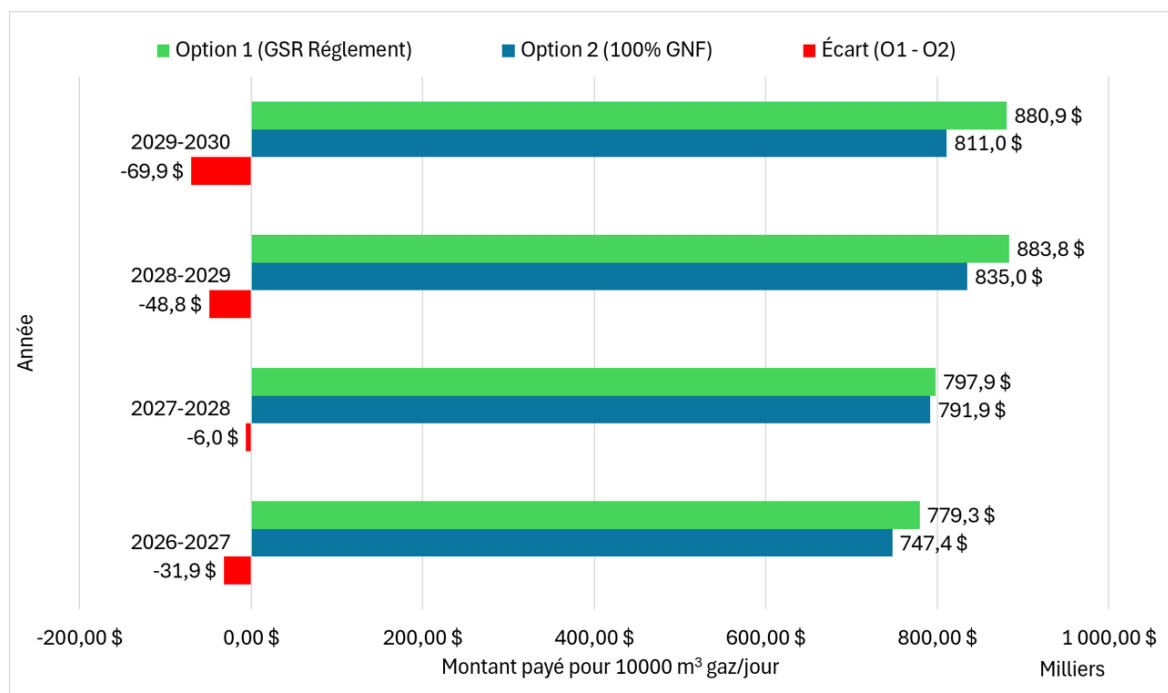


Figure 6: Cas A - comparaison des coûts d'achat de gaz par deux clients et l'effet des frais de socialisation

La figure montre que le coût d'opportunité pour l'option 1 (acheter du GSR selon les cibles réglementaires) est négatif. Ainsi, le choix d'acheter du GSR est moins avantageux que celui d'acheter du GNF et payer des frais de socialisation en conséquence.

Ensuite, le cas B. Pour bâtir une projection des effets des UC dans la même période, prenons comme hypothèse de base le « scénario 2 » d'Énergir pour les prochaines années⁷⁵. Ce « scénario 2 » a été mis à jour en fonction des informations de la cause tarifaire 2026-2027 d'Énergir⁷⁶ et ainsi calculer les escomptes possibles issue du solde de ventes des UC. Notamment pour l'année 2026-2027, le solde du « CER - Revenus RCP » a ainsi entraîné une réduction de 12,708 ¢/m³ sur le tarif du GSR, soit 13,107% du coût moyen d'achat du GSR pour la même période⁷⁷. Le résultat est observé dans le Tableau 5 :

⁷⁵ R-4320-2025, B-0017, p. 24.

⁷⁶ R-4334-2026, B-0158, p.4.

⁷⁷ B-0158, tableau 1, p.5

Tableau 5 : Projection de la valeur nette de vente d'UC

	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Solde du CFR des revenus RCP + Ventes Nettes des UCS (M\$)	-45.945 ^a	-110.183	-81.087	-129.5
Rendements capitalisés et impôts (M\$)	-1	-3.842	-2.825	-4.507
Total des volumes d'achats prévus (Mm³)	363.542	386.946	452.349	457.33
Valeur nette issue de la vente d'UC \$/m³	-0.1291	-0.2947	-0.1855	-0.2930

^a Valeur corrigée par le document B-0158 tableau 1, p. 5;

De cette façon, les valeurs nettes issues de la vente d'UC sont intégrées au calcul des prix du GSR et comparées selon le cas de base A pour bâtir un cas B. Le résultat est illustré dans la Figure 7.

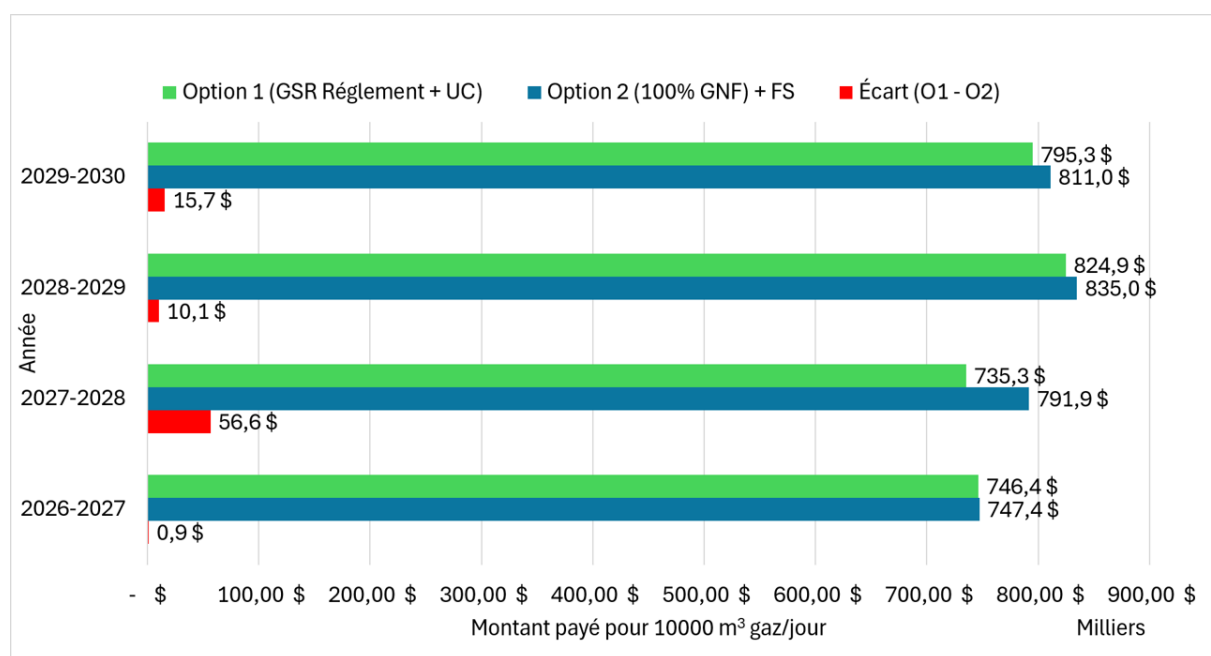


Figure 7 : Cas B - comparaison des coûts d'achat de gaz par deux clients avec l'effet des FS et des unités de conformité

Dans ce cas B, on observe qu'il est économiquement plus avantageux d'acheter la quantité de GSR minimale prévue par règlement que de n'acheter que du GNF et assumer les frais de socialisation qui en découle. Notons ici un écart de 0,1 à 8 % à partir de 2026, soit une valeur totale positive de 83,3 K\$ au total.

Ainsi, nous arrivons au cas C. La Figure 8 ci-dessous illustre que réduire les frais de socialisation aurait l'effet de rendre l'achat de GNF plus intéressant, et donc creuserait l'écart entre le prix du GSR et celui du GNF.

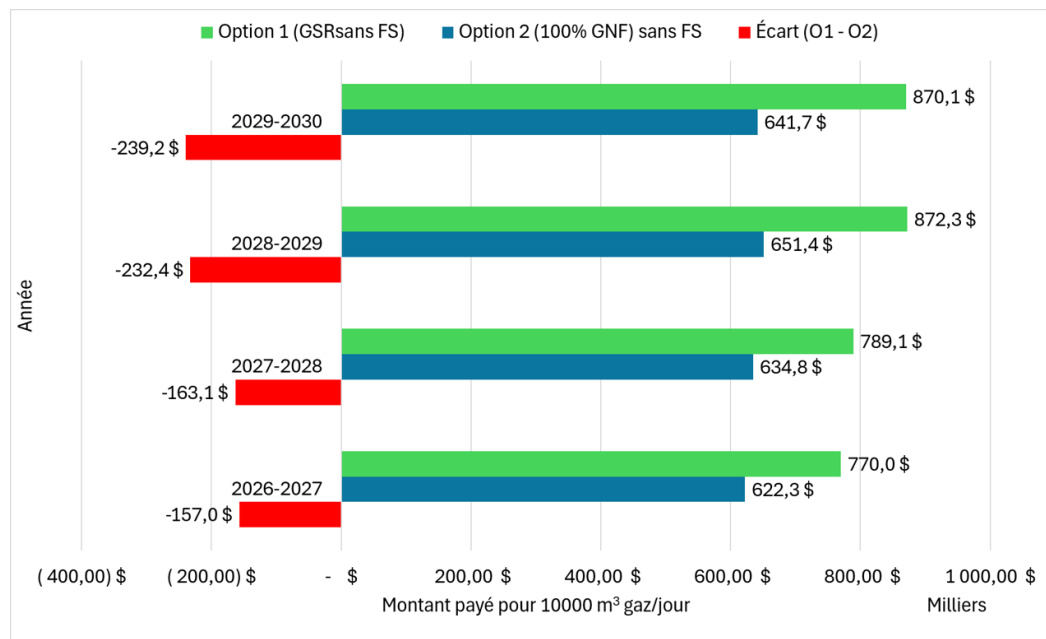


Figure 8: Cas C - comparaison des coûts d'achat de gaz par deux clients sans l'effet des frais de socialisation

De cette façon, on voit du cas C que la réduction des frais de socialisation réduit le coût global du GNF. En effet, pour un client qui souhaite rencontrer ses cibles réglementaires de GSR, l'écart par rapport au client qui n'achète que du GNF est de 21 à 29 % par an, soit un écart accumulé (coût d'opportunité) négatif d'environ 791,6 k\$ au cours de la période.

Ainsi, on observe que toutes les réductions de frais de socialisation favorisent l'achat du GNF.

Dans ce cas, on voit que la hausse des coûts causée par les frais de socialisation peut avoir un impact négatif sur les consommateurs. Pour les clients industriels qui utilisent le gaz comme source d'énergie dans leurs chaînes d'approvisionnement, il est attendu que la hausse de prix causée par les frais de socialisation se répercute sur les prix finaux pour leurs clients. Finalement, on retient que dans un marché compétitif, l'augmentation de prix des biens courants entraîne une diminution de la demande, et

qu'au final le consommateur obtient un bénéfice moins grand lorsque les prix augmentent.

Ainsi, les bénéfices d'enlever ou réduire les frais de socialisation (la comparaison entre le cas A et C) profiteront aux consommateurs d'un point de vue économique. Toutefois, **cette option sera moins avantageuse pour parvenir aux objectifs de développer la filière GSR et diminuer l'impact environnemental.** En effet, c'est le gaz naturel fossile qui sort gagnant d'une réduction ou d'une élimination des frais de socialisation. Par ailleurs, enlever les frais de socialisation créera un déficit pour le distributeur, lequel a engagé des ressources pour acheter du GSR selon le règlement. Enfin, il y a aussi un grave enjeu de créer une instabilité réglementaire (et contractuelle) en réduisant ou éliminant les frais de socialisation qui ont pourtant été récemment approuvés par la Régie.

Ainsi, si l'on compare les coûts d'opportunité pour la filière GSR de ces trois cas, les coûts d'opportunité du cas B (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) sont positifs pour la filière GSR (au contraire du cas B) sans nuire au distributeur qui a engagé des investissements pour atteindre les seuils réglementaires. C'est important d'observer que les politiques pour réduire le coût du GSR n'ont pas d'impact sur le coût du GNF, qui lui demeure le même dans les cas A et B.

En revanche, si l'on réduit ou élimine les frais de socialisation comme dans le cas C, on réduit alors le coût du GNF. **Cette situation rend le GNF encore plus compétitif par rapport le GSR que dans le cas A, et non le contraire.** Par ailleurs, les achats de gaz et les contrats accordés pour les livraisons à l'avenir devront être revus, ce qui apporte non seulement des soucis aux parties contractantes, mais aussi de l'insécurité réglementaire dans un contexte économique déjà complexe.

De cette façon, il semble que les actions pour réduire les frais de socialisation sans nuire à la filière GSR passent par la réduction des coûts de production, distribution et commercialisation du GSR.

Finalement, nous soumettons qu'une éventuelle action en vue de réduire les frais de socialisation aurait pour conséquence de nuire au développement de la filière GSR..

3.3. La réduction de la dépendance aux importations

Les importations du GSR au Québec proviennent principalement des États-Unis⁷⁸. Plus précisément, environ 80 % du GSR livré par Énergir provient des États-Unis⁷⁹, soit environ 290,8 Mm³ en 2026-2027.

En revanche, en 2025, un total de 142 Mm³ de GNR a été produit au Québec, dont 90 % (110 Mm³) étaient exporté vers les États-Unis à travers le réseau de TC Énergie⁸⁰.

En raison de la dévalorisation monétaire du dollar canadien par rapport au dollar américain, la logique voudrait que la production nationale soit moins chère que les importations en provenance des États-Unis. Dans une étude récente, Wood Mackenzie (2024)⁸¹ indique que le prix du seuil de rentabilité pour le gaz renouvelable aux États-Unis varie entre 4 et 35 US\$/million de Btu, avec une valeur moyenne de 15 US\$/million de Btu, soit de 5,2 à 45,9 \$/GJ et une moyenne de 19,7 \$/GJ. Si l'on compare les valeurs aux États-Unis à l'étude de faisabilité d'Énergir⁸², la valeur moyenne pour le prix du seuil de rentabilité pour le gaz renouvelable au Québec devrait être concurrentielle à 15 \$/GJ. En dollars courant, cette valeur de 15 \$/GJ peut être corrigée à 18,4 \$/GJ, mais soulignons que dans sa décision D-2024-113⁸³, la Régie a autorisé un prix de 25 \$₂₀₂₂/GJ pour le coût moyen d'acquisition maximal du portefeuille d'approvisionnement en GSR d'Énergir.

Ainsi, il ne semble pas s'agir d'un enjeu de compétitivité entre le GSR des États-Unis et celui du Québec, puisque les prix sont du même ordre de grandeur.

⁷⁸ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « Gaz naturel renouvelable au Québec : quelles options pour accélérer son déploiement au service de la transition énergétique et la décarbonation ? » *op. cit.*

⁷⁹ R-4320-2025, B-0006, p. 9;

⁸⁰ J. Whitmore et P.-O. Pineau, « État de l'énergie au Québec 2026, » HEC Montréal, Montréal, 2026.

⁸¹ W. Mackenzie, « Presse Releases, » 12 08 2024, <https://www.woodmac.com/press-releases/2024-press-releases/lfg-to-rng-production-to-more-than-double-by-2030-but-project-success-depends-on-location-and-scale>, consulté le 22 août 2026.

⁸² Deloitte; WSP; Énergir, « Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique - Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030) » *op. cit.*

⁸³ D-2024-113, par. 161.

Le prix moyen de la molécule de GSR pour Enbridge en 2026 est de 28,75 \$/GJ⁸⁴. Pour Énergir, la valeur varie conformément au Tableau 6 :

Tableau 6 : Coût du GSR, Énergir

Année	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Coût du GSR (\$/GJ)	25,04	25,59	26,47	27,18	27,84

La formation des prix chez notre voisin du Sud doit être examinée ainsi que les principales barrières à une production québécoise compétitive. La source la plus prometteuse de GSR aux États-Unis demeure les sites d'enfouissement, qui tendent à augmenter proportionnellement à la population. Ceux-ci ont un potentiel de 4 à 5 milliards de pieds cube (113 à 141 millions m³) selon l'étude récente de W. Mackenzie⁸⁵ [29].

Aux États-Unis, Énergir achète du GSR par appels d'offre. Au Québec, la méthode utilisée est plutôt celle des contrats gré à gré⁸⁶. Pour cette raison, il semble logique que les coûts de la première méthode soient moins élevés que ceux de la seconde, puisqu'un appel d'offres implique de la concurrence. Toutefois, Énergir indique que cela n'est pas le cas et que la variation de prix n'a aucun rapport avec la méthode⁸⁷.

À ce propos, la Régie, dans sa correspondance du 22 juillet 2026⁸⁸ a demandé aux distributeurs de communiquer des renseignements qui permettront une meilleure connaissance des caractéristiques des contrats, tels les prix et le profil des achats de GSR au Québec.

Pour mieux comprendre l'écart de prix entre les producteurs québécois de GSR et ceux d'ailleurs, il faut en effet avoir accès aux contrats d'achat et aux structures de coût, ce qui n'est pas le cas actuellement, du moins pour le RNCREQ et le public en général.

⁸⁴ R-4303-2025, B-0062.

⁸⁵ W. Mackenzie, « Presse Releases » *op. cit.*

⁸⁶ R-4320-2025, B-0006, p. 7.

⁸⁷ R-4320-2025, B-0047.

⁸⁸ R-4353-2026, A-0002.

À ce propos, nous recommandons une plus grande transparence quant aux données des structures de coût d'offre de GSR au Québec et des prix d'achat du GSR à l'étranger.

Cela dit, en l'absence de ces informations, il nous est difficile de nous prononcer davantage sur les éléments qui expliquent ces différences de prix.

Nous estimons toutefois que des mesures concrètes devraient être prises pour 1) réduire la dépendance du Québec aux importations de GSR et 2) diminuer, autant que possible, les exportations de GSR produit au Québec afin qu'il soit plutôt injecté dans le réseau québécois.

3.4. Incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif

Le quatrième volet est la recherche d'incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif et à moindre coût qui s'arrime avec les besoins des consommateurs.

L'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA) a produit en 2024 un rapport complet sur la filière GNR et les conditions nécessaires à sa viabilité⁸⁹. En ce qui concerne les barrières auxquelles fait face le GNR, le rapport identifie notamment que⁹⁰ : « Le développement de projets GNR fait face à deux principaux types d'obstacles : économiques et techniques. L'économie du développement de projets peut être difficile à surmonter, principalement en raison de l'abondance et du faible coût prolongé du gaz naturel fossile (GNF). Dans les conditions actuelles du marché, il est plus coûteux de produire du GNR à partir d'une matière première que d'acheter du gaz naturel fossile. Cette disparité de prix est souvent amplifiée par les défis et coûts associés à l'interconnexion des pipelines pour transférer le GNR aux clients finaux ».

⁸⁹ EPA, U.S. Environmental Protection Agency, « An Overview of Renewable Natural Gas from Biogas » 2024.

⁹⁰ Traduit librement à partir du logiciel Word de Windows.

Sur le plan technique, le défi porte sur la mise à niveau du biogaz brut en GNR, qui nécessite de respecter de nombreuses spécifications de qualité du gaz⁹¹, et qui peuvent être difficiles à réaliser de façon rentable selon la source de biogaz.

Toujours selon l'EPA, les deux principaux obstacles économiques à la production de GNR sont les coûts d'investissement et d'exploitation associés à la capture et au nettoyage du biogaz en GNR, par rapport au prix actuel bas du GNF, ainsi que le coût de livraison du GNR aux clients, souvent en construisant une interconnexion de conduites ou en investissant dans de l'équipement pour livrer le GNR autrement.

En particulier, l'étude présente une règle pratique pour vérifier la faisabilité des projets de biogaz : pour que les projets d'injection de pipelines soient financièrement réalisables, des débits plus élevés de biogaz (par exemple, supérieurs à 1 000 cfm⁹² ou 1699,0 m³/h) sont nécessaires. En revanche, les projets locaux sont réalisables à des débits plus faibles (par exemple, aussi bas que 50 cfm, ou 85 m³/h, pour les projets provenant des sites d'enfouissement).

Sur une base annuelle, ces valeurs correspondent respectivement à 14,9 et 0,74 millions de m³. La cible réglementaire d'Énergir pour l'année 2026-2027 est de 305,3 millions de m³. Ainsi, selon ces critères simplifiés, pour rendre un projet de GSR viable, il doit atteindre l'équivalent de presque 5% du volume annuel d'Énergir (14,9 par rapport 305,3 millions de m³). Il est très difficile pour un projet de rencontrer de tels seuils. Par contre, un projet qui n'est pas raccordé au réseau d'Énergir correspond à une partie beaucoup moins importante des volumes annuels (0,24%, voire 0,74 millions de m³, par rapport à la même base de 305,3 millions de m³). La raison des différences tient surtout sur les besoins de conversion du biogaz en GNR, notamment les dépenses de traitement et les dépenses de raccordements.

Selon cette différence d'échelle de 20 fois supérieure pour un projet d'injection au réseau, il semble que la voie de la production et de la vente de biogaz serait plus

⁹¹ Par exemple, voir : Énergir, «Propriétés techniques,» 01 01 2015, https://energir.com/files/energir_common/fiche_propriete_technique_FR_energir.pdf, consulté le 22 août 2026.

⁹² Pieds cube par minute.

viable pour les petits et moyens producteurs que la voie du GNR, laquelle exige des projets de plus grande envergure.

3.4.1. Étude de cas – La Suède

Comme il a déjà été mentionné, la Suède présente un portrait favorable et une filière assez développée. En particulier, la Suède est devenue l'un des marchés européens de biométhane les plus matures, avec du gaz renouvelable utilisé dans le transport, l'industrie, les systèmes énergétiques de district, et de plus en plus dans le transport maritime⁹³.

La progression de la filière en Suède peut se résumer comme suit⁹⁴ :

- 1) **Années 1930** : Stations d'épuration des eaux usées (Waste Water Treatment Plants - WTPP)
 - Initialement axés sur le traitement des déchets (réduction du volume, hygiénisation, stabilisation). Utilisé pour le chauffage ou évase. Acteurs clés des municipalités.
- 2) **Années 1970** : industrie manufacturière (par exemple, industrie du sucre et de la pâte à papier), agriculture.
- 3) **Années 1980**: sites d'enfouissement
 - De très faibles quantités de matières organiques mises en décharge depuis 2005 en raison de la législation.
- 4) **Années 1990** : centrales de co-digestion
 - Déchets alimentaires séparés par la source, déchets d'abattoir, etc.
 - Acteurs clés des municipalités.
 - Marché hors réseau dans une large mesure; certains réseaux locaux ou régionaux.

⁹³ Energigas, The Swedish Gas Association, «Biomethane in Sweden – market overview and policies,» 2026.

⁹⁴ J. Ammenberg, «Swedish Biomethane Roadmap,» chez *IEA Bioenergy Task 37*, Tulln, Austria, 2021.

Depuis 2010, l'utilisation de GNF est en recul en Suède, et est remplacée par le biogaz et le gaz liquéfié (Figure 9). Les raisons sont d'ordre géopolitique (insécurité d'approvisionnement de la Russie) et environnementale (remplacement du GNF).

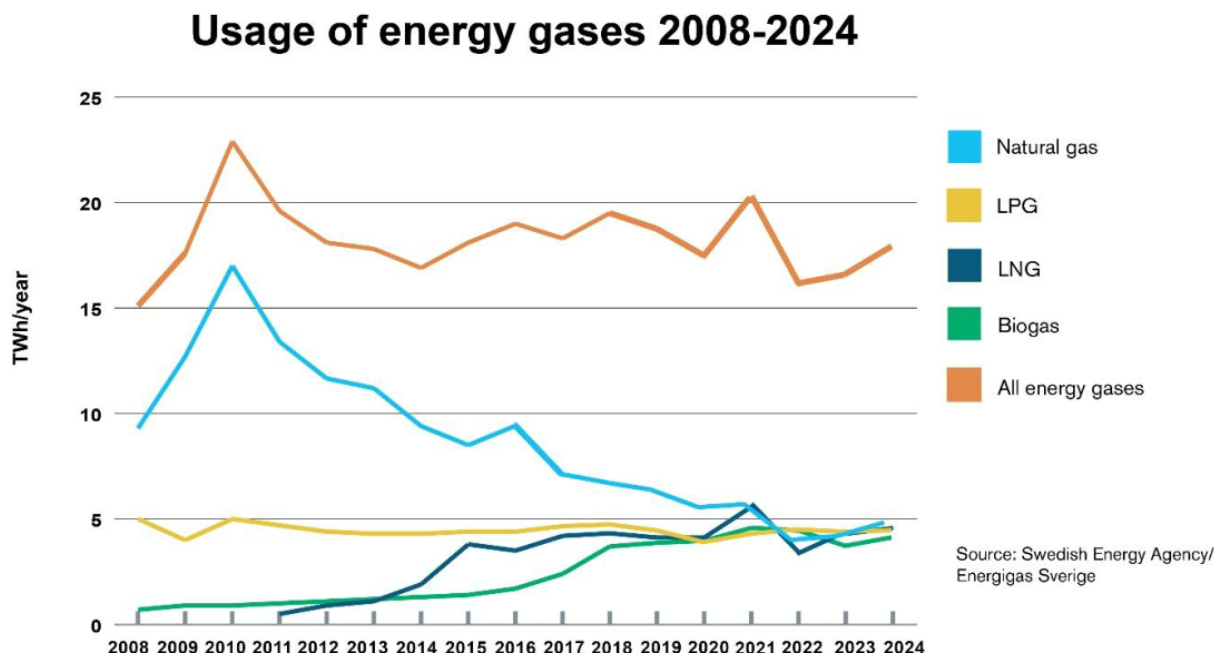


Figure 9 : Évolution de l'utilisation de gaz énergétiques en Suède [31]

Le succès de la Suède ne résulte pas d'une seule percée politique ou technologique. Il découle plutôt de la convergence de différents facteurs⁹⁵ :

Historique : Depuis les années 1930, les municipalités suédoises ont commencé à utiliser une partie du gaz de la digestion anaérobie localement pour le chauffage.

Réglementaire : Le secteur moderne suédois du biométhane a émergé dans les années 1990 avec la collecte des déchets alimentaires triés à la source; des usines de codigestion et l'imposition de restrictions sur les sites d'enfouissement.

⁹⁵ Id.

Technique et économique : La Suède n'est pas desservie par un vaste réseau gazier. En effet, le réseau de gaz naturel de l'ouest de la Suède comprend 600 km de gazoducs de transport et environ 3 000 km de conduites de distribution. Le réseau de gaz naturel est connecté au réseau de transport danois via une interconnexion au Danemark⁹⁶.



Figure 10 : Réseau gazier en Suède (Sud-ouest). En orange les microréseaux gaziers de < 5km⁹⁷⁹⁸

Institutionnelle : Il existe une indépendance institutionnelle qui permet la prise de décision technique (voir la section 2.2). Le régulateur de gaz cumule les rôles de contrôle de qualité du gaz, sécurité de l'accès et d'approvisionnement, contrôle des

⁹⁶ Swedish Energy Markets Inspectorate, EI, «Sweden's electricity and natural gas market, 2024 » Eskilstuna, 2025.

⁹⁷ Energigas, The Swedish Gas Association, «Biomethane in Sweden – market overview and policies,» 2026, p. 16. Disponible en <https://www.energigas.se/Media/xjon2yel/biomethane-in-sweden-260402.pdf> Consulté le 30 août 2026.

⁹⁸ Swedish Energy Markets Inspectorate, EI « Sweden's electricity and natural gas market, 2024. Eskilstuna, 2025. Disponible en www.ei.se. Consulté le 30 août 2026.

profits, etc. En plus, en Suède, les entreprises impliquées dans le transport de gaz naturel ne sont pas autorisées à commercialiser du gaz naturel pour éviter des subventions croisées entre entreprises engagées dans différents types d'activités gazières naturelles⁹⁹.

Ce qui rend le marché suédois dynamique est qu'en grande partie le marché du biogaz est hors réseau, avec plusieurs petits réseaux locaux et régionaux ou des usines et stations de biométhane autonomes. Une grande partie du biométhane en Suède est transportée par la route sous forme de gaz comprimé de 200 à 260 bar (20 à 26 MPa) et plus récemment, sous forme de gaz liquéfié (LBG)¹⁰⁰.

Ainsi, on voit que l'évolution qui semble avoir rendu la filière viable a commencé par une utilisation pour le chauffage. C'est seulement à partir des années plus récentes que la conversion du biogaz en GNR est devenue viable. En 2014, seulement 5 des 55 usines de traitement de biogaz faisaient des injections dans le réseau¹⁰¹. Au fil des années, la construction de sites de conversion en GNR a occupé le marché. Aujourd'hui, la majeure partie du biogaz et du biométhane (52%) est produite dans 32 usines de codigestion et dans 131 usines d'épuration (30%)¹⁰².

⁹⁹ Id.

¹⁰⁰ Energigas, The Swedish Gas Association, «Biomethane in Sweden – market overview and policies », *op. cit.*

¹⁰¹ T. Persson et M. Svensson, «NON-GRID BIOMETHANE TRANSPORTATION IN SWEDEN AND THE DEVELOPMENT OF THE LIQUEFIED BIOGAS MARKE,» IEA Bioenergy Task 37, Malmö, 2014.

¹⁰² Energigas, The Swedish Gas Association, «Biomethane in Sweden – market overview and policies », *op. cit.*

La Figure 11 montre l'évolution récente de la filière et sa transformation :

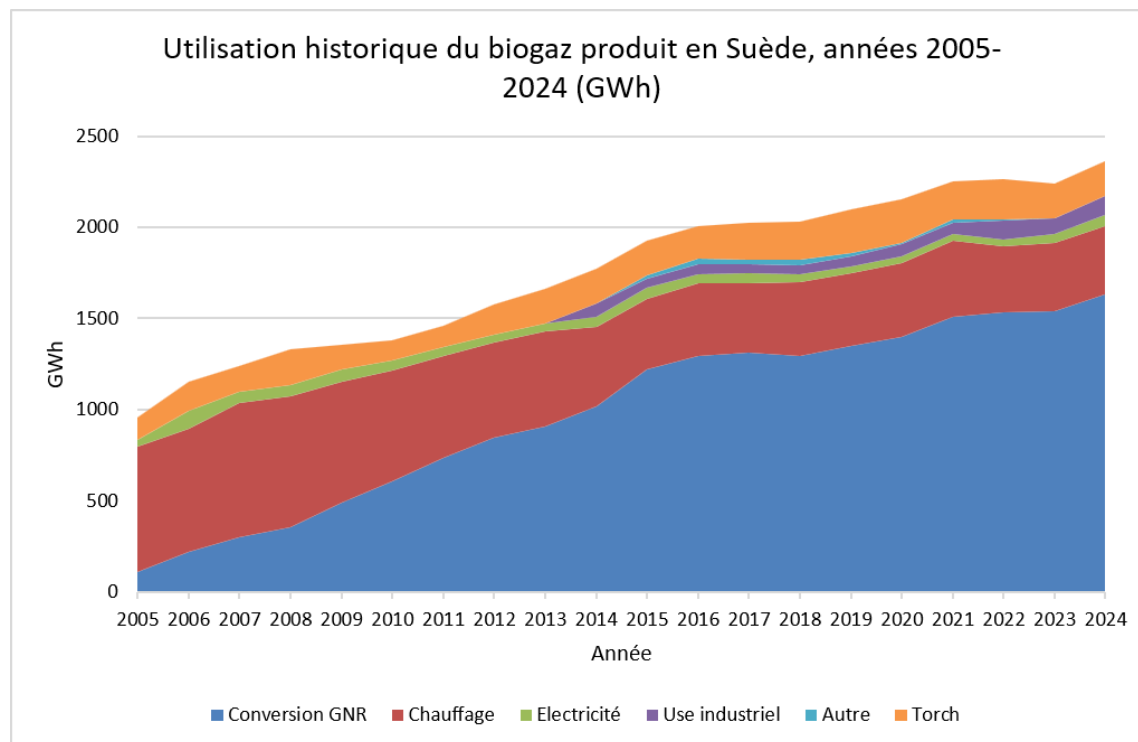


Figure 11 : Utilisation historique du gaz renouvelable en Suède (Élaboré à partir des données obtenues en [36])

À partir de la Figure 11, on peut voir qu'en 2005 la grande quantité du GSR était utilisée pour le chauffage. La conversion du biogaz en GNR suit néanmoins une trajectoire en hausse constante à partir de 2005.

Toutefois, les petits clients demeurent importants. Par exemple, le nombre d'usines a augmenté grâce à 34 petites usines agricoles dotées d'électricité et de chaleur locales depuis 2023¹⁰³. Une caractéristique commune au pays tient au fait que le réseau gazier à Stockholm et les petits réseaux locaux à travers le pays ne sont connectés à aucun réseau de transmission¹⁰⁴. Le profil des sources de GSR en Suède est illustré dans la Figure 12 :

¹⁰³ L. Klackenberg, « Biomethane in Sweden – market overview and policies », *op. cit.*

¹⁰⁴ Swedish Energy Markets Inspectorate, EI, «Sweden's electricity and natural gas market, 2024,» Eskilstuna, 2025.

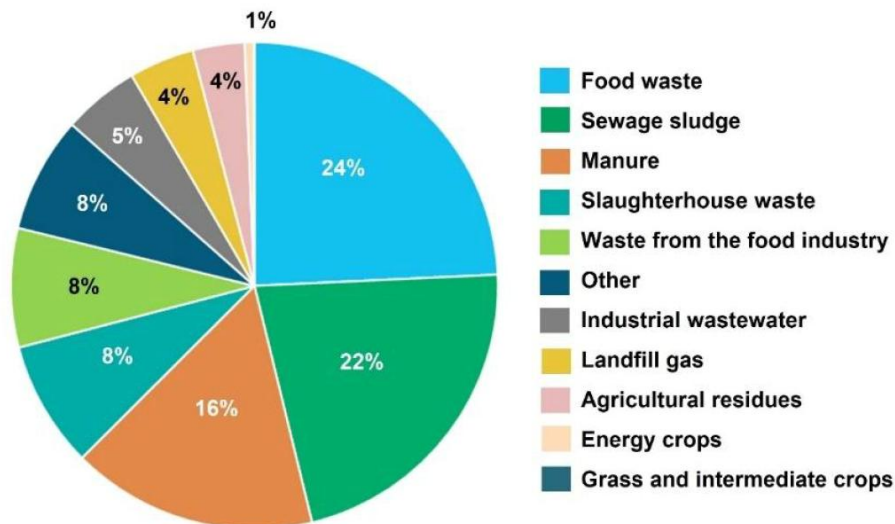


Figure 12 : Production de GSR par source en Suède

À la lumière du cas de la Suède et de la façon dont s'est développé sa filière de GNR, nous estimons qu'est souhaitable qu'une solution de départ pour favoriser le GSR au Québec soit de considérer un marché gazier hors réseau de distribution et de transport de gaz, ainsi que les petits et moyens producteurs.

3.5. Les mécanismes de valorisation optimale des attributs du GSR

Finalement, la demande du ministre porte également sur les mécanismes de valorisation optimale des attributs GSR, notamment les unités de conformité au Règlement sur les combustibles propres¹⁰⁵, et pour réduire les obligations prévues au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre¹⁰⁶, au bénéfice des consommateurs et des distributeurs.

Comme il a été indiqué à la section 2.2 des présente, les mécanismes comme l'inclusion de la valeur issue des UC favorisent la compétitivité du GSR.

¹⁰⁵ DORS/2022-140

¹⁰⁶ chapitre Q-2, r. 46.1.

La réglementation est un outil puissant pour favoriser la filière et éviter des structures de marché susceptibles d'affaiblir les efforts collectifs de la société vers la transition énergétique.

3.5.1. Les mécanismes de valorisation des attributs du GSR au Québec

Les Lignes directrices pour l'encadrement des activités de biométhanisation, sont lancées en 2011 par le gouvernement québécois pour assurer un encadrement environnemental sécuritaire de cette activité, tout en favorisant son acceptabilité sociale. Le règlement est mis à jour en 2018 pour le rendre compatible à la Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement¹⁰⁷.

Le Québec possède un cadre politique et réglementaire favorable à la récupération d'énergie et à la valorisation des résidus issus des eaux usées, mais il s'agit essentiellement d'une politique d'incitation et d'encadrement, plutôt que d'une obligation universelle imposée à toutes les municipalités. Notamment, les mécanismes les plus importants sont la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, les programmes de biométhanisation et les règles encadrant le recyclage des bio-solides et du digestat.

La Stratégie de valorisation de la matière organique¹⁰⁸ avait pour cible d'instaurer la gestion de la matière organique sur 100 % du territoire municipal jusqu'à 2025 et de recycler ou valoriser 70 % de la matière organique visée en 2030.

Selon le dernier bilan de gestion de la matière résiduelle¹⁰⁹, la Stratégie a dépassé son objectif intermédiaire de 60% de recyclage des matières organiques. Toutefois, les données publiques disponibles ne permettent pas de conclure que les objectifs de couverture universelle (100 % des municipalités et 100 % des industries,

¹⁰⁷ Lignes directrices pour l'encadrement des activités de biométhanisation : <https://www.environnement.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/lignes-directrices-biomethanisation.pdf>

¹⁰⁸ <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/municipalites/matieres-organiques/>; Stratégie de valorisation de la matière organique

¹⁰⁹ Bilan de la gestion des matières résiduelles au Québec 2023, <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/15e-bilan-de-la-gestion-des-matieres-residuelles-au-quebec-les-efforts-de-la-population-portent-fruit-63698>, p. 60.

commerces et institutions en 2025) ont été atteints. De plus, la cible finale de 70% de valorisation à l'horizon 2030 n'est pas encore atteinte, le taux observé étant de 64 % en 2023. Par ailleurs, la stratégie ne prend pas en compte le potentiel de valorisation des résidus agricoles d'origine animal. Le profil des matières résiduelles traitées au Québec peut être observé dans la Figure 13.

Matières résiduelles traitées en vue de produire de l'énergie en 2023

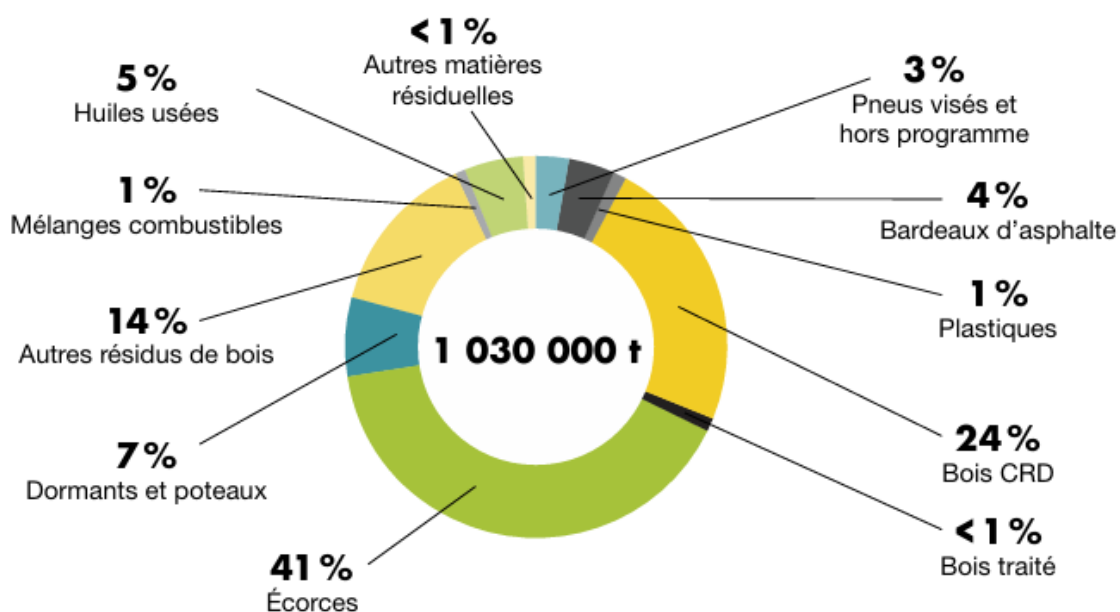


Figure 13: Profil des matières résiduelles traitées en vue de produire l'énergie en 2023¹¹⁰

Le Québec compte actuellement plusieurs projets en biométhanisation, dont¹¹¹ :

Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie;

Coop Agri-Énergie Warwick;

Projet de biométhanisation de la ville de Saint-Hyacinthe;

Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec;

¹¹⁰Bilan de la gestion des matières résiduelles au Québec 2023 p. 60. Consulté le 21 septembre 2026.

¹¹¹ <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/sources-energie/bioenergies/gaz-naturel-renouvelable#c119394>.

L'usine de Warwick est un complexe de biométhanisation qui compte 5 étapes (Figure 14):

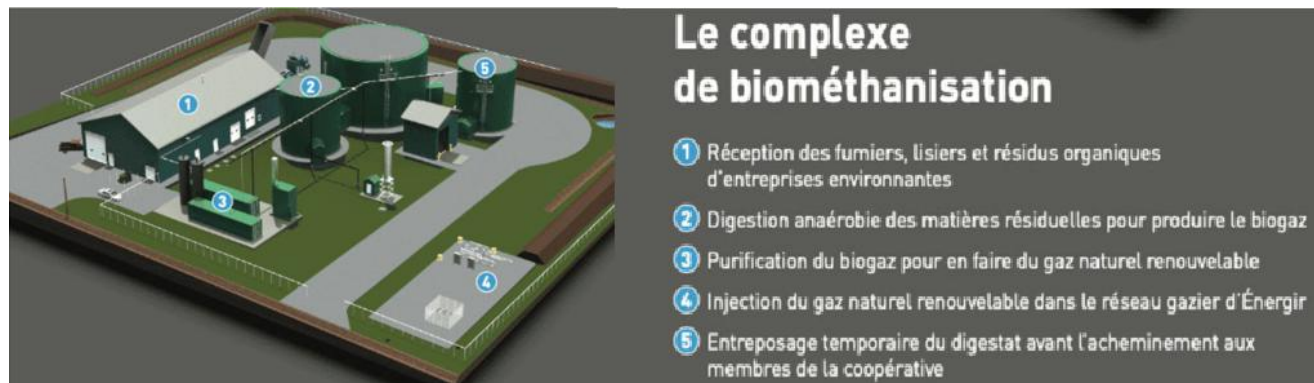


Figure 14 :Le complexe de Biométhanisations Warwick. Adaptée à partir de Coop Agri-Énergie Warwick ¹¹²

En termes d'envergure, ce projet pourrait se comparer au projet de Perstop¹¹³, en Suède aujourd'hui. Ce projet doit produire 130 GWh, soit la teneur énergétique équivalente à un peu plus de 13 millions de litres de diesel. Ce projet compte sur l'appel d'offres de Klimatklivet pour le biogaz, lequel est ouvert du 25 mai au 5 juin 2026¹¹⁴. Pour ce programme, un maximum de 150 millions de couronnes suédoises (environ 21,3 M\$) peut être utilisé pour un investissement dans la production agricole de biogaz pour l'électricité et la chaleur (Figure 15).

¹¹² <https://coopcarbone.coop/projet-phares/coop-agri-energie-warwick/>

¹¹³ <https://st1biokraft.com/about-us/our-projects>

¹¹⁴ <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/klimatklivet/biogas/extra-instruktioner-for-biogas-pa-gard-till-el-och-varme/>



Figure 15 : Complexe de Perstop, en Suède

Dans le modèle suédois, on observe que l'étape 3 est considérée couteuse pour les petits producteurs et que dans une petite ferme, il serait plus avantageux de faire les étapes 1, 2 et 5 d'abord¹¹⁵.

En particulier, le projet de la SEMER à Rivière-du-Loup rencontre des problèmes pour la commercialisation du GNR produit¹¹⁶. La difficulté semble être au niveau de la commercialisation du gaz produit et l'atteindre des normes très strictes de pureté du gaz pour réduire le nombre de particules de CO₂ dans le gaz¹¹⁷ et par conséquent, des difficultés financières¹¹⁸.

L'usine avait été conçue comme l'une des premières installations nord-américaines combinant biométhanisation, captage du gaz d'enfouissement, purification, et liquéfaction du biométhane¹¹⁹ au coût total de 27,6 M\$¹²⁰.

¹¹⁵ Energigas, The Swedish Gas Association, «Biomethane in Sweden – market overview and policies,» 2026.

¹¹⁶ Du gaz naturel liquéfié d'ici septembre 2025 à l'usine de biométhanisation de la SEMER | Radio-Canada

¹¹⁷ Du GNL à l'usine de Cacouna d'ici la fin de l'été? | Radio-Canada

¹¹⁸ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1997694/cacouna-compost-revalorisation-residuelles>

¹¹⁹ Projet Biométhanisation : ville de Rivière-Du-Loup

¹²⁰ Rivière-du-Loup: une usine de biométhanisation de 27,6 M\$ - SEMER | Société d'économie mixte d'énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup

Une problématique importante au cœur de la production de la SEMER semble être celui de combler les normes strictes de qualité, ce qui implique des retards dans la monétisation de la production, qui finalement requiert plus d'investissements.

Au Québec, il y a quelques programmes de soutien financier du gouvernement à la filière GSR.

Le Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)¹²¹ a été approuvé le 11 août 2026 et financé par le Fonds d'électrification et de changements climatiques et prendra fin le 30 juin 2029.

Le Programme Technoclimat¹²² a été créé le 1^{er} janvier 2021 et modifié le 29 juin 2026 pour des projets de démonstration de nouvelles technologies, notamment pour la production de gaz naturel renouvelable.

Le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC) : lancé en 2009, le PTMOBC était une mesure structurante de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, qui visait à soutenir financièrement les municipalités, les organismes municipaux ou les promoteurs privés dans la mise en place d'infrastructures de biométhanisation et de compostage au Québec et pour l'achat d'équipements de collecte des résidus alimentaires et verts résidentiels. Le Programme était fondé par les Fonds de protection de l'environnement et du domaine hydrique de l'État et s'est terminé le 31 décembre 2023.

Le gouvernement offre aussi un Appel de propositions pour soutenir des projets de gestion de matières organiques pour des filières spécifiques tels que les pneus, les textiles, et d'autres¹²³.

Finalement, parmi les mécanismes favorables à la filière, le Règlement sur les exploitations agricoles du Québec¹²⁴ « a pour objet d'assurer la protection de

¹²¹ https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/cadres-normatifs-programmes/CN_PSPGNR_2026-2029.pdf

¹²² <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/reussir-ses-projets-transition-energetique/aide-financiere/programme-technoclimat/description-programme> Dernier mis à jour le 9 septembre 2026. Accès le 21 septembre 2026.

¹²³ <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/sites/default/files/documents/liste-programmes-aide-financiere.pdf>

¹²⁴ Q-2, r. 26 - Règlement sur les exploitations agricoles

l'environnement, particulièrement celle de l'eau et du sol, contre la pollution causée par certaines activités agricoles » et s'applique aux élevages d'animaux et aux installations d'élevage de ces animaux, aux ouvrages de stockage de leurs déjections et à l'épandage de celles-ci et aux parcelles de sols utilisées pour la culture, à l'exclusion de la sylviculture, ainsi qu'à l'utilisation des matières fertilisantes.

3.5.2. Considérations sur les mécanismes de valorisation des attributs du GSR au Québec

Le Québec présente des programmes de financement pour la filière GSR, un encadrement réglementaire favorable, mais le GSR produit au Québec ne représente que 20% de l'approvisionnement québécois en GSR. Que peut-il bien manquer pour soutenir une croissance plus significative de la filière?

Prenons à nouveau l'exemple de la Suède. Depuis 2014, le bureau suédois des marchés de l'énergie à la consommation (*Konsumenternas Energimarknadsbyrå*) gère un site Web¹²⁵, où les clients particuliers peuvent comparer les prix du gaz naturel auprès des sociétés commerciales en Suède. Le site Web contient également des informations sur la façon de changer de fournisseur de gaz ainsi que des renseignements sur les différents coûts inclus dans le prix du gaz.

Au Québec, de façon similaire, il y a une séparation entre la distribution et la fourniture en gaz naturel¹²⁶. Les consommateurs peuvent choisir le fournisseur de la molécule¹²⁷, mais pas l'entité qui fait la distribution. Parmi les fournisseurs indépendants de gaz au Québec, on retrouve : Access Gas; Active Business Services; Comsatec; Direct Energy; Hudson Energy; Just Energy; Summitt Energy.

Toutefois, le service de transport et distribution est limité par Énergir (98% du territoire Québécois) et Enbridge. Nous avons cherché à savoir quelles étaient les quantités de gaz obtenu par achat direct, mais cette information ne semble pas fournie

¹²⁵ www.gaspriskollen.se

¹²⁶ R-4008-2017, B-0703

¹²⁷ <https://energyrates.ca/fr/fournisseurs-de-gaz-naturel-au-quebec/>

par Énergir. Énergir indique cependant que « [l]es clients en achat direct et à prix fixe effectueront leurs livraisons à Dawn »¹²⁸. Ainsi, on présume que la quantité prévue d'achats directs à Dawn est de $3715 \times 10^6 \text{ m}^3$ en 2027, soit 54% de l'approvisionnement d'Énergir pour l'année¹²⁹.

En effet, pour le GSR, Énergir ne prévoit qu'un seul client en achat direct dans son plan d'approvisionnement 2027-2030¹³⁰. Les quantités acquises par ce client seraient de $2 \text{ à } 3 \times 10^6 \text{ m}^3$ chaque année, de 2027 et 2030.

En effet, une étude menée pour le groupe Task 37 de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE)¹³¹ sur les potentiels du biogaz dans six pays dont le Canada, se penche sur le biogaz de fumier au Québec. Notamment, cette étude met en lumière l'exemple positif de l'usine de Warwick opérée par la coopérative Coop Carbone. Cependant, le rapport observe qu'il y a des lacunes réglementaires pour favoriser tous les potentiels de production de la filière. On y remarque que les moyens et petits producteurs sont absents:

« Il subsiste un potentiel important inexploité pour récupérer l'énergie des fermes laitières, bovines, porcines et avicoles canadiennes. Cependant, la majeure partie de cette production animale se fait dans des fermes de petite et moyenne taille, et ***les moteurs politiques actuels ainsi que la structure d'incitatifs ciblent uniquement les grandes fermes ou les grappes agricoles situées près d'un pipeline de gaz naturel*** ».

Dans le même rapport, la vente de crédits compensatoires de carbone¹³² au Québec est mise en lumière pour son potentiel de « générer des revenus supplémentaires et ainsi renforcer l'intérêt économique d'un tel investissement ». Toutefois, les auteurs observent que « cette source de revenus comporte une grande

¹²⁸ R-4334-2026, B-0210, p.9

¹²⁹ R-4334-2026, B-0210, Annexe 5, l33

¹³⁰ R-4334-2026, B-0014, p 1. L. 17.

¹³¹ A. Bywater, K.-A. Lyng, Lina Plataniti, M. Wellisch, M. iu, R. Dong, S. Rasi et S. Luostarinen, «Potential for Manure-based Anaerobic Digestion – Motivations, Barriers and Approaches in Six Countries,» IEA Bioenergy: Task 37, 2025.

¹³² <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/biomethanisation-lisiers.htm>

incertitude, puisqu'elle dépend notamment des protocoles de compensation applicables aux différents projets de méthanisation à la ferme ainsi que de l'évaluation des conditions de référence (scénario de base) ».

Autrement dit, il semble que les programmes locaux au Québec ciblent une partie importante du marché, mais pour favoriser le GSR, il faudrait réfléchir sur une ouverture plus grande du marché à l'égard des petits et moyens producteurs. De même, la production gazière de ces petits et moyens producteurs devrait pouvoir se faire en dehors du réseau de pipelines.

De même, il faudrait harmoniser les règlements sanitaires, agricoles et énergétiques afin d'aboutir à une politique qui encadre la génération de résidus ainsi que la génération d'énergie, en particulier pour les producteurs de petite et moyenne envergure.

4. Recommandations

À la lumière de ce qui précède, les recommandations du RNCREQ sont les suivantes :

1. **Frais de socialisation et chocs tarifaires :**

Maintenir la trajectoire actuelle qui a été approuvée par la Régie, à savoir le maintien des frais de socialisation, de même que le cavalier tarifaire et l'inclusion de la valeur issue de la vente des unités de conformités, le tout afin de diminuer le tarif de GSR.

2. **Construction de scénarios de moyen terme (2035) et leurs impacts tarifaires :**

Élaborer, à même le PGIRE, un minimum de trois (3) scénarios qui tiennent compte d'une part des circonstances favorables au développement de la filière de GSR, mais aussi des défis et autres éléments défavorables à cette filière.

3. **La réduction de la dépendance aux importations :**

Une plus grande transparence des données techniques pour réduire l'asymétrie d'information qui existe au bénéfice des distributeurs.

Dans tous les cas, des mesures concrètes devraient être prises pour :

- 1) réduire la dépendance du Québec aux importations de GSR; et
- 2) diminuer, autant que possible, les exportations de GSR produit au Québec afin qu'il soit plutôt injecté dans le réseau québécois.

4. Incitatifs pour favoriser un approvisionnement compétitif :

Développer et soutenir des solutions de biogaz et de GNR hors réseau (ou en microréseaux) pour réduire le coût d'investissement.

5. Les mécanismes de valorisation des attributs du GSR

- 1) Favoriser les investissements pour l'utilisation du biogaz de façon décentralisée. Cette mesure permet réduire l'utilisation du réseau gazier pour le transport de grands volumes ou celui sur de grandes distances.
- 2) Élaborer des outils réglementaires qui permettront aux petits et moyens producteurs agroalimentaires de convertir leur biomasse (notamment les fumiers, résidus forestiers et autres) en biogaz pour utilisation locale.