

Mémoire conjoint de l'AQPER et de la CBA

Trajectoire 2026-2035 et valorisation des attributs environnementaux du
GSR

Dossier Régie : R-4353-2026

Table des matières

1.	À propos de l'AQPER et de la CBA	4
2.	Introduction et contexte	4
3.	Sommaire exécutif : positions et recommandations de l'AQPER sur les cinq volets de la demande d'avis 5	
3.1.	Les positions	5
3.1.1.	La progression des exigences de distribution de GSR jusqu'en 2035	5
3.1.2.	Les mécanismes de réduction des frais de socialisation et des chocs tarifaires	6
3.1.3.	La réduction de la dépendance aux importations par la valorisation du GSR produit au Québec	7
3.1.4.	Les incitatifs à un approvisionnement compétitif	7
3.1.5.	La valorisation optimale des attributs du GSR (unités de conformité et SPEDE)	7
3.2.	Tableau de synthèse des recommandations à la Régie	8
4.	Contexte réglementaire et tarifaire du GSR au Québec	10
4.1.	Cadre réglementaire québécois du GSR (cibles de GSR, Loi 24)	10
4.2.	Cadre réglementaire fédéral des unités de conformité (Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140).....	10
4.3.	Cadre tarifaire actuel et son évolution (R-4008-2017, décisions D-2021-158, D-2023-022, D-2024-028) 11	
4.4.	Incitatifs financiers : dispositifs de soutien à l'investissement et au raccordement	12
4.5.	Développements récents (avis ministériel R-4353-2026).....	13
5.	Historique et panorama du parc de production québécois	13
5.1.	Historique depuis 2020	13
5.2.	Panorama des filières (parc actuel) et coûts de production	14
5.3.	Les externalités positives de la filière du gaz de source renouvelable au Québec	20
5.4.	Projets en développement et capacité d'approvisionnement futur	21
6.	Le paradoxe import/export	24
6.1.	Flux de production et d'exportation	24
6.2.	Approvisionnement des distributeurs québécois.....	25
6.3.	Un paradoxe de marché dû à des signaux de prix contraires	25

7.	Trajectoires 2026-2035 : un objectif de GSR produit localement est réaliste sous réserve de mise en place des dispositifs adéquats	26
7.1.	Hypothèses et leviers de modélisation.....	26
7.2.	Volume de GSR injecté et part québécoise	27
7.3.	Les leviers de réduction du coût du GSR québécois et leur effet sur les frais de socialisation	28
7.4.	Garde-fous et suivi de la trajectoire	33
8.	Conclusion	33
9.	Annexes	35
	Annexe 1. Balisage international : ce qui fait fonctionner une filière de gaz naturel renouvelable, pays par pays	35
	Annexe 2. Inventaire du parc de production de GSR au Québec (projets en injection, en construction, sous contrat ou en développement).....	40
	Annexe 3 : Note méthodologique. Modélisation des trajectoires du GSR au Québec (section 7)	42
	Annexe 4 : Expertise Sia et publications	42

1. À propos de l'AQPER et de la CBA

Porte-parole de l'industrie au Québec depuis plus de 30 ans, l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) regroupe les intervenants du secteur des énergies renouvelables. Elle intègre dans son champ d'action les acteurs des bioénergies (biogaz, bois énergie et carburants liquides propres) ainsi que ceux de l'hydrogène vert et de l'électricité renouvelable : petite hydraulique, éolien et solaire.

Véritable carrefour d'échanges sur les énergies vertes entre les intervenants du milieu, les pouvoirs publics et les citoyens, l'AQPER a pour mission de favoriser un environnement d'affaires optimal à la production d'énergies renouvelables. Pour ce faire, elle favorise l'avancement et la diffusion de la connaissance scientifique et technique, encourage la recherche et le développement, esquisse de nouveaux modèles d'affaires et contribue à développer une expertise proprement québécoise.

À l'écoute des intervenants du milieu, des universitaires, des pouvoirs publics et des citoyens, nous encourageons leurs échanges. Dépositaires de l'expertise québécoise en matière d'énergie renouvelable, nous mettons le savoir-faire de nos membres à contribution. Nous informons sur les filières énergétiques renouvelables et participons aux débats sur les enjeux énergétiques. Nous partageons nos recommandations pour bonifier les règlements et protocoles et prenons part aux consultations gouvernementales ainsi qu'aux groupes de travail des ministères pouvant bénéficier de notre savoir-faire.

L'Association canadienne du biogaz (CBA) est une association nationale dirigée par ses membres qui représente les organisations actives dans l'ensemble de la chaîne de valeur du biogaz et du gaz naturel renouvelable (GNR) au Canada. Elle soutient le développement et la croissance de cette industrie par ses activités de représentation auprès des décideurs publics, de sensibilisation, d'éducation et de collaboration sectorielle.

2. Introduction et contexte

Le dossier **R-4353-2026** de la Régie de l'énergie porte sur une demande d'avis concernant les modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles favorisant le développement et l'utilisation du gaz de source renouvelable¹ (GSR) produit au Québec. Il a été ouvert à la suite d'une demande formulée par le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, monsieur **Bernard Drainville**, elle-même consécutive à la décision du gouvernement du Québec, en juillet 2026, de ne pas recommander l'édiction du projet de règlement qui proposait de reporter à 2032 la cible de 10 % de GSR, et de renvoyer la question à la Régie ainsi qu'à un comité d'experts ministériel. Saisie en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie doit produire son avis d'ici la fin de novembre 2026, sur cinq volets : la progression des exigences de distribution de GSR jusqu'en 2035, les mécanismes de réduction des frais de socialisation et des chocs tarifaires, la réduction de la dépendance aux importations, les incitatifs à un approvisionnement compétitif, et la valorisation optimale des attributs du GSR, notamment les unités de conformité (UC) et les obligations du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) de gaz à effet de serre du Québec.

Le présent mémoire est présenté conjointement par l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER) et l'Association canadienne du biogaz (CBA). La CBA possède un intérêt direct dans le présent processus de consultation, compte tenu de sa mission et de l'importance, pour elle et ses membres, des enjeux liés notamment à l'approvisionnement en GSR, au développement du marché, aux impacts tarifaires, à la valorisation des attributs

¹ Le gaz de source renouvelable (GSR) est une notion réglementaire introduite dans la *Loi sur la Régie de l'énergie* en octobre 2021. Elle englobe le gaz naturel renouvelable (GNR, aussi appelé biométhane) ainsi que l'hydrogène de source renouvelable, soit l'hydrogène vert et l'hydrogène fatal. Le *Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur* impose aux distributeurs de gaz naturel une proportion minimale de GSR à livrer annuellement pour consommation finale au Québec. Dans la présente note, GSR concerne essentiellement le gaz naturel renouvelable (GNR).

environnementaux et aux mesures favorisant la production locale de GSR. Elle souhaite ainsi mettre son expérience et son expertise au service des travaux de la Régie.

L'AQPER a retenu Sia Partners à titre d'analyste externe, par mandat daté du **4 août 2026**, pour l'accompagner depuis la préparation de sa demande d'intervention jusqu'au dépôt du mémoire et, le cas échéant, jusqu'à la présentation orale de ses conclusions en audience. **Sia Partners est un cabinet international de conseil en management comptant plus de 3 000 consultants répartis dans 19 pays. Sia a réalisé plus de 100 missions de conseil en stratégie « Gaz verts » auprès de distributeurs, de transporteurs et de fournisseurs de gaz, dans plus de dix pays, et publie chaque année deux études de référence** : le Benchmark européen² et l'Observatoire français du biométhane³. Les publications de Sia en matière de gaz renouvelables sont présentées à l'annexe 4. **Le présent mémoire exprime la position commune de l'AQPER et de la CBA, Sia agissant à titre d'analyste externe pour soutenir l'AQPER dans la préparation de l'analyse et des recommandations qui la sous-tendent.**

Le mémoire répond aux cinq volets soumis à la Régie, du point de vue des producteurs québécois de GSR, en réponse à l'invitation de la Régie à une réflexion ouverte plutôt que strictement contrainte par le cadre réglementaire actuel. Il s'inscrit en continuité des quatre thèmes énoncés par l'AQPER dans sa demande d'intervention et dans le dossier R-4008-2017 : la trajectoire 2026-2035, la valorisation du GSR produit au Québec afin de réduire la dépendance aux importations, les incitatifs à un approvisionnement compétitif, et la valorisation des attributs du GSR. **L'analyse est conduite du point de vue des producteurs, mais tient compte des impacts sur la demande et sur la facture de l'ensemble des clientèles gazières.** La section 3 présente la position de l'AQPER sur chacun des cinq volets ; les sections 4 à 7 en développent les fondements ; la section 8 formule les recommandations.

3. Sommaire exécutif : positions et recommandations de l'AQPER sur les cinq volets de la demande d'avis

Le présent sommaire reprend, pour chacun des 5 volets, **la position de l'AQPER** et les arguments qui la fondent ; le détail figure dans les sections indiquées entre parenthèses et dans le balisage international de l'annexe 1.

3.1. Les positions

3.1.1. La progression des exigences de distribution de GSR jusqu'en 2035

1

L'AQPER est en phase avec la trajectoire actuelle d'incorporation de GSR mais souhaite qu'elle soit complétée d'une cible de production québécoise d'au moins 35 % de l'approvisionnement en GSR des distributeurs à l'horizon 2035, soit un palier minimal de l'ordre de 250 Mm³ injectés par année. **Cette cible n'est pas irréaliste au regard des pratiques internationales**, où plusieurs pays visent des niveaux équivalents ou supérieurs, et où les cibles portent sur du gaz injecté localement. La France, qui injectait dans ses réseaux de gaz 9 TWh de biométhane en 2023, vise 44 TWh en 2030, soit environ 15 % de sa consommation de gaz, puis 47 à 82 TWh en 2035 (PPE 3, décret n° 2026-76 du 12 février 2026). Le Danemark dépassait déjà 38 % de biométhane issue de production nationale dans son mix gazier en 2024, dans un marché de taille comparable à celui du Québec, ce qui montre qu'une cible de 10 % est atteignable techniquement et économiquement. **Le constat s'applique également au contexte québécois**, où la ressource disponible et la capacité de

² [Benchmark Européen du Biométhane : édition 2025](#)

³ [8ème Observatoire du Biométhane](#)

production sont mobilisables. Le gisement de biomasse accessible excède les volumes nécessaires pour atteindre la cible, tandis que la filière dispose des entreprises et des capacités techniques nécessaires à la réalisation des projets, sous réserve d'un soutien adéquat. **L'enjeu ne réside donc ni dans la disponibilité de la ressource ni dans la capacité à développer les projets, mais dans la mise en place de conditions économiques suffisamment favorables pour déclencher les investissements.**

Pour l'AQPER, le sujet clé n'est donc pas le rythme de progression de la cible réglementaire elle-même, mais la mise en place de conditions pérennes permettant d'atteindre cette cible avec une croissance de la part de production locale, plutôt que par un recours croissant à l'importation. L'AQPER tient à rappeler que **c'est la croissance du volume de production locale qui porte les retombées économiques, la décarbonation de la province et la réduction de la dépendance aux importations**, documentées plus loin dans la présente note.

L'AQPER identifie quatre conditions pérennes nécessaires à cette croissance de la production locale. La première est la stabilité des mécanismes de soutien aux projets, à commencer par les subventions au capital de démarrage (CAPEX), dont dépend aujourd'hui une partie significative des projets à venir. Cette stabilité ne suffit pas : la filière a besoin d'un crédit à la production, complémentaire du soutien au CAPEX et non substituable à celui-ci. L'AQPER en demande la mise en place et en chiffre l'effet à la section 7.3. **La deuxième est la valorisation des attributs du GSR québécois** à leur juste valeur, développée au point 5. **La troisième consiste à instaurer des incitatifs gouvernementaux ciblés afin de stimuler la demande québécoise de GSR** dans des secteurs et des usages stratégiques, notamment la gestion de la pointe électrique, le transport lourd, l'alimentation des réseaux autonomes et les projets relevant de l'exemplarité de l'État, de manière à assurer des débouchés suffisants et durables à la croissance de l'offre locale. **La quatrième est la reconnaissance des externalités positives de la filière**, que l'AQPER souhaite voir intégrées à l'appréciation globale de la trajectoire du GSR au Québec (section 5.3).

3.1.2. Les mécanismes de réduction des frais de socialisation et des chocs tarifaires

L'AQPER identifie plusieurs leviers pour réduire les frais de socialisation et limiter le risque de choc tarifaire. L'obligation d'incorporation, seule, ne suffit pas à faire émerger une offre locale : le balisage montre que les filières matures se sont d'abord construites sur un mécanisme de rémunération garantie, l'obligation n'étant introduite qu'une fois le parc constitué (annexe 1). **L'AQPER ne remet pas en cause le principe de la socialisation, qui demeure la condition de financement la plus stable et la plus équitable entre catégories de consommateurs**, mais souligne qu'elle doit être accompagnée de mécanismes qui réduisent en amont le coût à socialiser.

Le meilleur rempart contre un choc tarifaire n'est pas un mécanisme correctif après coup, mais une démarche stable et pérenne en amont. Une trajectoire prévisible donne à la filière la visibilité nécessaire pour croître à un coût connu et de plus en plus maîtrisé, à mesure que les technologies de production se standardisent et que la filière s'industrialise. **Cette prévisibilité repose sur une production domestique dont le Québec maîtrise les paramètres**, à la différence d'un recours à l'importation, qu'elle soit de gaz fossile ou de GSR étranger, dont ni le prix ni la disponibilité future ne sont sous le contrôle du Québec.

Sur la réduction des frais de socialisation eux-mêmes, l'enjeu est de réduire, en amont, la part du coût du GSR qui doit transiter par les frais de socialisation. Cela suppose de renforcer les mécanismes de soutien aux sites de production de GSR, non seulement par le soutien à l'investissement en CAPEX, mais aussi par la mise en place d'un crédit à la production qui vient le compléter. **La valorisation des attributs environnementaux du GSR à leur juste valeur est également clé**, tant par une prise en compte de la valeur réelle de l'intensité carbone des projets que par une mise en marché des unités de conformité (UC) au meilleur prix. Ces deux leviers réduisent d'autant le solde de coût à répercuter sur la facture de l'ensemble des clients gaziers : la modélisation chiffre cet effet à un allègement cumulé d'environ 870,7 M\$ des frais

socialisés sur 2028-2035, pour un coût du crédit à la production d'environ 157,7 M\$ (section 7.3). À titre d'illustration, les juridictions comparables couvrent de 25 % à 55 % du coût d'investissement en subvention CAPEX et prennent en charge 60 % (France) à 50 % (Californie) des coûts de raccordement, contre un plafond fixe de 1 M\$ par projet au Québec, nettement inférieur (section 4.4).

3.1.3. La réduction de la dépendance aux importations par la valorisation du GSR produit au Québec

L'AQPER constate un paradoxe qu'il importe de résoudre : environ 75 % du GSR produit au Québec est exporté, principalement vers les États-Unis, alors que le GSR consommé au Québec est lui-même importé à hauteur d'environ 82 %. Ce paradoxe ne résulte pas d'un manque de capacité de production québécoise, mais d'un signal de prix plus attractif à l'exportation pour les producteurs, notamment vers les marchés dotés de normes sur l'intensité carbone des carburants, comme le *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) en Californie. Pour l'AQPER, la résolution de ce paradoxe passe donc avant tout par une meilleure attractivité du marché québécois pour les producteurs locaux, plutôt que par une contrainte imposée sur les flux commerciaux.

Ce paradoxe expose le Québec à un double risque de dépendance à des marchés volatils qu'il ne maîtrise pas : le producteur qui exporte sa production reste soumis aux fluctuations de marchés étrangers pour écouler ses volumes, tout comme le distributeur qui importe du GSR pour respecter ses obligations réglementaires reste soumis aux conditions de prix et de disponibilité de ces mêmes marchés extérieurs.

Développer le parc de production québécois pour couvrir les obligations d'incorporation, plutôt que de recourir à l'importation, permet de résoudre ce paradoxe tout en générant un ensemble d'externalités positives additionnelles au Québec : des emplois et des retombées fiscales pour les régions productrices, ainsi qu'une réduction des émissions de méthane à la source.

3.1.4. Les incitatifs à un approvisionnement compétitif

La compétitivité du GSR québécois repose d'abord sur la manière dont son coût est apprécié. L'usage actuel consiste à comparer le surcoût du GSR à l'écart de prix avec le gaz fossile, ce qui donne mécaniquement une image défavorable au GSR puisque le gaz fossile demeure la référence la moins chère sur le marché. **La comparaison pertinente est celle des vecteurs de décarbonation entre eux.** Ramené sur une base énergétique commune, **le coût du GSR produit au Québec équivaut à environ 7,9 ¢/kWh, un niveau comparable à celui de l'éolien terrestre** retenu au dernier appel d'offres d'Hydro-Québec, à 7,8 ¢/kWh, et **inférieur à l'estimation du solaire photovoltaïque**, de 8 à 11 ¢/kWh (section 5.2). À ce niveau de coût comparable s'ajoute un attribut que les filières électriques intermittentes n'offrent pas : **le GSR est stockable et mobilisable à la demande**, ce qui en fait une contribution directe à la sécurité d'approvisionnement lors de la pointe hivernale.

L'AQPER soutient que le GSR doit être évalué au regard des autres vecteurs de décarbonation auxquels le Québec aurait recours pour atteindre ces objectifs, et non au regard du statu quo fossile, une comparaison qui doit elle-même tenir compte des externalités positives propres au GSR, que ces autres vecteurs ne génèrent pas nécessairement dans la même ampleur

3.1.5. La valorisation optimale des attributs du GSR (unités de conformité et SPEDE)

Le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP), adopté par le gouvernement fédéral, impose aux fournisseurs de combustibles fossiles une obligation de réduction de l'intensité carbone de leurs produits, qu'ils peuvent respecter

notamment par l'achat d'unités de conformité (UC) générées par des combustibles à faible intensité carbone comme le GSR.

Un double enjeu se pose pour une valorisation optimale de ces attributs. Le premier porte sur l'intensité carbone (IC) elle-même, qui doit être approuvée projet par projet plutôt que sur la base d'une valeur de référence générique : l'approbation projet par projet est particulièrement avantageuse pour les projets de méthanisation, dont l'IC réelle est souvent nettement inférieure à la valeur par défaut, laquelle les pénalise, et elle s'accompagne d'une valeur de marché des UC qui devrait être appelée à croître à mesure que les obligations de conformité au RCP se resserrent à l'échelle canadienne. **Le second enjeu porte sur la mise en marché de ces attributs. Les distributeurs disposent d'un atout de massification des volumes d'UC que les producteurs, pris individuellement, ne possèdent pas. Le marché étant récent et encore en structuration, l'AQPER ne présume d'aucune défaillance, mais demande que le processus de mise en marché gagne en transparence. Chaque dollar gagné sur la valorisation des UC réduit d'autant les frais de socialisation répercutés sur l'ensemble des clients gaziers.**

Finalement, le SPEDE, souvent présenté comme un soutien au GSR, n'en est pas un dans les conditions actuelles. Les volumes de GSR consommés sont certes exclus de l'obligation de couverture, mais l'ordre de grandeur des deux montants diffère sensiblement : le tarif SPEDE facturé par Énergir s'établit à 8,406 ¢/m³ au 1er septembre 2026, soit environ 2,20 \$ par gigajoule (GJ), quand le surcoût du GSR se situe autour de 18 \$/GJ par rapport au prix de fourniture du gaz naturel, fixé à 3,74 \$/GJ à la même date (section 5.2). Un émetteur assujéti a donc intérêt à acquérir des droits d'émission ou à investir dans l'efficacité énergétique plutôt qu'à substituer du GSR au gaz fossile. Le même constat vaut en Europe, où les filières du biométhane se sont construites sur des instruments dédiés plutôt que sur le prix du quota (annexe 1). L'extension du système européen aux bâtiments et au transport routier (ETS2), prévue en 2028, pourrait faire évoluer ce signal. L'AQPER invite la Régie à constater ce fait, afin que la contribution du SPEDE au développement du GSR ne soit pas surestimée dans son avis. Ces deux instruments, unités de conformité et SPEDE, peuvent et doivent être mieux exploités, mais ni l'un ni l'autre n'a été conçu pour soutenir le développement d'une production locale de GSR : leur optimisation ne suffit pas, à elle seule, à lancer une filière de production nationale, d'où les mécanismes de soutien dédiés à la production proposés au point 1.

3.2. Tableau de synthèse des recommandations à la Régie

Recommandation	Ce que l'AQPER demande	Effet attendu et renvoi
1. Assortir la cible d'incorporation d'une cible de contenu québécois	Maintenir la cible de 10 % en 2030 et lui adjoindre une cible de production québécoise d'au moins 35 % de l'approvisionnement en GSR des distributeurs à l'horizon 2035, soit un palier minimal de l'ordre de 250 Mm ³ injectés par année.	Fait porter l'obligation sur la valeur créée au Québec (sections 5.4 et 7).
2. Rétablir et bonifier la continuité du soutien à l'investissement	Ouvrir sans délai un appel de projets au titre du PSPGNR, engager et bonifier de façon pluriannuelle l'enveloppe de 270 M\$ du Plan de mise en œuvre 2026-2031.	Aucun appel de projets ouvert depuis la fin de 2023, pour des projets qui se développent sur trois à cinq ans (sections 4.4 et 7.1).
3. Instaurer un crédit à la production	Créer un crédit à la production à compter de 2028, indexé, réservé au GSR produit et injecté au Québec. Pouvant prendre la forme d'un crédit d'impôt ou d'une subvention à la production qui pourrait être moduler selon l'intensité carbone (IC) des projets.	Enveloppe de 7,8 M\$ en 2028 à 33,6 M\$ en 2035, soit 157,7 M\$ cumulés, pour un allègement des frais socialisés de 870,7 M\$ sur la même période (section 7.3) représentant une valeur moyenne du crédit à la production de 3 \$/GJ.
4. Relever la prise en charge du raccordement	Porter la couverture du coût de raccordement au-delà du plafond de 1 M\$ par projet et aligner le traitement du raccordement du GSR sur celui réservé aux filières électriques renouvelables au Québec.	Le raccordement représente de 10 % à 30 % du coût d'investissement ; les gestionnaires de réseau en prennent en charge 60 % en France et 50 % en Californie (sections 4.4 et 5.2). Au Québec, Hydro-Québec rembourse aux parcs éoliens les coûts réels du poste de départ.
5. Valoriser pleinement les attributs environnementaux	Généraliser l'approbation de l'intensité carbone projet par projet et rendre transparent le processus de mise en marché des unités de conformité, le cas échéant par mise en concurrence des acteurs.	La valeur nette des unités de conformité passe de 2,3 \$/GJ en 2027 à 11,5 \$/GJ en 2035 dans le Scénario GSR Québec, autant de moins à socialiser (sections 5.2 et 7.3).
6. Reconnaître le besoin d'un mécanisme de stimulation de la demande	Stimuler, au moyen d'incitatifs gouvernementaux ciblés, la demande québécoise de GSR dans des secteurs stratégiques tels que la gestion de la pointe électrique, le transport lourd, l'alimentation des réseaux autonomes et les projets relevant de l'exemplarité de l'État.	La demande volontaire détermine le volume invendu et donc le niveau des frais de socialisation (sections 4.3 et 7.3).
7. Reconnaître la compétitivité du GNR par rapport aux autres énergies renouvelables	Reconnaître, dans une logique de décarbonation, que le GNR produit au Québec est compétitif par rapport à l'éolien et au solaire : environ 7,9 ¢/kWh, contre environ 8,3 ¢/kWh pour l'éolien terrestre et 8,2 à 11,2 ¢/kWh pour le solaire photovoltaïque (dollars de 2026).	À ce coût comparable s'ajoutent des externalités positives propres au GNR : contribution à la gestion de la pointe hivernale, stockage dans le réseau gazier existant, réduction des émissions de méthane à la source et valorisation des matières résiduelles (sections 5.2 et 5.3).

L'ensemble des recommandations de l'AQPER proposées à la Régie présentées dans le tableau ci-dessus permettront de **diminuer le coût total socialisé auprès de la clientèle de 870,7 M\$ sur la période 2028-2035** (voir modélisations en section 7.3 et 7.4) **tout en maintenant la cible de production de GSR incluant une production québécoise d'au moins 35%**. Nos recommandations impliquent le **déploiement d'aides gouvernementales cumulées de l'ordre de 428 M\$** sur un horizon de 8 ans, dont 270 M\$ sont déjà prévus dans le PMO 2026 pour le soutien au CAPEX des projets de GSR et 158 M\$ qui devront

être débloqués pour la mise en place d'un crédit à la production. Cette enveloppe apparaît réaliste et raisonnable compte tenu des multiples retombées économiques du développement d'une filière GSR québécoise en plus de la résilience énergétique qu'elle offre : 536 emplois, plus de 179 M\$ de valeur ajoutée annuelle, 1,0 G\$ d'investissement au Québec (section 5.3).

Les mécanismes proposés sont déployables rapidement et permettent ainsi d'assurer la diminution du prix de revient du GSR québécois suffisamment rapidement pour alléger la facture globale tout en injectant des volumes locaux de production de GSR au Québec supérieurs.

4. Contexte réglementaire et tarifaire du GSR au Québec

4.1. Cadre réglementaire québécois du GSR (cibles de GSR, Loi 24)

La définition réglementaire du GSR couvre le gaz naturel renouvelable issu de matières organiques par digestion anaérobie ou par procédé thermochimique, le biogaz pour sa seule fraction méthane et l'hydrogène produit à partir d'intrants ou d'électricité renouvelables – ce dernier n'étant comptabilisé qu'à hauteur de 33 ⅓ %. **Le présent document couvre les filières de première, de deuxième et de troisième génération, à l'exclusion de l'hydrogène vert.**

Le cadre réglementaire québécois du GSR repose sur le Règlement concernant le gaz de source renouvelable (RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01), pris en vertu de l'article 112, premier alinéa, paragraphes 4 et 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le paragraphe 5 ayant été introduit par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques* (L.Q. 2025, c. 24, a. 51). Ce règlement impose à chaque distributeur de gaz naturel de distribuer annuellement une quantité minimale de GSR, calculée en appliquant un facteur croissant à la moyenne triennale des volumes qu'il distribue, par segment de clientèle (le **marché des grandes entreprises** et le **marché des petits et moyens débits**) : **1 % à compter de 2020, 2 % en 2023, 5 % en 2025, 7 % en 2028 et 10 % en 2030. La conformité se mesure en volumes distribués et n'implique aucune cible de distribution de GSR produit localement.**

Cet échéancier demeure celui en vigueur, mais son maintien n'est pas acquis. Un projet de règlement soumis à consultation au printemps 2026 proposait de **reporter à 2032 l'atteinte de la cible de 10 %** et d'introduire un mécanisme de cibles maximales, limitant la reconnaissance du GSR au-delà d'un seuil de dépassement de 5 % par rapport à la cible minimale. Par lettre du 14 juillet 2026, le ministre a annoncé qu'il ne recommanderait pas son édicton et a indiqué viser un nouveau projet pour le printemps 2027, de sorte que la cible de 10 % en 2030 reste juridiquement applicable à ce jour.

4.2. Cadre réglementaire fédéral des unités de conformité (Règlement sur les combustibles propres, DORS/2022-140)

Le *Règlement sur les combustibles propres*, de compétence fédérale, institue un **marché d'unités de conformité (UC) distinct du régime québécois du GSR**. Selon la formule prévue à son article 95(4), chaque volume de combustible à faible intensité carbone produit ou importé génère des unités de conformité (UC) en proportion de l'écart entre son intensité carbone (IC), qui peut être une valeur par défaut, une valeur approuvée par Environnement et Changement climatique Canada ou une intensité réelle mesurée, et l'intensité carbone de référence. Plus l'IC d'un site est basse, plus il génère d'UC par gigajoule (GJ) injecté.

Ce mécanisme fédéral se distingue du **Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE)** québécois, dont relève l'exemption applicable au CO₂ biogénique du GSR. Les deux régimes obéissent à des logiques différentes : l'un encadre le plafonnement des émissions au Québec, l'autre reconnaît la performance carbone des carburants à l'échelle fédérale.

En pratique, **le SPEDE n'exerce pas d'effet incitatif sur la consommation de GSR et ne favorise en rien la production québécoise**, pour trois raisons. **La première tient au niveau du signal : l'exemption du CO₂ biogénique n'a de valeur que par différence avec le prix du droit d'émission**, lequel ne représente que quelques dollars par gigajoule de gaz fossile, très loin d'un surcoût du GSR de plusieurs dizaines de dollars par gigajoule (section 5.2). Pour que la substitution devienne rentable pour un émetteur assujéti, le prix du carbone devrait atteindre plusieurs centaines de dollars la tonne⁴. **La deuxième tient à la cible du mécanisme : le SPEDE s'adresse aux grands émetteurs et aux distributeurs de carburants, qui arbitrent entre tous les moyens de réduction disponibles, et il ne comporte aucun critère d'origine** : un GSR importé y produit exactement le même effet qu'un GSR québécois. **La troisième tient à sa conception : le SPEDE plafonne des émissions de combustion et ne reconnaît ni la réduction des émissions de méthane à la source, ni l'intensité carbone du gaz injecté**, qui sont pourtant les deux attributs distinctifs de la production de GSR (section 5.3).

Le même constat vaut en Europe : les juridictions examinées ont majoritairement bâti leur filière de production nationale de biométhane via des instruments dédiés de soutien à la production (tarif d'achat, prime à l'injection, subventions CPAEX,...) puis ont basculé vers des obligations d'incorporation sur certains segments d'usage (mobilité, résidentiel / tertiaire,...) mais la valorisation volontaire d'attributs environnementaux dans des mécanismes types SPEDE y demeurent anecdotiques (annexe 1). **Le SPEDE ne peut donc pas être compté parmi les leviers de soutien à la filière.**

Ensuite, **au sens du RCP le distributeur gazier n'est pas un « fournisseur principal »** : cette qualification ne s'applique qu'aux producteurs et aux importateurs d'essence et de diesel, tenus de réduire annuellement l'intensité carbone moyenne de ces combustibles sous peine de pénalités. **Un distributeur qui injecte du GSR au réseau agit à titre de créateur volontaire d'unités de conformité** : il peut se retirer du dispositif en tout temps, sous réserve des obligations de déclaration prévues à l'article 27, **sans qu'aucune obligation réglementaire ne l'y contraigne**. Les UC ainsi créées sont vendues aux fournisseurs principaux, qui les utilisent pour satisfaire leur propre obligation de réduction. **Il est important de noter que si la valorisation des UC du GSR permet un revenu complémentaire pour le distributeur, le RCP n'a pas été construit pour soutenir le développement d'une production locale de GSR et ne permet pas à lui seul d'en assurer la soutenabilité économique.**

4.3. Cadre tarifaire actuel et son évolution (R-4008-2017, décisions D-2021-158, D-2023-022, D-2024-028)

Le cadre d'acquisition du GSR par les distributeurs a été établi dans le dossier R-4008-2017 puis précisé par les décisions D-2021-158, D-2023-022 et D-2024-028. La grille actuellement en vigueur, issue de la décision D-2023-022, fixe **une durée maximale de contrat de 20 ans, un coût moyen d'acquisition du portefeuille plafonné à 20 \$ de 2022 par GJ pour les années tarifaires 2022-2023 et 2023-2024, puis à 25 \$ de 2022 par GJ à compter de l'année tarifaire 2024-2025, et des prix plafonds par contrat de 45 \$ de 2022 par GJ pour les projets de moins de 5 Mm³ et de 35 \$ de 2022 par GJ pour les projets de 5 Mm³ ou plus. Ces balises s'appliquent indistinctement aux approvisionnements québécois et hors Québec.**

Le prix payé par le client final résulte de l'empilement de plusieurs composantes. Le tarif GSR facturé par Énergir suit la formule suivante :

Tarif du GSR = Coût moyen d'achat projeté + Écart de prix cumulatif + Surcoût du GSR invendu (frais de socialisation) – Valeur nette des unités de conformité non cédées par le producteur.

S'y ajoutent, selon les années, un cavalier tarifaire de rattrapage et, en amont du prix d'achat, la part du tarif de réception décrite à la section 5.2.

⁴ Calcul illustratif de Sia : un gigajoule de gaz naturel émet environ 50 kg de CO₂, de sorte qu'un surcoût de 30 à 40 \$/GJ équivaut à 600 à 800 \$ la tonne de CO₂.

La composante de socialisation ne dépend pas seulement du prix d'achat du GSR, mais aussi de l'écart entre les volumes que le distributeur doit acquérir et ceux que la clientèle achète volontairement.

4.4. Incitatifs financiers : dispositifs de soutien à l'investissement et au raccordement

Le soutien public à l'investissement constitue une composante structurante de l'économie des projets québécois. Quatre dispositifs se sont succédé ou coexistent.

Le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC), **en vigueur de 2009 jusqu'à sa clôture le 31 décembre 2023**, a soutenu l'essentiel du parc municipal existant. Le Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR), qui a pris le relais pour les projets d'injection, **court jusqu'au 30 juin 2029 et son cadre normatif 2026-2029 a été approuvé le 11 août 2026 – aucun appel de projets n'est toutefois ouvert à ce jour, dans l'attente de l'issue de la présente démarche devant la Régie**. Le Plan de mise en œuvre 2026-2031 du Plan pour une économie verte prévoit **une enveloppe de 270 M\$ sur cinq ans** destinés au soutien de nouveaux projets. Enfin, le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques fixe des cibles de nouveaux approvisionnements en bioénergies de 11 TWh d'ici 2030, 30 TWh d'ici 2040 et 50 TWh d'ici 2050, sans ventiler la part revenant au GSR.

À ces programmes s'ajoute un dispositif distinct, encadré par la Régie : la réfaction, c'est-à-dire la part du coût de raccordement d'un site de production prise en charge par le distributeur et récupérée dans ses tarifs. Elle est plafonnée à 1 M\$ par projet, **un plafond insuffisant pour la majorité des projets de GSR actuels, dont les coûts de raccordement dépassent très largement ce seuil** (voir la part du raccordement dans le coût d'achat total, section 5.2).

Ce plafond de 1 M\$ ne se confond pas avec les aides au capital du PSPGNR. Celles-ci couvrent l'ensemble du coût d'investissement d'un projet, raccordement compris, dans une enveloppe globale ; la réfaction porte spécifiquement sur le raccordement et relève du cadre tarifaire du distributeur. Les deux dispositifs ne s'additionnent pas et poursuivent des logiques différentes.

Ces dispositifs se sont succédé sans continuité assurée : la fermeture du PTMOBC en 2023 a précédé l'interruption des appels de projets du PSPGNR, sans chevauchement garanti entre les deux programmes. Le cadre normatif 2026-2029 du PSPGNR a été approuvé le 11 août 2026, mais aucun appel de projets n'a été lancé depuis. **Concrètement, aucun appel de projets n'est ouvert pour le GSR au Québec depuis la fin de 2023, soit près de trois ans, alors que le Plan pour une économie verte prévoyait une continuité du soutien. Cette discontinuité est particulièrement pénalisante pour une filière dont les projets s'échelonnent typiquement sur trois à cinq ans du développement à la mise en service : un cadre de soutien ouvert par intermittence n'est pas compatible avec cet horizon, et un développeur doit pouvoir compter sur un dispositif stable et prévisible sur toute la durée pour engager les investissements nécessaires.**

Cette exigence de stabilité trouve un appui dans les pratiques internationales, où les dispositifs sont annoncés sur plusieurs années : le Danemark a mis en concurrence une enveloppe de 1,7 G€ couvrant la période 2024-2030, avec une prime garantie vingt ans, et l'Italie a réuni subvention au capital et rémunération à la production dans un même décret pluriannuel (annexe 1). La plupart des juridictions comparables combinent un soutien au CAPEX plafonné en proportion du coût d'investissement (de l'ordre de 25 % à 55 % selon les pays – allant jusqu'à 40 % en Italie via le Plan national de relance et de résilience, PNRR) et/ou un crédit à la production, qui peut prendre la forme d'un crédit d'impôt, comme le crédit 45Z aux États-Unis, ou d'une subvention à la production, avec une prise en charge substantielle des coûts de raccordement par le gestionnaire de réseau, récupérée dans ses tarifs : 60 % en France, dans la limite de 600 k€ par projet, et 50 % en Californie, dans la limite de 3 M\$ US par projet et de 5 M\$ US par producteur – des niveaux de couverture nettement supérieurs à ceux observés au Québec : plafond de 1 M\$ alors le raccordement d'un projet peut représenter plusieurs millions de dollars.

Ce plafond de 1 M\$ contraste également avec le traitement réservé, au Québec notamment, aux filières électriques renouvelables. **À filière renouvelable égale, le producteur de GSR est le seul à porter l'essentiel de son coût de raccordement.**

Au-delà du CAPEX, le Québec ne dispose par ailleurs d'aucun incitatif à la production ou à l'exploitation, contrairement aux États-Unis – le crédit d'impôt à la production 45Z étant proportionnel à la réduction d'intensité carbone et cessible à des tiers – ou à la majorité des juridictions européennes. L'annexe 1 décrit le fonctionnement de ces mécanismes.

4.5. Développements récents (avis ministériel R-4353-2026)

Au printemps 2026, le gouvernement du Québec a soumis à consultation un projet de règlement modifiant le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*. Ce projet proposait de reporter à 2032 l'atteinte de la cible de 10 % et d'introduire un mécanisme de « cibles maximales » limitant la reconnaissance du GSR au-delà d'un seuil de dépassement de 5 % par rapport à la cible minimale. L'AQPER y a répondu le 4 juin 2026 auprès du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie.

En juillet 2026, le ministre a annoncé qu'il ne recommanderait pas l'édiction de ce projet de règlement et a renvoyé la question à la Régie ainsi qu'à un comité d'experts ministériel. La demande d'avis du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie a été déposée au dossier **le 17 juillet 2026**, la Régie en accusant réception le 21 juillet 2026. C'est cette demande qui a donné lieu à l'ouverture de l'actuel dossier R-4353-2026.

Deux autres développements complètent ce cadre. Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques et le plan de mise en œuvre de juin 2026 fixent des cibles de nouveaux approvisionnements en bioénergies et prévoient l'enveloppe de soutien décrite à la section 4.4. Par ailleurs, la réglementation applicable aux nouveaux bâtiments a introduit des exigences relatives à la consommation de gaz de source renouvelable. Ces éléments sont rappelés ici à titre factuel, l'AQPER ne prenant pas position sur ce dernier point dans le présent mémoire.

L'avis attendu de la Régie, à produire d'ici la fin de novembre 2026, porte sur les cinq volets énumérés à la section 2. Ces cinq volets structurent l'analyse développée dans les sections suivantes.

L'AQPER est intervenue à plusieurs reprises sur ces questions devant la Régie et auprès du ministère : mémoire déposé à l'étape D en 2022, mise à jour des données économiques de la filière déposée au début de 2026, analyse des retombées économiques réalisée par Aviséo Conseil, et réponse à la consultation sur le projet de règlement le 4 juin 2026. Les conclusions de ces travaux alimentent l'analyse développée ci-après.

5. Historique et panorama du parc de production québécois

5.1. Historique depuis 2020

Le cadre réglementaire québécois impose depuis 2020 une cible d'incorporation croissante de GSR (1 % en 2020, 2 % en 2023, 5 % en 2025, 7 % en 2028, 10 % en 2030), **sans aucune exigence de contenu québécois** (section 4.1). Le parc de production s'est développé dans ce contexte, porté par des dispositifs de soutien discontinus : le PTMOBC, en vigueur de 2009 à 2023, puis le PSPGNR, qui a pris le relais pour les projets d'injection avant que ses appels de projets ne soient interrompus (section 4.4).

La figure 1 retrace la progression de la **capacité identifiée** du parc entre 2020 et 2026, à partir de l'inventaire projet par projet compilé par l'AQPER auprès de ses membres. La capacité identifiée désigne, dans le présent mémoire, la capacité nominale annuelle des projets en injection, en construction ou sous contrat signé, telle que recensée projet par projet à l'annexe 2. Elle se distingue de la production physique réellement mesurée, qui dépend du taux d'utilisation des installations, et du potentiel technico-économique, qui recouvre l'ensemble de la ressource mobilisable indépendamment de l'existence d'un projet.

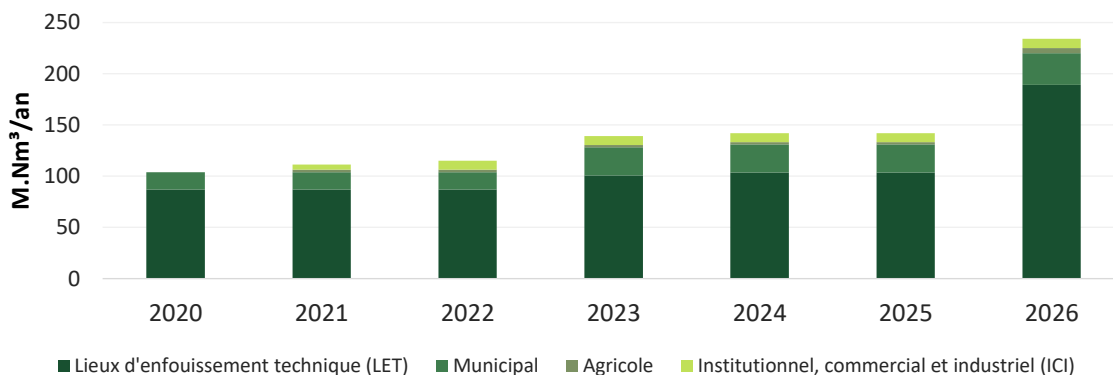


Figure 1. Évolution de la capacité de production de GSR identifiée au Québec par filière, 2020-2026

Entre 2020 et 2026, la capacité identifiée du parc québécois **augmente de 125 %, passant de 104,0 à 234,0 Mm³/an**. Cette croissance est portée à 78 % par la filière des lieux d'enfouissement technique (LET), qui passe de 87,0 à 189,0 Mm³/an, portée par les deux mises en service les plus importantes de la période, le projet de WM à Sainte-Sophie (80 Mm³/an, 2026) et celui de Waga Energy à Hébertville-Station (5,3 Mm³/an, 2026). Les filières agricoles et ICI, longtemps marginales (respectivement 4,9 et 8,9 Mm³/an en 2026), n'amorcent leur montée en puissance qu'à compter de 2026-2027, avec les projets GNR Shefford, GPK Ange-Gardien, Farnham et BioÉnertek, seuls sites de ces deux filières recensées sur la période (annexe 2). **Cette accélération s'est produite lorsque le PTMOBC puis le PSPGNR étaient actifs**, démontrant à la fois qu'un cadre de soutien stable permet aux projets de se concrétiser et que l'interruption des appels de projets fragilise la concrétisation de la suite du portefeuille de projets, alors même que l'émergence d'une filière québécoise compétitive figure parmi les attentes provinciales.

Cette lecture est historique et ne préjuge pas de la composition future du parc. Les lieux d'enfouissement techniques les plus importants du Québec sont aujourd'hui pour l'essentiel équipés ou en voie de l'être : la filière approche de sa pleine exploitation et ne pourra pas porter seule la croissance des prochaines années. **Le relais devra venir de la biométhanisation agricole, des résidus des ICI et des procédés de troisième génération**, dont les coûts de production sont plus élevés que ceux des LET (section 5.2). C'est un paramètre déterminant pour apprécier la trajectoire de coût de la filière : la poursuite de la croissance suppose de mobiliser des gisements structurellement plus coûteux.

5.2. Panorama des filières (parc actuel) et coûts de production

En 2026, les **quinze projets en injection ou en construction sous contrat signé** représentent une capacité identifiée de **234,0 Mm³/an**. Parmi celle-ci, **167,0 Mm³/an** sont raccordés au réseau de Trans Québec & Maritimes (TQM), tandis que les **67,0 Mm³/an** restants sont raccordés au réseau d'Énergir. Par filière, les **LET représentent 80,8 %** de la capacité identifiée, devant le **municipal (13,3 %)**, l'**ICI (3,8 %)** et l'**agricole (2,1 %)** (figure 2).

À cette capacité s'ajoutent **six projets déjà en construction ou sous contrat signé**, dont l'entrée en service est prévue à compter de 2027, pour une **capacité additionnelle de 33,2 Mm³/an** (voir section 5.4).⁵

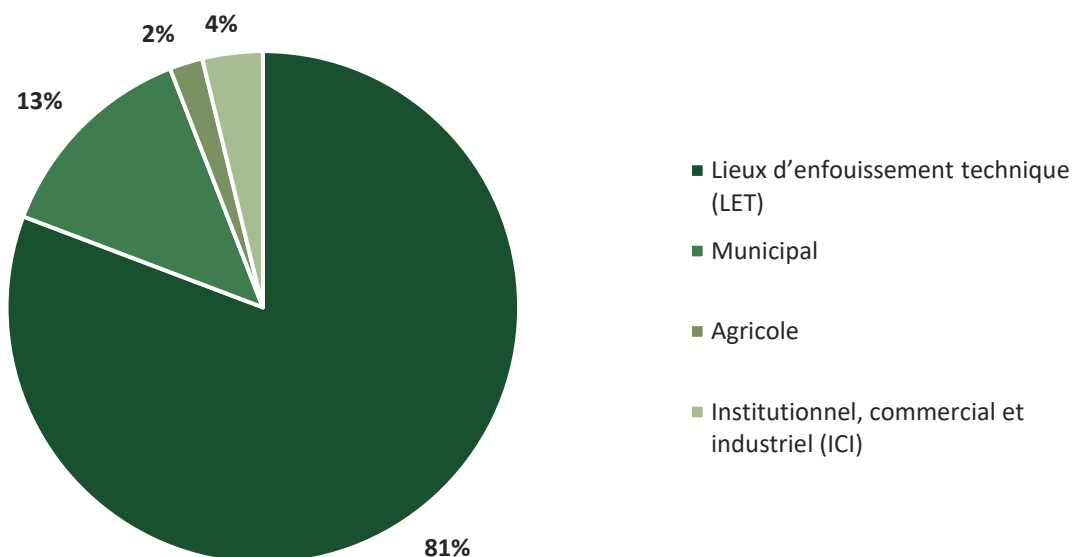


Figure 2. Répartition de la capacité de production de GSR identifiée au Québec par filière, 2026

Les coûts complets de production diffèrent sensiblement selon la filière. L'analyse de modèles financiers de huit projets québécois datant de 2026⁶ établit un **prix moyen à la mise en service de 57,43 \$/GJ pour la biométhanisation et de 41,71 \$/GJ pour les LET**, soit un écart d'environ 38 % entre les deux filières.

Cet écart tient d'abord à la structure de coûts : **coût d'investissement (CAPEX) moyen de 37,0 M\$ par projet (45,2 M\$ en biométhanisation, 28,7 M\$ en LET)**, dont environ 85 % pour la construction et 10 % de contingences. Le raccordement au réseau et le poste d'injection sont compris dans le bloc construction et en constituent une part déterminante : le seul poste d'injection représente de l'ordre de 3 M\$, de sorte que tout projet, quelle que soit sa taille, supporte ce coût dès le départ, et la mise à jour des données économiques déposée en 2026 situe la part totale du raccordement entre 10 % et 30 % du coût d'investissement selon la distance au réseau.⁷

Le financement – de type financement de projet adossé à une dette senior – repose en partie sur les subventions provinciales (PSPGNR, PTMOBC, décrets), obtenues par six des huit projets et couvrant **en moyenne 37 % de ce coût d'investissement (CAPEX)**. Ce constat vaut pour les projets à venir : si ces subventions n'étaient pas renouvelées — l'absence d'appel de projets ouvert au titre du PSPGNR en est un signe avant-coureur —, la part aujourd'hui couverte par l'aide publique devrait être financée autrement, ce qui augmenterait **mécaniquement le prix du GNR requis** pour ces futurs projets, et donc le coût supporté en bout de ligne par la clientèle⁸.

Ces prix, exprimés en dollars de 2026 et compris entre 41,71 et 57,43 \$/GJ selon la filière, se comparent aux plafonds fixés par la décision D-2023-022 : 25 \$2022/GJ pour le coût moyen d'acquisition du portefeuille, et 35 ou 45 \$2022/GJ par contrat selon la taille du projet (section 4.3). Ces plafonds sont indexés, s'établissent, pour l'année tarifaire 2025-2026, à 29,38 \$/GJ

⁵ AQPER, inventaire du parc de production de GSR, compilation 2026.

⁶ Chaos Finance Conseil, Projets de GNR au Québec, analyse de modèles financiers, 4 mars 2026, Pièce R-4320-2025-C-AQPER-0014.

⁷ Idem, Tableau 4.

⁸ Idem, Tableau 5.

pour le coût moyen d'acquisition du portefeuille, à 41,13 \$/GJ par contrat pour les projets de 5 Mm³ ou plus et à 52,88 \$/GJ par contrat pour les projets de moins de 5 Mm³. Lue à cette échelle, la comparaison est sans ambiguïté : le prix moyen de la biométhanisation, à 57,43 \$/GJ, dépasse le plafond par contrat le plus élevé, et celui des LET, à 41,71 \$/GJ, se situe déjà au-dessus du plafond applicable aux projets de 5 Mm³ ou plus. Le coût de production observé dépasse ainsi, pour une partie du parc, le plafond moyen de portefeuille, sans nécessairement excéder le plafond du contrat individuel. Cet écart contribue à expliquer qu'une **part minoritaire de la production québécoise soit destinée au marché local** : en 2024, 36 Mm³ sur 147 Mm³ produits, soit environ 25 %, ont été vendus au réseau d'Énergir⁹. **L'enjeu n'est donc pas seulement le niveau du plafond, mais l'équilibre entre un prix d'achat qui permet la réalisation des projets québécois et la limitation du coût pour l'ensemble de la clientèle.** Dans la structure actuelle du dispositif, permettre la réalisation de projets économiquement viables tout en protégeant le client final par des plafonds tarifaires suppose des mécanismes de soutien complémentaires à la production, en particulier pour la biométhanisation : à défaut, l'équation devient insoluble et la problématique d'import-export documentée à la section 6 ne peut être résolue.

Même si la comparaison au gaz fossile reste la référence la plus communément utilisée, celui-ci se négocie aujourd'hui à moins de 3 \$/GJ, un prix appelé à converger vers 8,6 \$/GJ d'ici 2030 une fois intégré le coût de fourniture projeté et le coût du droit d'émission SPEDE¹⁰, un niveau qui peut déjà servir de référence tutélaire minimale, supérieure au seul prix du gaz naturel — sans que ce constat fasse du SPEDE, on le rappelle, un dispositif de soutien au GSR ni, a fortiori, une solution de décarbonation en soi (section 4.2). **Cette comparaison mesure utilement l'écart entre le *statu quo* fossile et le GSR, elle ne dit rien de la position du GSR parmi les solutions de décarbonation elles-mêmes. C'est cette seconde comparaison qui doit fonder l'appréciation de sa compétitivité**, et qui montre une **réalité plus favorable au GSR que ne le laisse supposer sa seule comparaison au gaz fossile.**

Comparés au seul prix affiché, l'éolien et le solaire paraissent mieux placés que le GSR, mais cette lecture ne résiste pas à une mise sur base commune. L'éolien terrestre s'est vendu à 7,8 ¢/kWh en dollars de 2023 lors du dernier appel d'offres d'Hydro-Québec¹¹. Le solaire est estimé par Hydro-Québec entre 8 et 11 ¢/kWh, bien qu'aucun appel d'offres n'ait été encore conclu à ce jour¹². Le prix moyen du GNR s'établit quant à lui autour de 22 \$/GJ aujourd'hui, niveau cohérent avec le prix moyen des contrats québécois signés d'Énergir, de 22,7 \$2021-22/GJ (tableau 5), avec une trajectoire projetée entre 23,4 et 35,1 \$/GJ à l'horizon 2030¹³. **Ramené sur la même base énergétique que l'électricité, soit 277,8 kWh par GJ, ce coût équivaut à environ 7,9 ¢/kWh aujourd'hui et 8,4 à 12,6 ¢/kWh en 2030, un niveau du même ordre de grandeur que celui de l'éolien et du solaire.**

Cette proximité de coût, une fois les deux filières ramenées à une base comparable, doit être appréciée à la lumière d'une différence structurelle de périmètre qui joue en faveur du GSR, résumée dans le tableau ci-dessous. Les coûts y figurent dans leur année de référence d'origine, soit des dollars de 2026 pour le GSR et des dollars de 2023 pour l'éolien. Ramené en dollars de 2026 sur une hypothèse d'inflation de 2 % par année, le prix de l'éolien du dernier appel d'offres s'établit à environ 8,3 ¢/kWh, soit légèrement au-dessus du GSR québécois.

⁹ Pièce R-4320-2025-C-AQPER-0013, analyse Aviséo Conseil (2024).

¹⁰ Whitmore et Pineau, Gaz naturel renouvelable au Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, novembre 2024, p. 6 et Tableau 4, p. 9.

¹¹ Hydro-Québec, communiqué du 26 janvier 2024 : « 7,8 ¢/kWh en dollars de 2023 ».

¹² Stratégie solaire d'Hydro-Québec, 2025, p. 6.

¹³ Whitmore et Pineau, novembre 2024, p. 6 et Tableau 4, p. 9.

Tableau 1

Comparaison des périmètres de coût et des mécanismes de soutien du GSR, de l'éolien et du solaire photovoltaïque au Québec¹⁴

	GSR	Éolien terrestre	Solaire PV
Coût de l'énergie affiché	≈ 7,9 ¢/kWh équivalent ¹⁵ ; 8,4 à 12,6 ¢/kWh en 2030	7,8 ¢/kWh (dernier appel d'offres conclu)	8 à 11 ¢/kWh (estimation, aucun appel d'offres encore conclu)
Coût ramené en dollars de 2026, à 2 % d'inflation annuelle	≈ 7,9 ¢/kWh (déjà exprimé en dollars de 2026)	≈ 8,3 ¢/kWh	≈ 8,2 à 11,2 ¢/kWh
Périmètre du prix affiché	Coût complet, raccordement inclus au-delà de la couverture du raccordement	Hors coûts de transport et de distribution	Hors coûts de transport et de distribution
Traitement du raccordement	Couverture du raccordement plafonnée à 1 M\$, solde à la charge du producteur	Remboursement des coûts réels du poste de départ par Hydro-Québec TransÉnergie.	Mécanisme non encore précisé publiquement, premier appel d'offres non conclu
Réponse à la période de pointe hivernale	Injecté dans un réseau gazier stockable et mobilisable à la demande	Variable, contribution limitée à la pointe	Variable, contribution limitée à la pointe (ensoleillement hivernal plus faible)
Traitement du surcoût dans le tarif	Surcoût explicitement identifié et socialisé sur la clientèle gazière en vertu de l'art. 52.5 de la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i> , qui permet par ailleurs de faire varier les tarifs par catégorie de consommateurs	Coût absorbé par mutualisation tarifaire : le tarif patrimonial affiché (3,59 ¢/kWh) résulte du mélange entre les approvisionnements historiques à bas coût et les approvisionnements plus récents, dont les nouveaux contrats d'énergie renouvelable (en moyenne 12,66 ¢/kWh en post-patrimonial) ¹⁶ , sans qu'un mécanisme de socialisation distinct et documenté publiquement, comparable à l'art. 52.5, ne s'applique à cette composante	

Cette différence de traitement n'est pas neutre sur le plan de la lisibilité tarifaire. Alors que le mécanisme de socialisation du GSR repose sur une disposition législative dédiée et un suivi explicite par la Régie, le coût des nouveaux approvisionnements électriques renouvelables est absorbé de façon implicite dans un tarif patrimonial moyen, sans que la contribution de chaque filière au tarif final ne soit isolée ou publiée. L'écart entre le bloc patrimonial (3,59 ¢/kWh) et les contrats post-patrimoniaux (12,66 ¢/kWh) illustre l'ampleur de cette mutualisation, sans qu'elle soit aussi formellement encadrée que celle prévue pour le GSR.

Cette différence de traitement pèse directement sur le coût affiché. Le raccordement représentant de 10 % à 30 % du coût d'investissement d'un projet de GSR, un traitement équivalent à celui réservé aux filières électriques renouvelables retirerait cette part du prix que le producteur doit récupérer par la vente de sa molécule. L'écart porte aussi sur l'exploitation : le producteur de GSR assume seul l'entretien et l'exploitation de son raccordement, là où ces charges sont prises en charge

¹⁴ Whitmore et Pineau, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, novembre 2024 (GSR) ; Hydro-Québec, communiqué du 26 janvier 2024 (éolien) ; Hydro-Québec, Stratégie solaire, une approche évolutive pour une ambition de 3 000 MW, 2025 (solaire) ; Hydro-Québec, Guide concernant la demande du producteur pour le remboursement de son poste de départ par Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité, novembre 2021 (raccordement électrique) ; art. 52.5, Loi sur la Régie de l'énergie (socialisation GSR).

¹⁵ Valeur obtenue par conversion de la donnée en \$/GJ sur une base énergétique commune (1 GJ = 277,8 kWh), calcul Sia à partir de Whitmore et Pineau (2024).

¹⁶ La tarification de l'électricité au Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 24 février 2025, p. 7-8. Voir aussi Hydro-Québec, communiqué de rétablissement des faits sur les approvisionnements éoliens : « l'énergie provenant des parcs éoliens coûte plus de 10 ¢/kWh, alors que le coût moyen des approvisionnements d'Hydro-Québec Distribution est d'environ 3 ¢/kWh ».

pour les parcs éoliens. À périmètre de coût harmonisé, l'écart apparent entre le GSR et les filières électriques se réduit donc sensiblement.

Cet écart de traitement se double d'un écart de valeur de mobilisation. Le GSR, injecté dans un réseau gazier stockable et mobilisable à la demande, contribue à répondre à la pointe de consommation hivernale du Québec, moment de plus forte sollicitation du réseau, quand l'éolien et le solaire photovoltaïque, qui fournissent une production variable, y répondent plus modestement.

Le GSR dispose ainsi d'un cadre de traitement du surcoût plus transparent et mieux balisé que celui applicable aux filières renouvelables électriques et se positionne comme un levier de décarbonation dont la compétitivité, une fois les périmètres de coût harmonisés, se compare avantageusement à celle de l'éolien et du solaire photovoltaïque, tout en apportant une contribution distincte et complémentaire à la fiabilité du système énergétique québécois. **C'est sur cette base, et non sur une comparaison partielle au seul prix affiché de l'énergie, que l'AQPER invite la Régie à apprécier la valeur du GSR dans le portefeuille énergétique du Québec, en plus des externalités hors énergie qu'il génère, détaillées à la section 5.3.**

Pour revenir à la structure de coûts des projets québécois décrite plus haut, le tableau 2 décompose le coût d'un projet type et met chaque coût en regard de la situation québécoise actuelle et des leviers de réduction observés dans le balisage international (annexe 1).

Tableau 2
Décomposition du coût d'investissement (CAPEX) d'un projet type de GSR et leviers de réduction observés dans le balisage

Bloc de coût d'investissement (CAPEX) d'un projet type	Levier de réduction observé ailleurs	Situation actuelle au Québec
Construction : environ 85 % du coût total (procédé de méthanisation ou de captage, épuration et compression, génie civil)	Subvention à l'investissement en proportion du coût (Italie 40 %, Suède 45 à 65 %), toujours combinée à un mécanisme de revenu ; standardisation des installations permise par une trajectoire stable de projets	Subventions ayant couvert en moyenne 37 % du coût de six des huit projets analysés ; PTMOBC clos en 2023 ; PSPGNR en vigueur jusqu'au 30 juin 2029, sans appel de projets en cours ; enveloppe de 270 M\$ annoncée pour 2026-2031, non encore ouverte (section 4.4)
Raccordement et poste d'injection : inclus dans la construction, de 10 % à 30 % du coût d'investissement selon la distance au réseau, dont environ 3 M\$ pour le seul poste d'injection	Prise en charge par le gestionnaire de réseau, récupérée dans ses tarifs : 60 % en France et 50 % en Californie	Aide plafonnée à 1 M\$ par projet, solde à la charge du producteur ; Hydro-Québec rembourse aux parcs éoliens les coûts réels du poste de départ (tableau 1, section 4.4)
Contingences : environ 10 % du coût total	Réduites par la maturité de la filière, la répétition des projets et la disponibilité de références de coûts	Filière naissante, une vingtaine de sites en exploitation ou en construction, peu de références comparables (annexe 2)
Rémunération de l'exploitation : solde de développement et d'ingénierie, frais de financement et coût du capital sur la durée du contrat	Rémunération à la production qui sécurise le revenu d'exploitation et abaisse la prime de risque des prêteurs : crédit d'impôt 45Z aux États-Unis, prime à l'injection en Italie, certificats de production en France ; valeur des attributs environnementaux en complément	Aucun incitatif à la production ou à l'exploitation ; valeur des unités de conformité cédée par contrat et volatile ; contrats de 20 ans sous un plafond de coût moyen de 25 \$/GJ (sections 4.2 et 4.3)

Cette structure de coûts éclaire directement les leviers identifiés dans le balisage international (annexe 1), car chacun agit sur un bloc différent du prix requis. Le premier bloc est **l'investissement initial**, qui représente environ 85 % du coût des projets : c'est sur lui qu'agit la subvention au CAPEX, en proportion du coût comme en Italie (40 %) ou en Suède (45 % à 65 %). C'est ce même levier qui a couvert en moyenne 37 % du coût de six des huit projets québécois analysés. Le Québec

l'applique donc déjà à un niveau comparable. Ce qui lui fait défaut n'est pas le taux, mais la continuité du programme, dont l'interruption des appels de projets renchérit mécaniquement les projets à venir.

Le deuxième bloc est le raccordement au réseau, compris dans le coût de construction et représentant de 10 % à 30 % du coût d'investissement selon la distance au réseau : le plafond d'aide de 1 M\$ laisse l'essentiel de ce coût au producteur, alors que le gestionnaire de réseau en prend en charge 60 % en France et 50 % en Californie, et qu'Hydro-Québec rembourse aux parcs éoliens les coûts réels de lancement (tableau 1).

Le troisième bloc est la **rémunération de la production** : au-delà du financement de l'investissement initial, un projet de GSR doit pouvoir compter sur un niveau de revenu viable sur la durée, que les prix du marché gazier classique ne garantissent pas. C'est précisément le rôle des mécanismes de rémunération à la production observés ailleurs, crédit d'impôt 45Z aux États-Unis, prime à l'injection en Italie, tarifs d'achats en France, au Danemark, ..., qui couvrent à la fois le service de la dette et les coûts d'exploitation (OPEX) du projet. Un effet positif, mais secondaire, de cette sécurisation du revenu est d'abaisser la prime de risque exigée par les prêteurs ; la valeur des unités de conformité vient en complément de ce revenu.

Ces leviers ne sont pas substituables : les deux premiers réduisent le montant à financer, le troisième garantit au producteur un niveau de revenu viable pour son projet, que les prix de marché du gaz classique ne garantissent pas, en couvrant à la fois le service de cette dette et les coûts d'exploitation courants. **Leur combinaison est ce qui permet, dans les juridictions du balisage, de ramener le prix requis vers un niveau compatible avec les plafonds tarifaires**, et c'est la filière de la biométhanisation, la plus intensive en capital, qui en bénéficie le plus. Se pose alors la question de la répartition de cet effort entre contributeurs : une partie peut légitimement transiter par les frais de socialisation supportés par l'ensemble de la clientèle gazière, mais au-delà d'un certain niveau, c'est plutôt un soutien porté par l'État qui doit prendre le relais, afin que le coût additionnel reste acceptable pour le consommateur (section 4.4).

L'écart entre les 41,71 à 57,43 \$/GJ observés et les plafonds par contrat de l'année tarifaire 2025-2026, soit 41,13 \$/GJ au-delà de 5 Mm³ et 52,88 \$/GJ en deçà, mesure ainsi non pas un défaut de compétitivité intrinsèque de la filière québécoise, mais l'absence de mécanismes de soutien stables que les filières matures ont mis en place.

Cette analyse porte sur le coût d'investissement (CAPEX) et son financement ; elle ne couvre pas les coûts d'exploitation (OPEX), qui pèsent pourtant lourdement sur le prix final, en particulier pour la biométhanisation, dont l'approvisionnement continu en intrants organiques constitue une charge récurrente que les LET, dont le biogaz est un sous-produit de matières déjà enfouies, ne supportent pas dans la même mesure. **Les leviers de réduction de l'OPEX diffèrent de ceux du CAPEX** : ils reposent sur les mécanismes de rémunération à la production décrits ci-dessus (crédit à la production, prime à l'injection, tarifs d'achat), qui sécurisent un revenu couvrant à la fois le service de la dette et les coûts d'exploitation courants, plutôt que sur une subvention ponctuelle à l'investissement. Faute d'un tel mécanisme au Québec (section 4.4), le producteur doit couvrir seul, par le prix de vente, l'ensemble de ses coûts d'exploitation, ce qui renforce d'autant l'argument en faveur d'un dispositif complémentaire de soutien à la production.

Une estimation de l'ordre de grandeur de cet enjeu à l'échelle de la filière québécoise est fournie par l'étude d'Aviso Conseil réalisée pour Énergir sur le potentiel technico-économique de production de GNR à l'horizon 2030 : le plein déploiement de ce potentiel, soit 19,8 milliards \$ en investissements cumulés, impliquerait des dépenses d'exploitation récurrentes de 1,8 milliard \$ par année, dont 1 628,9 M\$ (90 %) pour les activités de production et 180,4 M\$ (10 %) pour la distribution du gaz.¹⁷

Rapporté au capital investi, ce montant représente chaque année près de 9 % de l'investissement total en immobilisations, un ordre de grandeur qui illustre le poids structurel de l'OPEX pour la filière, au-delà du seul financement initial (calcul de

¹⁷ Aviso Conseil, La filière de production de gaz naturel renouvelable au Québec : impacts économiques à l'horizon 2030 et contribution à l'économie circulaire, étude réalisée pour Énergir, janvier 2019, p. 16 et 18.

Sia à partir des données publiées ; cette proportion, établie à l'échelle de l'ensemble du potentiel québécois, ne se substitue pas à une analyse projet par projet).

La composition de ces dépenses varie fortement selon la technologie utilisée. Pour la biométhanisation, qui traite les résidus agricoles et les résidus municipaux et des ICI, la nomenclature retenue par Aiseo fait ressortir deux postes principaux : les frais de gestion (32 % du budget d'exploitation), chez qui l'approvisionnement en intrants organiques, la gestion du digestat et les frais d'injection au réseau constituent les charges récurrentes déterminantes.¹⁸

Pour la voie thermique, à partir de résidus forestiers, ce sont plutôt la disposition des rejets (33 %) et la maintenance et la réparation des équipements (24 %) qui dominent, ces deux postes cumulant plus de 57 % du budget d'exploitation. Le tableau suivant reprend cette décomposition.

Tableau 3

Décomposition des principales dépenses d'exploitation (OPEX) de la filière québécoise de production de GNR, à l'horizon 2030

Technologie	Principaux postes de dépenses d'exploitation (OPEX)	Part cumulée dans l'OPEX de production
Biométhanisation (résidus agricoles ; résidus municipaux et ICI)	Gestion : 32 % ; Électricité et énergie : 25 %	57 %
Voie thermique (résidus forestiers)	Disposition des rejets : 33 % ; Maintenance et réparations : 24 %	57 %
Ensemble de la filière (potentiel québécois à l'horizon 2030)	Production : 1 628,9 M\$/an (90 %) ; Distribution : 180,4 M\$/an (10 %)	OPEX total : 1 809,2 M\$/an

5.3. Les externalités positives de la filière du gaz de source renouvelable au Québec

Le GSR ne se limite pas à un rôle de substitut décarboné au gaz fossile. Sa production valorise des matières organiques résiduelles et constitue la **seule source domestique de gaz naturel dont dispose le Québec**, d'où un **ensemble de co-bénéfices distincts de la seule décarbonation : développement économique régional, traitement de matières autrement enfouies, réduction directe des émissions de méthane et réduction de la dépendance aux importations. Ces externalités découlent de la nature même de la filière et doivent entrer dans l'appréciation de sa valeur pour la société québécoise.**

La filière génère des retombées mesurables : la production actuelle soutient **123 emplois équivalents temps complet (ETC) et 21,7 M\$ de valeur ajoutée par année**, auxquels s'ajoutent 2,7 M\$ de revenus fiscaux pour le Québec et 0,9 M\$ pour le gouvernement fédéral¹⁹. Ces retombées croîtraient fortement d'ici 2030 avec les **16 nouveaux sites identifiés par l'AQPER** : 4 en construction (474 M\$ déjà engagés) et 12 en développement (571,3 M\$), auxquels pourraient s'ajouter 4 projets (281,6 M\$) dont la réalisation dépend de l'obtention d'une subvention²⁰. Si ce portefeuille de projets se concrétise, les volumes vendus aux distributeurs québécois passeraient de 36 à environ 195 Mm³, pour **536 ETC cumulés et plus de 179 M\$ de valeur ajoutée annuelle**, sur un investissement total d'environ 1,5 G\$ entre 2017 et 2030 (522 M\$ déjà investis, environ 1,0 G\$ à venir)²¹. Cette perspective n'est pas acquise : elle dépend directement de la stabilité du soutien public (section 4.4).

Ces volumes sont établis à partir du recensement disponible lors du dépôt de l'étude et incluent des projets dont la réalisation reste conditionnelle à l'obtention d'une subvention. Ils se situent de ce fait au-dessus du potentiel accessible retenu par Énergir pour 2030 (155 à 160 Mm³, tableau 4), qui ne compte que les contrats signés et les projets déjà financés.

¹⁸ Idem, p. 18.

¹⁹ Dossier R-4320-2025, Pièce C-AQPER-0013, Étude de retombées économiques des secteurs d'énergie renouvelable au Québec, 5 mars 2026, p. 4.

²⁰ Idem, p. 39.

²¹ Idem, p. 4 et 39.

L'écart entre le volume recensé et ce potentiel accessible donne un ordre de grandeur des volumes que la stabilité du soutien public permettrait de débloquer.

La production de GSR traite des matières résiduelles qui seraient autrement enfouies sans valorisation. Les huit projets du rapport d'expert traitent chacun **entre 45 000 et 74 000 tonnes de matières organiques par année**²². Cette contribution sert directement les engagements de la Stratégie de valorisation de la matière organique du gouvernement du Québec, rendue publique le 3 juillet 2020 : gestion de la matière organique sur 100 % du territoire municipal et du secteur ICI d'ici 2025, valorisation de 70 % des matières ciblées et réduction de 270 000 tonnes équivalent CO₂ d'ici 2030. **La biométhanisation et le captage de biogaz sont ainsi un levier direct de mise en œuvre d'un engagement gouvernemental déjà pris**, et non une simple externalité.

Ce traitement produit entre outre un bénéfice climatique distinct de la substitution au gaz fossile : la captation du méthane, dont le potentiel de réchauffement est environ 25 fois supérieur à celui du CO₂ sur cent ans²³. Le secteur des matières résiduelles a émis **4,09 Mt éq. CO₂ en 2023, soit 5,3 % des 78,0 Mt éq. CO₂ émises par le Québec la même année**, dont 3,43 Mt (83,9 %) attribuables aux seuls lieux d'enfouissement²⁴. Le rapport d'expert chiffre les émissions de GES évitées projet par projet, estimées **entre 3 992 et 26 097 tonnes éq. CO₂ par année** selon l'installation²⁵. Cette réduction s'ajoute au bénéfice obtenu lorsque le GSR déplace une combustion fossile en aval.

Le Québec ne dispose d'aucune production domestique de gaz fossile et ne peut plus en développer : depuis le 23 août 2022, la recherche et la production d'hydrocarbures sont interdites sur son territoire²⁶. Le gaz distribué au Québec provient donc presque exclusivement de l'extérieur : les carrefours de Dawn (65,8 %), d'Empress (21,2 %) et de Parkway (11,2 %) représentent 98,2 % de l'approvisionnement d'Énergir, la production québécoise n'en fournissant que 1,8 %²⁷. **Le GSR est ainsi la seule filière de production de gaz naturel que le Québec puisse développer sur son territoire** et ce potentiel reste largement sous-exploité.

Pris ensemble, ces éléments montrent que la valeur du GSR ne se mesure pas seulement en tonnes de CO₂ évitées par substitution. Elle inclut **des retombées économiques et fiscales régionales, la mise en œuvre d'engagements gouvernementaux de valorisation, une réduction chiffrée du méthane à la source et le seul levier disponible pour réduire la dépendance structurelle du Québec aux importations de gaz naturel.**

5.4. Projets en développement et capacité d'approvisionnement futur

Pour évaluer adéquatement le potentiel de la filière, il faut distinguer ce que le Québec **produit** aujourd'hui, ce qu'il **peut produire** avec les installations existantes et contractées, et ce qu'il **pourrait produire** à moyen terme. La production physique réelle s'est établie à 147 Mm³ en 2024, toutes filières et destinations confondues²⁸. La capacité identifiée atteint 234,0 Mm³/an en 2026 (section 5.2). Le potentiel accessible à moyen terme ajoute à cette base les projets en développement et les volumes contractés auprès d'Énergir. Le tableau ci-dessous met ces trois grandeurs en regard :

²² Pièce C-AQPER-0014, Tableau 1, p. 6.

²³ RECYC-QUÉBEC.

²⁴ MELCCFP, Inventaire québécois des émissions de GES 1990-2023.

²⁵ Pièce C-AQPER-0014, Tableau 1, p. 6.

²⁶ Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités, L.Q. 2022, c. 10.

²⁷ Régie de l'énergie, FAQ gaz ; HEC Montréal, État de l'énergie au Québec 2023.

²⁸ Pièce R-4320-2025-C-AQPER-0013, analyse Aviséo Conseil (production 2024).

Tableau 4
Trois grandeurs du portrait de la filière québécoise du GSR

Grandeur	Volume	Portée
Projet en injection ou en construction (2026)	234,0 Mm ³	Quinze projets en injection ou en construction sous contrat signé, tous réseaux ; 167,0 Mm ³ raccordés à TQM et 67,0 Mm ³ à Énergir (section 5.2)
Contrats québécois signés avec Énergir (horizon 2035)	125 Mm ³	Volumes déjà sécurisés contractuellement auprès d'un seul acheteur
Potentiel accessible estimé (horizon 2030)	155 à 160 Mm ³	Contrats signés et projets déjà subventionnés (PSPGNR, PTMOBC)
Potentiel accessible estimé (horizon 2035)	250 à 380 Mm ³	S'y ajoutent les futurs projets subventionnés et le développement à moyen terme (2e et 3e génération)
Capacité identifiée par l'AQPER, projet par projet (2030-2035)	406,7 Mm ³	Inventaire des projets en injection, en construction ou sous contrat signé, incluant les projets en développement dont la capacité est connue, dont le projet TES Canada (115,0 Mm ³ , troisième génération). Hors ce projet, 291,7 Mm ³ , au cœur de la fourchette estimée par Énergir (voir figure 3)

Les deux dernières lignes du tableau (potentiel accessible aux horizons 2030 puis 2035) constituent chacune un total cumulé intégrant les volumes des lignes précédentes, et non un ajout supplémentaire venant s'y additionner.

La figure 3 illustre la progression de cette capacité identifiée, projet par projet, entre 2026 et 2035 (LET, municipal, agricole, ICI, autres projets identifiés sans contrat et projet de troisième génération TES Canada). **La capacité totale passe de 234,0 Mm³/an en 2026 à 267,2 Mm³/an dès 2027, puis à 406,7 Mm³/an à compter de 2030, niveau où elle plafonne faute de nouveaux projets recensés au-delà de cet horizon. Ce dernier palier est porté à lui seul par le projet Mauricie de TES Canada (115,0 Mm³/an, GNR de troisième génération) et par les projets identifiés sans contrat (24,5 Mm³/an) : en dehors de ces deux contributions supplémentaires, la capacité issue des projets en injection ou sous contrat signé s'établit à 267,2 Mm³/an.**

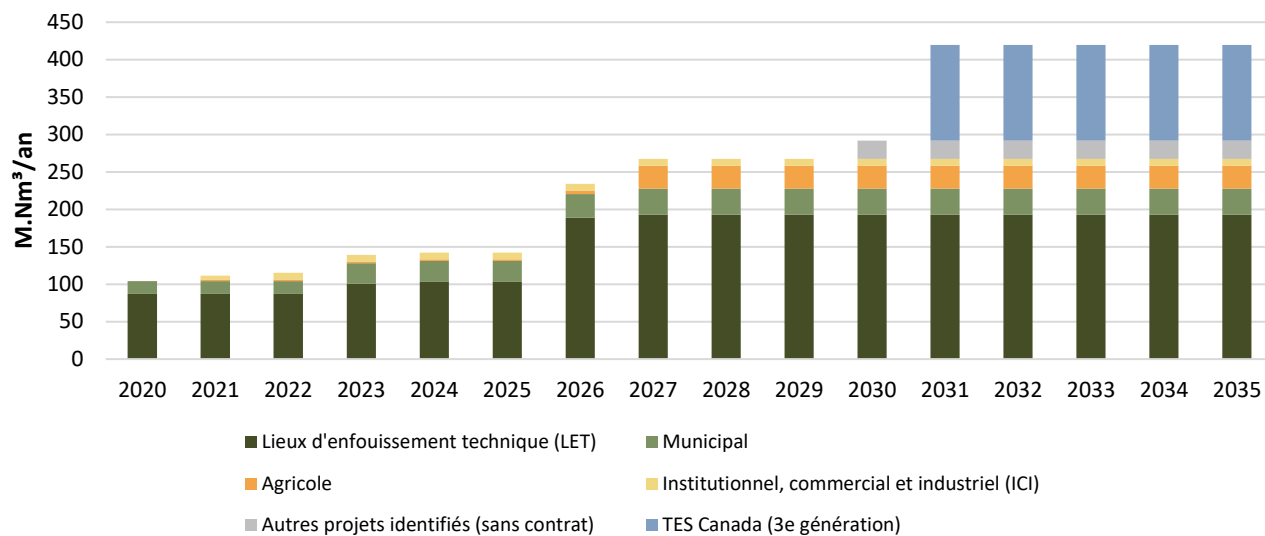


Figure 3. Projection de la capacité de production de GSR selon les projets annoncés au Québec par filière, 2020-2035, en Mm³/an

Énergir chiffre désormais le prix moyen associé à chacune des catégories de son potentiel accessible, en dollars de 2021-2022 ²⁹:

Tableau 5
Potentiel québécois accessible et prix moyen par catégorie, selon Énergir (horizon 2035)

Catégorie	Volumes 2035	Prix moyen (\$2021-22/GJ)
Contrats québécois signés	125 Mm³	22,7
Projets déjà subventionnés, d'ici 2030	30 à 35 Mm³	environ 33
Futurs projets subventionnés, 2030-2035	50 à 70 Mm³	environ 37
Développement moyen terme, 2G et 3G, 2030-2035	50 à 150 Mm³	environ 37 à 45
Total potentiel accessible	250 à 380 Mm³	environ 30 à 35

Le total du potentiel accessible (250 à 380 Mm³, environ 30 à 35 \$2021-22/GJ) correspond à la somme des quatre catégories ci-dessus.

Ce tableau porte une conséquence directe pour le présent dossier : **le prix moyen du potentiel québécois accessible, estimé par Énergir entre 30 et 35 \$2021-22/GJ, se situe au-dessus du plafond de coût moyen d'acquisition de 25 \$2022/GJ fixé par la décision D-2023-022. Sans ajustement du cadre, une partie du potentiel québécois demeure hors de portée des distributeurs.**

Rapporté, à titre illustratif, à la cible de 10 % prévue pour 2030 (section 4.1) et aux volumes totaux distribués par Énergir (6 091,9 Mm³ en 2026, 5 732,7 Mm³ en 2035)³⁰, le volume de GSR correspondant s'établirait à **environ 609 Mm³ en 2026 et**

²⁹ Pièce C-Énergir-0010, dossier R-4353-2026, Tableau 1, p. 6/16, version révisée du 2 septembre 2026 dont le caviardage a été retiré ; les mêmes données figuraient sous forme masquée dans la Pièce C-Énergir-0004 du 31 août 2026.

³⁰ Pièce C-Énergir-0010, tableaux 2 et 7.

573 Mm³ en 2035³¹. Ce chiffre demeure supérieur au potentiel québécois accessible, qu'il s'agisse de la fourchette d'Énergir (250 à 380 Mm³ en 2035) ou de l'inventaire de l'AQPER, qui plafonne à 406,7 Mm³ à compter de 2030, dont 115,0 Mm³ pour le seul projet Mauricie de TES Canada (figure 3), et à plus forte raison les 36 Mm³ effectivement vendus au réseau d'Énergir en 2024.

Deux lectures doivent être distinguées. Au regard du potentiel technico-économique la ressource mobilisable est nettement supérieure aux besoins et pourraient couvrir la totalité de la cible du 10%. Toutefois, au regard des seuls projets aujourd'hui annoncés, la filière québécoise n'est pas en mesure de répondre à cette cible : 406,7 Mm³ recensés contre un besoin de l'ordre de 609 Mm³. Ce qui manque n'est donc pas le gisement, mais les conditions économiques permettant de le convertir en projets. L'écart entre les deux lectures mesure précisément l'effet des mécanismes de soutien. L'AQPER ne demande donc pas de rouvrir le débat sur le seuil de 10 %, qu'elle soutient, mais de l'assortir d'une cible de contenu québécois : porter la part de production locale dans l'approvisionnement des distributeurs à un minimum de 35 % à l'horizon 2035, soit un palier de l'ordre de 250 Mm³ injectés par année, ce que la section 7 montre réalisable sans dégrader la facture des clientèles gazières.

6. Le paradoxe import/export

6.1. Flux de production et d'exportation

Le GSR produit au Québec est, pour l'essentiel, exporté vers les États-Unis. **En 2024, trois mètres cubes sur quatre produits au Québec ont été vendus hors de la province : 111 Mm³ sur 147 Mm³.** Autrement dit, alors que les distributeurs québécois doivent s'approvisionner en GSR pour respecter leurs obligations réglementaires d'injection, la production locale est exportée.

Ce phénomène s'explique par le fait que le marché américain offre une meilleure rémunération. La rémunération provient surtout de la **reconnaissance de l'intensité carbone** du GSR par des mécanismes fédéraux et étatiques, **sans plafond de prix comparable à la grille tarifaire québécoise.**

Une part importante des volumes actuellement exportés provient de projets historiques de valorisation du biogaz de lieux d'enfouissement développés avant l'établissement du cadre québécois actuel du GSR. Au moment de leur développement et de leur contractualisation, le marché québécois n'offrait pas nécessairement de débouchés permettant de reconnaître adéquatement la valeur de la molécule et de ses attributs environnementaux. Ces producteurs ont donc conclu des contrats à long terme avec les marchés alors disponibles. La réorientation éventuelle de ces volumes vers le Québec doit respecter les engagements contractuels existants et être envisagée progressivement, notamment lors du renouvellement des contrats, dans la mesure où le cadre québécois offre des conditions concurrentielles. Cette situation historique ne doit pas être assimilée à un refus des producteurs de contribuer au marché québécois.

Lorsque cette production est injectée dans un réseau américain, elle sort, selon la logique même du *Règlement sur les combustibles propres* (section 4.2), du périmètre des volumes injectés dans un réseau canadien sur lequel repose le calcul des unités de conformité (UC). Sa valeur environnementale est alors reconnue par des mécanismes américains (notamment le *Low Carbon Fuel Standard* californien) et non par le marché canadien des UC. **Le Québec perd ainsi à la fois la valeur environnementale du GSR produit sur son territoire et une partie des retombées économiques qui lui sont associées, ainsi qu'une occasion de renforcer son autonomie énergétique (section 5.3).**

³¹ Calcul illustratif de Sia.

6.2. Approvisionnement des distributeurs québécois

Vu du distributeur, la proportion s'inverse. Pour l'exercice 2024-2025, sur des achats totaux de GSR de 176,77 Mm³, **18,2 % provenaient de projets québécois (32,149 Mm³), contre 144,621 Mm³, soit 81,8 %, de l'extérieur du Québec**³².

Aucune obligation de contenu local n'encadre cette part : les distributeurs peuvent satisfaire intégralement leurs obligations d'incorporation avec du GSR importé, ce qui leur permet de combler leur déficit d'approvisionnement local. Les conditions offertes sont pourtant les mêmes pour tous les producteurs : si les volumes québécois y répondent moins, ce n'est pas par réticence des producteurs locaux, mais parce que ces conditions ne tiennent compte ni de la structure de coûts propre à la production québécoise, ni des retombées qu'elle génère pour le Québec. **Il en résulte un manque à gagner pour les producteurs québécois et, pour le Québec, une perte de retombées économiques et de valeur environnementale** (sections 5.3 et 6.3).

Pour Enbridge Gaz Québec (ex-Gazifère), l'approvisionnement local est aujourd'hui nul, le seul contrat québécois étant échu depuis 2022. Les trois projets en négociation dans sa franchise porteraient la part québécoise à **environ 13,5 % de ses volumes distribués en 2030**. Le cadre réglementaire n'assortissant la cible d'aucune exigence de contenu québécois, un distributeur peut s'approvisionner intégralement hors du Québec.

6.3. Un paradoxe de marché dû à des signaux de prix contraires

Environ 75 % de la production québécoise est exportée (111,0 Mm³ sur 147,4 Mm³ en 2024)³³, alors que **près de 82 % du GSR acheté par Énergir est importé** (144,6 Mm³ sur 176,8 Mm³ en 2024-2025)³⁴. Le Québec exporte donc son GSR et en importe pour satisfaire sa propre cible d'incorporation.

Cette dépendance aux importations a une incidence directe sur la valeur environnementale captée par Énergir : les approvisionnements importés présentent une intensité carbone plus élevée, donc **génèrent moins d'unités de conformité par GJ**, ce qui réduit d'autant les revenus pouvant servir à alléger les frais de socialisation supportés par la clientèle (section 7.1).

La production locale existe, mais elle est aujourd'hui attirée par des marchés extérieurs, ce qui contraint les distributeurs à importer. Cette dynamique **ne valorise ni les externalités positives de la production québécoise (section 5.3), ni sa contribution à la sécurité énergétique et à la compétitivité d'une filière locale**. Elle prive aussi la demande volontaire québécoise de volumes locaux qui pourraient l'alimenter.

Le développement de nouveaux usages, **notamment dans les domaines de la gestion de la pointe électrique, du transport lourd, de l'alimentation des réseaux autonomes et de l'exemplarité de l'État**, pourrait contribuer à renforcer la demande québécoise de GSR et à assurer des débouchés suffisants et durables à la croissance de l'offre locale. Par exemple, à Bécancour, la conversion projetée de la centrale de TC Énergie en centrale de pointe nécessiterait environ 51 Mm³ de GNR par année³⁵. Hydro-Québec étudie également une nouvelle centrale de 80 à 100 MW aux Îles-de-la-Madeleine, prévue à l'horizon 2035, pour laquelle le GNL renouvelable figure parmi les carburants évalués³⁶. Selon l'origine des volumes et les modalités d'approvisionnement retenues, ces projets pourraient constituer des débouchés additionnels pour le GSR produit

³² Dossier R-4328-2025, Pièce B-0055, Tableau 1, p. 4/9.

³³ Pièce R-4320-2025-C-AQPER-0013, analyse Aviséo Conseil (production 2024).

³⁴ Données d'Énergir.

³⁵ <https://www.ree.environnement.gouv.qc.ca/dossiers/3211-12-075/3211-12-075-3.pdf>

³⁶ <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2195489/construction-centrale-thermique-hydroquebec>

au Québec, accroître la demande volontaire et, s'ils mobilisent des volumes du portefeuille d'Énergir, réduire la part des volumes invendus susceptibles d'être socialisés auprès de la clientèle gazière.

Pour l'AQPER, l'enjeu n'est pas de limiter les exportations, mais de créer les conditions économiques permettant au marché québécois d'être concurrentiel face à des marchés étrangers qui reconnaissent davantage la valeur environnementale du GSR produit au Québec. Il est possible de recentrer une partie de la production locale sur un usage local, à condition d'en maîtriser le coût pour la clientèle. Il s'agit de l'objectif des trajectoires et des garde-fous proposés à la section 7.

7. Trajectoires 2026-2035 : un objectif de GSR produit localement est réaliste sous réserve de mise en place des dispositifs adéquats

L'AQPER défend une ambition claire : **porter à un minimum de 35 % la part de GSR produit localement à horizon 2035**, contre 22 % dans les projections à iso mécanisme, tout en **allégeant l'impact sur la facture du consommateur final gaz**. Cette trajectoire n'est atteignable qu'à la condition de **mettre en place des mécanismes de soutien à la production adaptés**, dont les modalités sont détaillées ci-après.

7.1. Hypothèses et leviers de modélisation

La modélisation s'appuie sur la comparaison de deux trajectoires 2020-2035 construites des hypothèses distinctes de coûts et de volumes :

- **Scénario Cas de Base**, qui s'inscrit dans la continuité des projections actuelles des distributeurs (Énergir / EGQ) en prolongeant les tendances et le cadre de soutien existants et envisagés, sans intervention publique supplémentaire;
- **Scénario GSR Québec**, qui active à partir de 2028 trois mécanismes fiscaux ciblés pour favoriser le développement de la production locale. Cette trajectoire permet de porter la part du GSR québécois à 35 % de l'approvisionnement global, tout en maintenant un prix économiquement soutenable pour la clientèle.

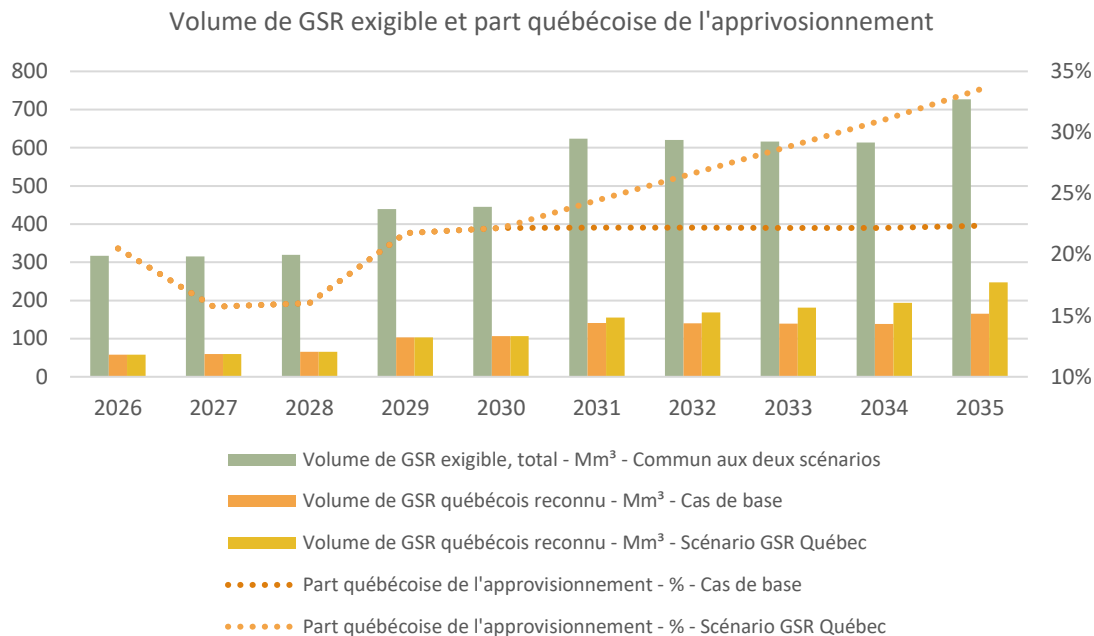
Les deux scénarios partagent le même seuil réglementaire d'injection de GSR : maintenu à 10 % de 2030 à 2034 conformément à la Loi 24, puis porté par hypothèse de travail commune à 12 % en 2035, au-delà de l'échéancier réglementaire actuellement fixé (section 4.1). Ils partagent également le même profil de volumes de gaz naturel distribués. Ils se **distinguent par la part québécoise de l'approvisionnement visée au-delà de 2030, portée de 23 % au Cas de Base à 35 % au Scénario GSR Québec, et par le cadre de soutien aux projets de production de GSR, constitués de deux leviers**. Le premier levier augmente le taux d'aide au CAPEX des sites de GSR de l'ordre de 45 % en moyenne sur l'ensemble du parc québécois, conformément au nouveau cadre du PSPGNR et en remplacement du cadre historique. Le second introduit un crédit à la production de GSR Québécois à compter de 2028, indexé sur la durée de la trajectoire. Une valeur de 3 \$/GJ a été retenue comme valeur moyenne aux fins de la modélisation, mais cette référence conserve toute la flexibilité nécessaire pour être ajustée selon la réalité spécifique de chaque projet, par exemple son intensité carbone, lors de son application. Au global, cette approche permet de mesurer le surcoût résiduel une fois ces deux mécanismes d'aides appliqués, et d'évaluer leur impact réel sur le prix du GSR québécois ainsi que sur les frais de socialisation, en cohérence avec la cible de 35 % d'approvisionnement local à l'horizon 2035.

Le tableau suivant reprend les hypothèses structurantes retenues pour construire les deux trajectoires, regroupées selon les quatre catégories utilisées dans la modélisation : demande et volumes, soutien apporté au Scénario GSR Québec, valorisation carbone et unités de conformité, et cadre tarifaire et réglementaire commun.

Tableau hypothèses. Principales hypothèses retenues, Cas de Base et Scénario GSR Québec

Thème	Hypothèse	Cas de Base	Scénario GSR Québec	Source ou mode de calcul
1. Demande et volumes	Consommation globale de gaz naturel distribué, Énergir, en 2035	5 733 Mm ³	5 733 Mm ³	Commune aux deux scénarios ; prévision de la Cause tarifaire 2026-2027
	Part québécoise cible de l'approvisionnement, après 2030	23 %	35 %	Cas de Base : part québécoise observée en 2030 dans le plan d'approvisionnement d'Énergir. Scénario GSR Québec : cible de contenu québécois demandée par l'AQPER
2. Soutien apporté au Scénario GSR Québec (nouveaux leviers, à partir de 2028)	Taux de subvention CAPEX, filière lieux d'enfouissement technique	39 %	45 %	Cas de Base : taux moyen de l'échantillon (étude Mounier), cadre actuel (PSPGNR/PTMOBC). Scénario GSR Québec : nouveau cadre du PSPGNR 2026-2029
	Taux de subvention CAPEX, filière biométhanisation agricole	24 %	45 %	Idem
	Crédit à la production sur le GSR québécois acheté (dollars de 2026 par GJ)	0,0 \$/GJ	3,0 \$/GJ	Hypothèse de travail : aucun programme fiscal équivalent n'est en vigueur à ce jour pour le GSR
3. Valorisation carbone et unités de conformité	Part des IC générées de façon volontaire, en 2035	100 %	100 %	Commune aux deux scénarios
	Part volontaire de départ, année de référence	5 %	5 %	Commune aux deux scénarios
	Taux de croissance annuel du prix net de l'unité de conformité	5 %/an	5 %/an	Commune aux deux scénarios ; prix de référence de 340 \$/UC en 2025
4. Cadre financier et réglementaire commun	Taux d'indexation annuel des plafonds, au-delà de 2030	2 %/an	2 %/an	Commune aux deux scénarios
	Seuil réglementaire d'obligation d'incorporation de GSR chez Énergir, en 2035	12 %	12 %	Hypothèse de travail commune aux deux trajectoires, au-delà de l'échéancier réglementaire actuellement fixé à 10 % de 2030 à 2034
	Coût de production requis sans subvention, ensemble de l'échantillon, base 2027 avant indexation	58,7 \$/GJ	58,7 \$/GJ	Reconstitution des coûts commune ; base étude Mounier sur les projets québécois
	Coût de production requis sans subvention, filière lieux d'enfouissement technique, base 2027 avant indexation	50,6 \$/GJ	50,6 \$/GJ	Ces deux valeurs, issues de l'étude Mounier, constituent des estimations conservatrices basées sur un échantillon de projets de taille restreinte. Identiques dans les deux scénarios, elles garantissent la neutralité de la comparaison et la pertinence des conclusions.
	Coût de production requis sans subvention, filière biométhanisation agricole (hors ICI), base 2027 avant indexation	73 \$/GJ	73 \$/GJ	

7.2. Volume de GSR injecté et part québécoise

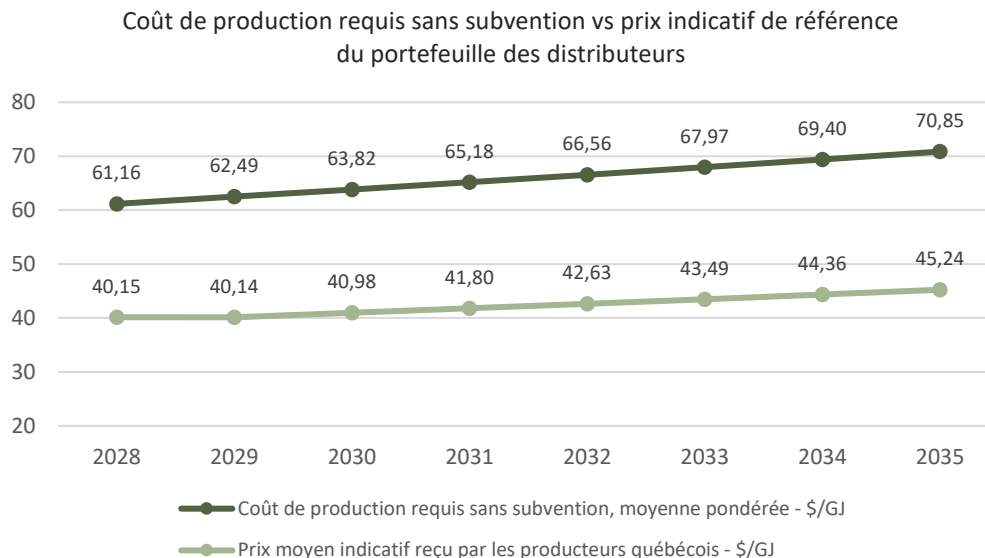


Les deux scénarios s'appuient sur un **cadre d'injection de GSR commun** dont le taux d'obligation passe de 7 % à 10 % en 2030, puis à 12 % à partir de 2035, dans un contexte où les volumes de gaz naturel distribués selon les projections d'Énergir connaissent une légère diminution d'environ 0,7 % par an, passant de 6 091,9 Mm³ en 2026 à 5 732,7 Mm³ en 2035. À partir de ce gaz naturel de réseau, les trajectoires d'approvisionnement projetées se différencient : le cas de base maintient le volume de GSR québécois dans la lignée des prévisions de la cause tarifaire d'Énergir jusqu'en 2030, puis poursuit cette trajectoire pour fixer la part québécoise à environ 22,4 % en 2035 (soit 164,9 Mm³), alors que le scénario GSR Québec enregistre une part d'origine locale bien plus marquée, atteignant 33,5 % à l'horizon 2035 (soit 247,2 Mm³), reflétant un coût du GSR plus faible qui encourage les distributeurs québécois à privilégier l'acquisition de molécules locales pour respecter leurs obligations provinciales.

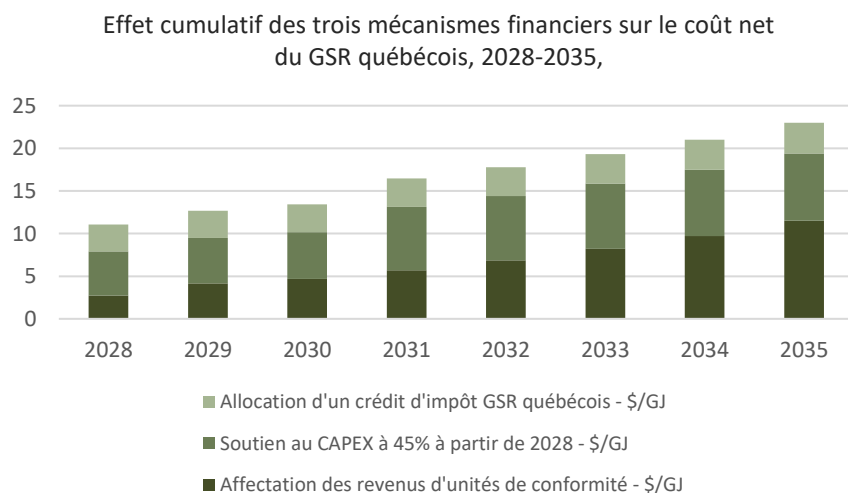
7.3. Les leviers de réduction du coût du GSR québécois et leur effet sur les frais de socialisation

L'évaluation de l'effort financier nécessaire à l'intégration du GSR exige de comparer le coût de la production locale aux prix du marché. **En 2028, le coût moyen de production du parc québécois est estimé à 61 \$/GJ (sans subvention)**, contre un prix québécois indicatif d'environ 40 \$/GJ³⁷. Bien que cet écart de 21 \$/GJ découle de réalités structurelles (taille des gisements, logistique, échelle des installations), la mise en place de mécanismes de soutien adaptés permet d'en combler l'essentiel. L'analyse qui suit met en avant **les mécanismes permettant de réduire le surcoût effectif du GSR québécois pour le consommateur gaz**.

³⁷ Ce montant correspond au prix moyen indicatif calculé pour la production québécoise à partir des données réglementaires déposées (prix moyen des contrats approuvés et part d'approvisionnement locale). Il est reconstruit en ajoutant au prix moyen global la prime pondérée attribuée aux volumes hors Québec, garantissant la cohérence avec les pièces déposées tout en s'inscrivant dans l'intervalle admissible (25,59 \$ à 54,01 \$/GJ en 2027). Progressant de 29,79 \$ à 40,98 \$/GJ entre 2024 et 2030, ce prix demeure sous le plafond des contrats existants (< 5 Mm³), mais reste inférieur au coût de production requis pour un projet nouveau, ce qui alimente l'écart de viabilité de la filière.



- Le soutien au CAPEX, augmenté à 45 % en moyenne pondérée du parc conformément au nouveau cadre du PSPGNR, réduit le coût de production requis d'environ 5 \$/GJ à partir de 2028, date de sa mise en œuvre, sur une base incrémentale qui évite de recompter l'aide déjà intégrée au tarif historique.
- Le crédit à la production, représentant une moyenne de 3 \$/GJ à compter de 2028 et indexé sur la durée de la trajectoire, s'ajoute directement à cette réduction.
- La valorisation des unités de conformité constitue le troisième levier de baisse du prix du GSR québécois. **Elle s'appuie d'une part sur un effet volume, porté par la hausse des quantités de GSR produites au Québec, et d'autre part sur un effet prix, découlant de l'amélioration de la valeur environnementale de la filière Québécoise (via un meilleur score d'intensité carbone par rapport aux importations du GSR américain) ainsi que de la progression continue du marché des UC.**



Ces trois mécanismes de soutien agissent donc à plusieurs niveaux : ils sécurisent la viabilité financière des producteurs, stimulent le développement de la production locale au Québec et abaissent le prix net du GSR québécois. En réduisant ce prix de référence, ces dispositifs permettent d'atténuer directement le surcoût unitaire du GSR et de limiter la charge de socialisation répercutée sur l'ensemble des consommateurs. Chacun de ces trois mécanismes est détaillé ci-dessous.

Soutien au CAPEX à la production de GSR Québécoise:

Le nouveau cadre révisé porte le soutien financier à une moyenne pondérée de 45 % du CAPEX à compter de 2026. Ce rehaussement s'applique sur une base incrémentale, afin d'éviter de recompter l'aide déjà intégrée au tarif historique.

Cette mesure réduit directement le coût de production du GSR québécois, passant de 4,2 \$/GJ en 2026 à 7,9 \$/GJ en 2035, comme l'illustre le tableau suivant :

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Soutien supplémentaire au CAPEX à 45% à partir de 2026 - \$/GJ	4,2	5,1	5,2	5,3	5,5	7,4	7,5	7,6	7,8	7,9

Crédit à la production de GSR Québécoise:

Un crédit à la production de 3 \$/GJ (dollars de 2026, indexé sur la durée de la trajectoire), appliqué au volume de GSR québécois reconnu, se traduirait par l'enveloppe annuelle suivante pour le Scénario GSR Québec, en millions de dollars par an :

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Enveloppe du crédit d'impôt GSR québécois, total, M\$/an - Scénario GSR Québec	7,8	12,5	13,2	19,5	21,6	23,7	25,8	33,6
Volume de GSR québécois reconnu - Mm ³ - Scénario GSR Québec	65,7	103,3	106,8	155,2	168,3	180,9	193,8	247,2

L'enveloppe du crédit passe de 7,8 M\$ en 2028 à 33,6 M\$ en 2035. Cette hausse reflète la croissance des volumes de GSR québécois injectés ainsi que l'indexation annuelle de 2 % du crédit (fixé initialement à 3,00 \$/GJ en dollars de 2026 et atteignant environ 3,59 \$/GJ en 2035). Entre 2028 et 2035, l'enveloppe cumulée s'élève à 157,7 M\$.

Valorisation des attributs environnementaux du GSR Québécois :

Le volume de GSR québécois reconnu détermine directement les unités de conformité générées et la valeur qui peut en être tirée. L'ensemble du GSR québécois reconnu est considéré comme admissible à la création d'unités de conformité. Actuellement, la part des projets disposant d'une évaluation d'IC volontaire dans le cadre du RCP est estimée à 5 %. Les deux scénarios anticipent qu'à l'horizon 2035, 100 % des volumes québécois feront l'objet d'une évaluation volontaire.

La différenciation entre les deux scénarios repose sur la performance carbone atteinte par la filière de biométhanisation :

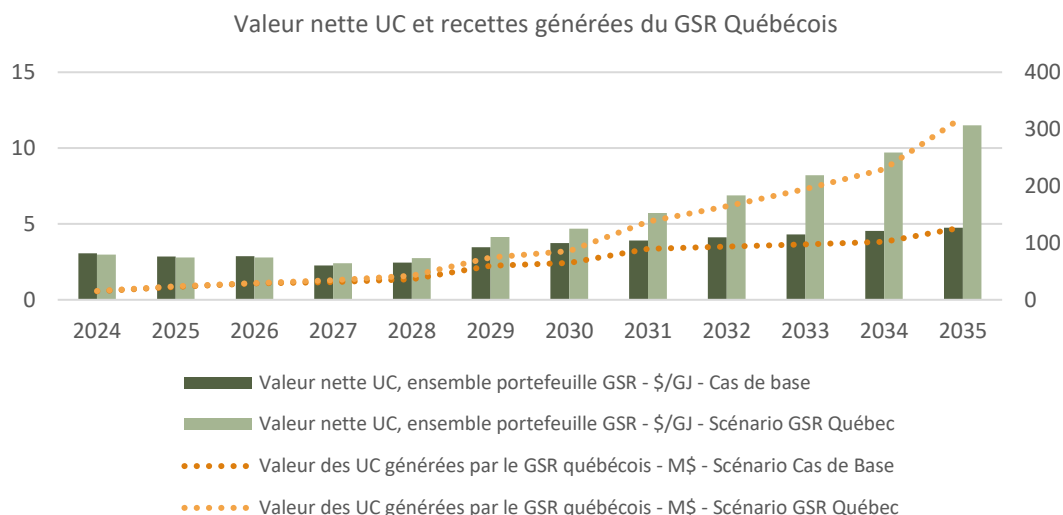
- **Dans le Cas de base :** L'évaluation volontaire s'aligne sur les valeurs par défaut du RCP, soit une IC de 31 g CO₂eq/MJ pour la biométhanisation et 31 g CO₂eq/MJ pour le gaz de lieu d'enfouissement technique.
- **Dans le Scénario GSR Québec :** La trajectoire repose sur le passage progressif à des évaluations d'IC volontaires, la performance environnementale supérieure des sites québécois par rapport aux sites américains et la hausse continue de l'origination locale du GSR jusqu'en 2035. Le score d'IC atteint progressivement 0 g CO₂eq/MJ pour la biométhanisation et 10 g CO₂eq/MJ pour le gaz de lieux d'enfouissement technique en 2035. Cette amélioration

globale de la performance carbone augmente d'autant le nombre d'unités de conformité générées par gigajoule produite.³⁸

Sous l'effet combiné de la hausse des volumes et de l'amélioration du score d'intensité carbone, la valeur environnementale du GSR québécois progresse de manière différenciée :

- **Valeur unitaire attribuée au GSR québécois** : Dans le Cas de base, la valeur nette tirée des UC atteint 20,4 \$/GJ en 2035. Dans le Scénario GSR Québec, l'amélioration de l'IC porte cette valorisation à 34,3 \$/GJ en 2035.
- **Recettes globales** : Les revenus annuels tirés des UC générées par le GSR québécois passent de 22,7 M\$ en 2025 à 127,4 M\$ en 2035 dans le Cas de base. Dans le Scénario GSR Québec, ces recettes atteignent 321,1 M\$ en 2035, constituant ainsi un levier d'atténuation tarifaire majeur au bénéfice de l'ensemble des clientèles gazières.

Le graphique suivant reprend cette trajectoire de volumes pour les deux scénarios, sur l'ensemble de la période 2024-2035 :



Note : le prix de référence de l'UC est de 340 \$ en 2025. Dans les deux scénarios, nous supposons un taux de croissance de 5 %/an sur le marché d'échange des UC. À ce prix, la valeur nette des unités générées par l'ensemble du portefeuille de GSR passe de 2,3 \$/GJ en 2027 à 4,8 \$/GJ en 2035 au Cas de Base, et jusqu'à 11,5 \$/GJ en 2035 au Scénario GSR Québec, sous l'effet conjugué de volumes québécois plus élevés et d'une performance environnementale du parc local reconnu.

Impact des mécanismes de soutien :

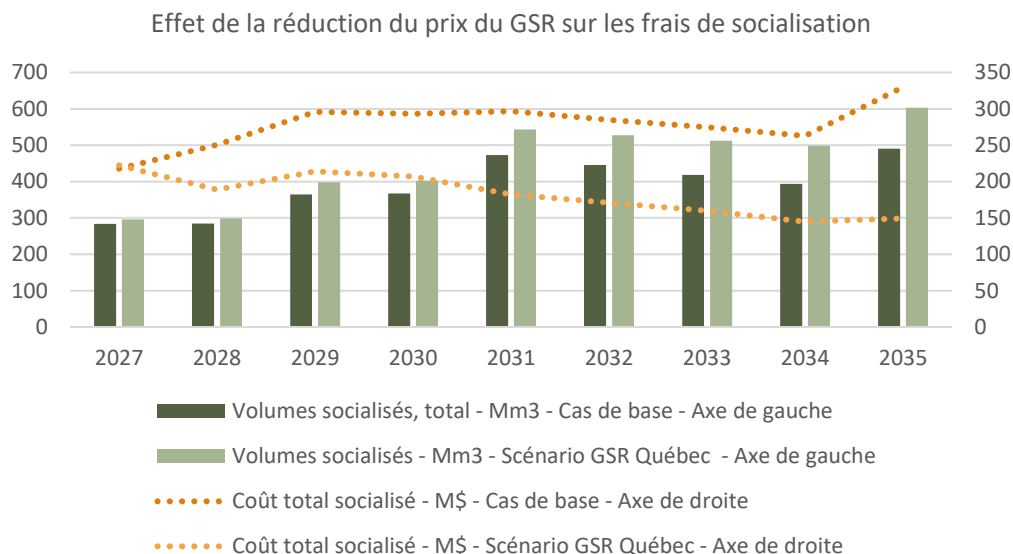
L'implémentation des trois leviers de soutien modifie le bilan financier de l'incorporation du GSR Québécois pour l'ensemble des consommateurs de gaz.

³⁸ Selon l'article 75 du Règlement sur les combustibles propres ([DORS/2022-140](#)), l'intensité en carbone (IC) par défaut d'un combustible est déterminée par la somme des émissions de son cycle de vie (IC totale = IC_{Cec} + IC_{Cp} + IC_{Ccl} + IC_{Ce} + IC_{Ctd} + IC_{Cc}). Pour le gaz de source renouvelable (GSR) produit au Québec à partir de résidus, qu'il s'agisse de biométhanisation ou de captage en lieu d'enfouissement technique (LET), cette valeur par défaut s'établit à 31 gCO₂e/MJ. Ce résultat est obtenu par l'addition des facteurs de l'Annexe 6 du règlement : 0 gCO₂e/MJ pour l'extraction de la charge d'alimentation (matière organique considérée comme un résidu ou un déchet selon la section 2a) ; 30 gCO₂e/MJ pour le procédé de production d'une installation standard n'utilisant pas de combustibles fossiles stationnaires (section 3b) ; et 1 gCO₂e/MJ pour la combustion finale du gaz naturel renouvelable (section 7b). Les autres variables liées à la compression, à l'électricité et au transport de longue distance (IC_{Ccl}, IC_{Ce}, IC_{Ctd}) sont fixées par défaut à 0 gCO₂e/MJ (sections 4c, 5c et 6a).

Bien que le Scénario GSR Québec absorbe des volumes socialisés plus importants que le Cas de base pour atteindre les cibles locales (602,9 Mm³ socialisés en 2035 contre 490,1 Mm³ dans le Cas de base), la baisse du prix net de la molécule compense largement cette hausse de volume :

- Dès 2028, date d'activation du crédit à la production et du PSPGNR révisé, le coût annuel socialisé se situe à 188,8 M\$ dans le Scénario GSR Québec, contre 250,7 M\$ dans le Cas de base.
- À l'horizon 2035, la charge annuelle à socialiser est réduite à 149,4 M\$ pour le Scénario GSR Québec, alors qu'elle poursuit sa hausse dans le Cas de base pour atteindre 329,8 M\$ (soit une réduction de près de 55 % de la charge annuelle).
- Au cumul sur la période 2028-2035, le coût total socialisé auprès des clientèles recule de 2 287,9 M\$ (Cas de base) à 1 417,2 M\$ (Scénario GSR Québec).

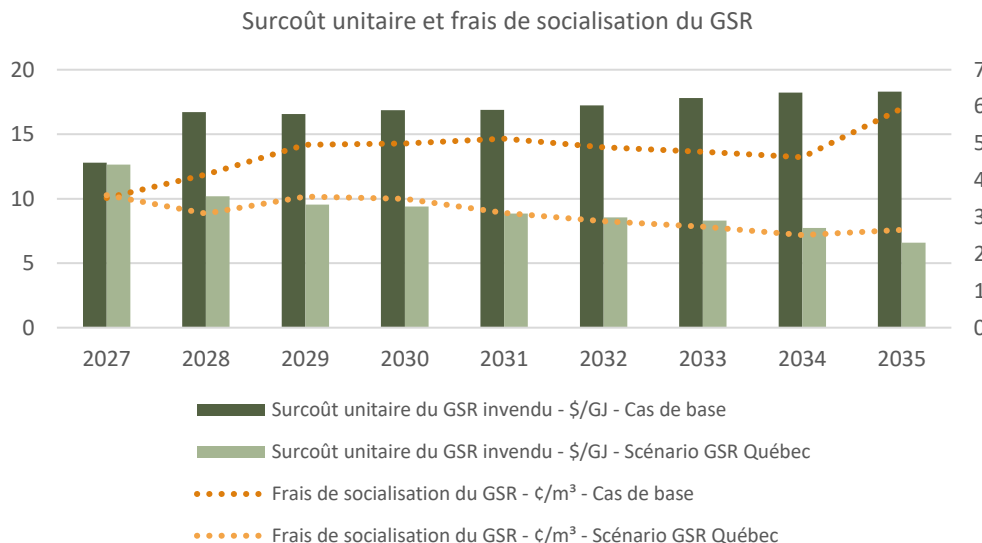
Cette trajectoire permet une réduction nette cumulée de **870,7 M\$ sur 8 ans** au bénéfice direct des usagers gaz. Ces projections démontrent que l'effet combiné des trois mécanismes de soutien permet de diminuer le prix de revient du GSR québécois suffisamment rapidement pour alléger la facture globale, malgré l'injection de volumes locaux supérieurs.



La diminution du surcoût unitaire constitue le principal levier d'allègement de la facture pour les consommateurs :

- **Un surcoût unitaire divisé par près de trois à l'horizon 2035** : Alors que dans le Cas de base le surcoût unitaire progresse de 16,72 \$/GJ en 2028 à 18,30 \$/GJ en 2035, le Scénario GSR Québec le ramène à 10,19 \$/GJ dès 2028, puis à 6,58 \$/GJ en 2035.
- **Une baisse de plus de 55 % des frais de socialisation à l'horizon 2035** : L'impact tarifaire sur la clientèle, qui augmente à 5,95 ¢/m³ en 2035 dans le Cas de base sous la hausse des obligations d'injection, est ramené à 3,10 ¢/m³ dès 2028, puis à 2,65 ¢/m³ en 2035 dans le Scénario GSR Québec.

Le tableau suivant compare, pour les deux scénarios, l'évolution du surcoût unitaire du GSR invendu et des frais de socialisation qui en découlent pour la clientèle :



7.4. Garde-fous et suivi de la trajectoire

Le renforcement du soutien testé au Scénario GSR Québec n'est pas un engagement budgétaire ouvert. Le crédit à la production est strictement proportionnel aux volumes québécois effectivement mis en injection : son coût suit la réalisation des projets plutôt que de la précéder, et s'annule pour tout volume non produit. Le relèvement du soutien au CAPEX obéit à la même logique, puisqu'il porte sur des projets identifiés et non sur une enveloppe globale déconnectée du parc réel (annexe 2).

Le second garde-fou porte sur l'équité tarifaire. La section 7.3 montre que, sur l'horizon 2028-2035, l'allègement du coût total socialisé obtenu par le Scénario GSR Québec, environ **870,7 M\$** cumulés entre 2028 et 2035, dépasse largement le coût du crédit à la production, environ 157,7 M\$ sur la même période. Ce résultat n'est cependant pas garanti dans toutes les configurations : il dépend de la trajectoire effective des prix de marché hors Québec et de la valeur des unités de conformité, deux paramètres hors du contrôle des distributeurs québécois. **L'AQPER recommande que la progression de la part québécoise visée fasse l'objet d'un suivi explicite par la Régie, par exemple aux causes tarifaires successives, plutôt que d'un objectif fixé une fois pour l'ensemble de la période.**

Enfin, l'AQPER n'entend pas rouvrir le débat sur le rythme de la cible réglementaire globale d'incorporation elle-même : le seuil de 10 % maintenu jusqu'en 2034, puis porté par hypothèse à 12 % en 2035 dans les deux trajectoires modélisées, n'est pas remis en cause (section 4.1). Le garde-fou proposé porte sur la composition de cette obligation, non sur son niveau : **à seuil global inchangé, faire croître la part de GSR produits localement grâce à un cadre favorable, plutôt que d'accroître le recours à l'importation.**

8. Conclusion

Le présent mémoire répond aux cinq volets de la demande d'avis à partir d'un même constat : **le Québec dispose d'un potentiel de production de GSR qu'il valorise aujourd'hui moins efficacement qu'il ne pourrait, faute de mécanismes de soutien suffisants et d'une juste reconnaissance de ses attributs environnementaux, alors que ce potentiel est le seul levier d'autonomie énergétique dont il dispose en matière gazière.** L'AQPER appuie le maintien de la trajectoire

réglementaire d'incorporation, mais souligne que le pourcentage de distribution n'est, en lui-même, ni une garantie de production locale ni une mesure de la valeur créée pour le Québec : le paradoxe documenté à la section 6, **où environ 75 % du GSR produit au Québec est exporté alors qu'environ 82 % du GSR consommé est importé**, en est la preuve la plus directe.

La modélisation présentée à la section 7 chiffre les conditions de résolution de ce paradoxe. Le Scénario GSR Québec, qui porte la part québécoise visée de l'approvisionnement de 23 % à 35 % à l'horizon 2035, combine un relèvement du soutien au CAPEX à 45 % en moyenne pondérée du parc et un crédit à la production de 3 \$/GJ (dollars de 2026), le crédit représentant un coût cumulé d'environ 157,7 M\$ sur 2028-2035. Contrairement à une lecture intuitive, ce renforcement du soutien ne se traduit pas par une hausse nette de la facture des clientèles gazières : **le coût total socialisé recule au contraire de 2 287,9 M\$ à 1 417,2 M\$ sur la même période, un allègement cumulé d'environ 870,7 M\$**, car les leviers activés réduisent le prix net requis par les producteurs auprès du distributeur (section 7.3).

L'AQPER formule en conséquence sept recommandations, réunies dans le tableau de synthèse du sommaire exécutif. Elles reposent sur trois conditions que l'AQPER invite la Régie à retenir dans son avis. La première est **la stabilité des mécanismes de soutien**, qui ne doit plus se limiter à des subventions au capital ponctuelles et discontinues (section 4.4), mais s'accompagner d'un instrument prévisible : le crédit à la production, dont l'AQPER demande la mise en place et dont le présent mémoire chiffre l'effet. La deuxième est **la valorisation des attributs environnementaux du GSR à leur juste valeur**, tant par une intensité carbone approuvée projet par projet que par une mise en marché optimisée des unités de conformité (sections 5.2 et 7.3). La troisième est **le maintien de garde-fous explicites sur la progression de la part québécoise visée**, pour que l'atteinte de cet objectif ne se fasse jamais au détriment de la clientèle gaz (section 7.4).

Pris ensemble, ces éléments montrent **qu'une croissance plus rapide de la production québécoise de GSR n'est pas seulement souhaitable au regard des externalités positives qu'elle génère** (emplois, retombées fiscales, réduction des émissions de méthane à la source et de la dépendance à des marchés extérieurs) : **elle est également compatible avec une trajectoire tarifaire maîtrisée pour l'ensemble des clientèles gazières du Québec**. En conséquence, l'AQPER demande à la Régie de recommander le maintien de la cible d'incorporation de 10 % en 2030, son complément par une cible de contenu québécois d'au moins 35 % de l'approvisionnement des distributeurs à l'horizon 2035, soit un palier minimal de 250 Mm³ injectés par année, le rétablissement de la continuité du soutien à l'investissement, la création d'un crédit à la production, le relèvement de la prise en charge du raccordement, la transparence de la mise en marché des unités de conformité la reconnaissance du besoin d'un mécanisme de stimulation de la demande et la reconnaissance de la compétitivité du GNR par rapport aux autres énergies renouvelables. L'AQPER demeure disponible pour approfondir chacun de ces leviers avec la Régie et les autres intervenants.

9. Annexes

Annexe 1. Balisage international : ce qui fait fonctionner une filière de gaz naturel renouvelable, pays par pays

Le point de comparaison : la situation québécoise

Tableau 6
Situation québécoise, selon les cinq thèmes du balisage

Thème	Situation au Québec, septembre 2026
Contexte de marché	Environ 6 092 Mm ³ distribués par Énergir en 2026, soit de l'ordre de 63 TWh [9]. Clientèle très majoritairement industrielle , à l'inverse des marchés européens où le résidentiel et le tertiaire dominant : toute comparaison de cibles doit en tenir compte. La filière compte une vingtaine de sites, contre plusieurs centaines dans les pays matures.
Incitatifs financiers (capital et production)	Tout le soutien porte sur le capital, et il est discontinu. Les subventions ont couvert en moyenne 37 % du coût de six des huit projets analysés, mais le PTMOBC est clos depuis 2023, le PSPGNR ne fait l'objet d'aucun appel de projets en cours et l'enveloppe de 270 M\$ annoncée pour 2026-2031 n'est pas ouverte (section 4.4). Aucune rémunération à la production : ni tarif d'achat garanti, ni prime à l'injection, ni crédit d'impôt.
Raccordement	Aide plafonnée à 1 M\$ par projet , solde à la charge du producteur, pour des raccordements de plusieurs millions de dollars (section 4.4). Hydro-Québec rembourse en revanche aux parcs éoliens les coûts réels du poste de départ, majorés de 19 % pour l'exploitation et l'entretien sur vingt ans (tableau 1).
Qui achète, à quel prix	Obligation d'incorporation imposée aux distributeurs et plafond de coût administré : 25 \$2022/GJ en moyenne de portefeuille, 35 ou 45 \$2022/GJ par contrat (section 4.3). L'obligation existe, mais le prix ne peut pas se former , et le distributeur est aussi le fournisseur, ce qui distingue le Québec des marchés européens dégroupés.
Cible d'injection	10 % des volumes distribués en 2030, sans exigence de contenu québécois : la cible peut être remplie intégralement par des importations, et l'est aujourd'hui à 82 % (sections 4.1 et 6.2). La production québécoise couvre environ 0,5 % de la consommation gazière du Québec [10], contre 38 % au Danemark, 6 % en Suède et 3 % en France [1].
Valorisation des attributs	Unités de conformité fédérales (RCP) cédées par contrat, sur un marché récent, peu liquide et volatil, dont les valeurs par défaut d'intensité carbone représentent mal la méthanisation. Le SPEDE n'exerce aucun effet incitatif : le prix du droit d'émission reste très inférieur au surcoût du GSR (section 4.2).

Fiches pays

Tableau 7
Balisage international : combinaison de mécanismes de soutien au gaz renouvelable, par pays

Pays	Incitatifs financiers (capital et production)	Raccordement	Qui achète, à quel prix (obligations et tarifs)	Cible et valorisation des attributs	Résultat et enseignement pour le Québec
Danemark Le gaz renouvelable couvre 38,0 % de la consommation gazière nationale en 2024 [12], la part la plus élevée d'Europe selon le balisage [1], dans un marché	• Tarif d'achat garanti jusqu'en 2018, qui a construit l'essentiel du parc. • Depuis 2024, prime mise en concurrence par appels d'offres de 1,7 G€ sur 2024-2030, versée en sus du prix de marché du gaz et garantie 20 ans.	Non documenté dans le balisage.	• Obligation de réduction des émissions de GES imposée aux fournisseurs de carburants : 6 % de 2022 à 2024, 5,2 % de 2025 à 2027, 6 % en 2028-2029 et 7 % à compter de 2030 ; le sous-objectif de biocarburants avancés ne s'applique qu'à partir de 2030.	• Objectif de 100 % de gaz vert fixé pour 2030 par l'accord climatique de 2022, exprimé en injection dans le réseau national, donc en production locale ; les projections officielles situent l'atteinte effective vers 2035 [12].	8,1 TWh injectés en 2024, soit 38,0 % de la consommation nationale de gaz [12] , preuve qu'il est possible d'atteindre de couvrir une part significative de la consommation gaz par de la production locale de GSR.

Pays	Incentifs financiers (capital et production)	Raccordement	Qui achète, à quel prix (obligations et tarifs)	Cible et valorisation des attributs	Résultat et enseignement pour le Québec
d'environ 25 TWh, plus petit que le marché québécois. Point de comparaison pour situer la cible québécoise de 10 %.	Exonérations de taxe énergie et de taxe carbone (en révision) [1].		Le prix de la prime se forme par mise en concurrence, sous plafond, et non par un plafond administré [1].	Garanties d'origine gérées par Energinet, transférables vers les pays membres d'ERGaR et utilisables dans le marché carbone européen [1].	
France Deux dispositifs à retenir, avec nuance : les certificats de production de biogaz (CPB), qui font porter l'obligation sur les fournisseurs et réservent le soutien à la production nationale, et la prise en charge de 60 % des coûts de raccordement. La filière est plus mature qu'au Québec (plusieurs centaines d'unités, 11,6 TWh injectés en 2024 et une capacité installée de 15,5 TWh par an à fin 2025) et la clientèle plus résidentielle, ce dont la comparaison doit tenir compte.	Tarif d'achat garanti de 2011 à 2020, sans limite de capacité et à un niveau très attractif : c'est lui qui a fait naître la filière. - Depuis 2020, tarif d'achat réservé aux unités de moins de 25 GWh, à un niveau plus bas.	60 % pris en charge par les gestionnaires de réseau , dans la limite de 600 k€ par projet [1].	Certificats de production de biogaz (CPB) à compter de 2026 : obligation faite aux fournisseurs de gaz, le coefficient d'obligation étant porté à 0,0388 en 2026-400 du 22 mai 2026, soit des volumes de 0,8 TWh en 2026, 3,1 TWh en 2027 et 6,5 TWh en 2028. Le prix se forme de gré à gré, sous un plafond de fait égal à la pénalité, qui porte sur le seul attribut environnemental, hors molécule, et le dispositif est réservé au biométhane produit en France (zoom en fin d'annexe). - IRICC envisagé à compter de 2027 pour le transport : le projet, non publié à ce jour, prévoyait 3 % de renouvelable dans le GNV en 2028, puis 6,3 % de réduction des émissions et 7 % de renouvelable en 2029 [1].	- Objectif légal de 10 % de gaz renouvelable, porté à 44 TWh injectés en 2030, exprimé en production nationale. - Garanties d'origine gérées par EEX, utilisables dans le marché carbone européen [1].	11,6 TWh injectés en 2024, soit environ 3,2 % de la consommation, et l'un des premiers parcs européens [1]. L'AQPER retient de l'exemple français une leçon de séquençage plutôt qu'un modèle à reproduire à l'identique , la filière s'étant d'abord bâtie sur un tarif d'achat garanti pendant quinze ans avant de basculer vers le CPB, un dispositif proche du cadre québécois actuel mais assorti d'une exigence de production nationale ; une meilleure prise en compte des coûts de raccordement demeure par ailleurs souhaitable.
Suède Exemple de cumul d'un soutien au capital et d'une rémunération à la production : une aide couvrant 45 à 65 % du coût d'investissement selon la taille de l'entreprise et une prime à la production. Part de gaz renouvelable de 6 %.	- Prime à la production depuis 2022 : 30 öre/kWh pour le biométhane épuré ou, en alternative, 45 öre/kWh pour le biométhane liquéfié ; s'y ajoute, le cas échéant, une prime de 40 öre/kWh pour le biogaz de lisier. - Programme Klimatklivet couvrant 45 % du coût d'investissement, porté à 55 % pour les moyennes entreprises et à 65 % pour les petites, dans les limites de l'article 41 du règlement général d'exemption par catégorie.	Non documenté dans le balisage.	Quota de réduction des émissions de 10 % sur les carburants de transport d'ici 2025-2030 [1].	- Objectif de 15 TWh en 2030, dont 12 TWh pour le transport, proposé par l'association professionnelle Energigas Sverige et non fixé par les pouvoirs publics. - Garanties d'origine gérées par Cesar, non reconnues dans le marché carbone européen [1].	2,4 TWh en 2024, en progression de 6 % sur un an, pour environ 6 % de la consommation [1]. Le Québec applique déjà le soutien au capital, à un taux comparable ; c'est la rémunération à la production qui lui manque.

Pays	Incitatifs financiers (capital et production)	Raccordement	Qui achète, à quel prix (obligations et tarifs)	Cible et valorisation des attributs	Résultat et enseignement pour le Québec
	Exonérations de taxe énergie et de taxe carbone [1].				
Italie Exemple de cumul d'un soutien au capital et d'une rémunération à la production, attribués ensemble au même projet par le même décret. Croissance des capacités la plus forte des pays étudiés [1].	- Décret de 2022, deux soutiens dans le même acte : subvention au capital jusqu'à 40 % du coût de construction et tarif intégral pour les unités jusqu'à 250 Sm³/h, de 115 €/MWh (agricole, moins de 100 Sm³/h) à 110 €/MWh au-delà, et 62 €/MWh pour les déchets organiques. - Au-delà de 250 Sm³/h, le soutien prend la forme d'une prime s'ajoutant au prix de marché plutôt que d'un tarif intégral ; dans les deux cas, l'aide est attribuée par procédure compétitive [1].	Non documenté dans le balisage.	- Quota de renouvelable dans le transport relevé de 10 % à 16 % en 2030. - Certificats CIC pour les biocarburants, avec une subvention fixe de 375 € par CIC avancé et un bonus de 20 % pour la compression ou la liquéfaction. Garanties d'origine et CIC ne sont pas cumulables [1].	- Cible d'environ 5,7 milliards de m³, soit 60 TWh, en 2030. - Garanties d'origine gérées par GSE, utilisables dans le marché carbone européen [1].	5,2 TWh et la plus forte croissance des pays étudiés [1]. Le taux de subvention au capital est voisin de celui pratiqué au Québec : c'est l'adjonction d'une rémunération à la production, dans le même acte, qui distingue le dispositif italien.
États-Unis (fédéral) Combinaison d'une obligation d'achat, d'un soutien au capital et d'une rémunération à la production : norme fédérale sur les carburants renouvelables, crédit d'impôt à l'investissement et crédit d'impôt à la production cessible, modulé par l'intensité carbone.	- Crédit d'impôt à la production 45Z, proportionnel à la réduction d'intensité carbone, cessible à un tiers, applicable aux carburants vendus au plus tard le 31 décembre 2029 et conditionné à des intrants nord-américains pour les carburants produits après le 31 décembre 2025 [2]. - Crédit d'impôt à l'investissement (art. 48) pour les digesteurs engagés avant 2025 [3]. - Subventions rurales USDA REAP, guichet fermé au printemps 2026 [4].	Aucun dispositif fédéral.	Norme sur les carburants renouvelables (RFS) : les raffineurs et importateurs doivent satisfaire un volume annuel de carburants renouvelables au moyen de certificats (RIN), que génère le GNR utilisé comme carburant de transport [11]. - Marchés d'obligation étatiques rémunérant l'intensité carbone, dont le LCFS californien [5].	Aucune cible exprimée en volume de gaz injecté : le signal passe par l'intensité carbone, ce qui récompense de fait la production locale sans exigence formelle d'origine.	Les trois étages se cumulent : une obligation qui crée la demande, un crédit qui abaisse l'investissement et un crédit qui sécurise le revenu, transformé en trésorerie dès la première année.
Californie Combinaison d'une obligation d'achat par palier, d'un soutien au raccordement et de crédits liés à l'intensité carbone, sans plafond de coût uniforme administré. Cadre voisin du cadre québécois sur l'obligation,	Aucun soutien direct à la production ; la rémunération passe par les crédits LCFS.	Biomethane Monetary Incentive Program : remboursement de 50 % du coût de raccordement, plafonné à 3 M\$ US par projet et à 5 M\$ US par producteur, ouvert jusqu'au 31 décembre 2026 [6].	Obligation d'achat par palier imposée à chaque distributeur, proportionnelle à ses livraisons au segment résidentiel et petit commercial : 12,2 % de cette demande en 2030. Le prix se négocie de gré à gré, sans plafond uniforme administré ; les contrats sont examinés par la CPUC selon un processus à trois niveaux articulé autour de seuils de 17,70 \$ US et de 26 \$ US par MMBtu [7].	- Cible de 12,2 % du segment résidentiel et petit commercial, soit 3 à 4 % de la consommation de l'État, sans exigence d'origine. - Crédits LCFS proportionnels à l'intensité carbone, très élevés pour le gaz de lisier, mais bonus transport en retrait progressif depuis 2025 [5].	Obligation opérante et prix formé à l'intérieur d'un volume garanti.

Pays	Incentifs financiers (capital et production)	Raccordement	Qui achète, à quel prix (obligations et tarifs)	Cible et valorisation des attributs	Résultat et enseignement pour le Québec
opposé sur la formation du prix.					

Deux dispositifs structurants

Tableau 8

Crédit d'impôt à la production (États-Unis) et certificats de production de biogaz (France) : fonctionnement et transposition

Dispositif	Fonctionnement	Ce qui le distingue du cadre québécois actuel	Ce que l'AQPER en retient
États-Unis : crédit d'impôt à la production de carburants propres (45Z) [2][3]	• Qui : le producteur d'un carburant à faible intensité carbone, dont le GNR, produit dans une installation admissible et vendu au plus tard le 31 décembre 2029. • Combien : un montant par gallon équivalent, plafonné à 1 \$ US et multiplié par la réduction d'intensité carbone par rapport à une référence fossile. Plus l'intensité carbone est basse, plus le crédit est élevé ; le carburant issu de fumier animal, dont le taux d'émissions peut être négatif, échappe à ce plafond. Les intrants doivent être nord-américains pour les carburants produits après le 31 décembre 2025. • Comment il est encaissé : le crédit réduit l'impôt du producteur ou, à défaut d'impôt à payer, peut être vendu à un tiers contre paiement comptant. Le revenu arrive dès la première année de production. • Cumul : il s'ajoute aux soutiens à l'investissement obtenus par ailleurs.	• Le Québec ne dispose d'aucun incitatif à la production : tout le soutien porte sur le capital, et il est discontinu. • Le cadre québécois rémunère un volume sous plafond de prix ; le 45Z rémunère une performance carbone, ce qui oriente les projets vers les intrants les plus performants. • La cessibilité transforme un avantage fiscal en trésorerie immédiate, là où la valeur des unités de conformité québécoises reste différée, volatile et cédée par contrat.	Un crédit à la production exprimé en dollars par gigajoule, modulé par l'intensité carbone approuvée et cessible , est le complément le plus direct du dispositif québécois : il sécurise le revenu d'exploitation là où le capex n'abaisse que le mur de l'investissement initial. Il rémunère de fait la production locale sans exigence formelle de contenu québécois, puisque seul le GSR injecté au Québec y serait admissible. La section 7 en chiffre l'effet sur les frais de socialisation.
France : certificats de production de biogaz (CPB) [1][8]	• Qui est obligé : les fournisseurs de gaz naturel, et non les gestionnaires de réseau, doivent détenir chaque année un nombre croissant de certificats, le coefficient d'obligation atteignant 0,0388 en 2028, soit 6,5 TWh. • Comment en obtenir : en produisant ou en achetant du biométhane injecté dans le réseau français, hors tarif d'achat. Le fournisseur contracte de gré à gré avec un producteur, sur une durée et un prix négociés. • Le prix : il se forme entre les parties, sous un plafond de fait égal à la pénalité due par certificat manquant, qui porte sur le seul attribut environnemental, hors molécule. • Le surcoût n'est répercutable que sur une assiette définie, et non sur l'ensemble de la clientèle.	• La structure est proche du cadre québécois : une obligation portant sur un acheteur désigné, satisfaite par contrats de long terme. • Deux différences décisives. D'abord, le dispositif est réservé à la production nationale, là où la cible québécoise n'impose aucun contenu local et est remplie à 82 % par des importations. Ensuite, le plafond français ne porte que sur l'attribut environnemental, la molécule étant payée en sus, alors que le plafond québécois de 25 \$/GJ s'applique au coût d'acquisition complet : il est donc nettement plus contraignant. • Enfin, le dispositif français arrive après quinze ans de tarif d'achat et plusieurs centaines d'unités en exploitation.	Le Québec a déjà l'obligation ; ce qui lui manque est la formation du prix et l'orientation vers la production locale . Une obligation d'achat de GSR québécois par palier, dont le prix se formerait sous un plafond portant sur l'attribut plutôt que sur le coût d'acquisition complet, introduite à partir d'un pourcentage faible et relevé progressivement, reprend la logique française sans en copier les niveaux. La compatibilité d'une exigence de contenu local avec les accords commerciaux canadiens doit être examinée ; la voie de l'intensité carbone (fiche 45Z) atteint un résultat voisin sans exigence formelle d'origine.

Sources

- [1] Sia, 8th European Biomethane Benchmark, novembre 2025 : fiches pays (Autriche, Danemark, Espagne, France, Allemagne, Italie, Pays-Bas, Suède, Royaume-Uni), comparaison des parts de biométhane dans la consommation gazière et estimation des coûts de production. Données 2024, sauf mention contraire.
- [2] IRS, Clean Fuel Production Credit (IRC 45Z), et communiqué IR-2026-20 du 3 février 2026 ; H.R. 1 (One Big Beautiful Bill Act), 4 juillet 2025.
- [3] Aemetis Inc., communiqué du 30 décembre 2025 (vente d'environ 12 M\$ US de crédit à l'investissement au titre de l'article 48 et de 5 M\$ US de crédit 45Z) ; Baker Tilly, Changes to biogas tax credits in 2025.
- [4] USDA Rural Development, REAP – Frequently Asked Questions, 31 mars 2026.
- [5] California Air Resources Board, LCFS Amendments, en vigueur le 1er juillet 2025.
- [6] CPUC, Biomethane Monetary Incentive Program, décisions D.15-06-029 et D.16-12-043 (taux de 50 %, plafonds de 3 M\$ US par projet et de 5 M\$ US par producteur), page consultée le 15 septembre 2026.
- [7] CPUC, décision D.22-02-025 (cibles d'approvisionnement en biométhane, SB 1440), 24 février 2022.
- [8] Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif aux certificats de production de biogaz ; Code de l'énergie, articles L446-50 et suivants.
- [9] Pièce C-Énergir-0010, dossier R-4353-2026, volumes distribués 2026. Conversion en TWh par Sia, sur la base de 37,5 MJ par mètre cube.
- [10] Pièce C-Énergir-0010, dossier R-4353-2026 : achats de GSR de l'exercice 2024-2025 (176,77 Mm³, dont 32,149 Mm³ d'origine québécoise). Part de la consommation calculée par Sia.
- [11] U.S. Environmental Protection Agency, Renewable Fuel Standard Program, 40 CFR partie 80, sous-parties E et M, la génération de RIN pour le GNR relevant de la sous-partie E depuis le 1er janvier 2025, page consultée le 17 septembre 2026.
- [12] Evida, part de gaz vert injectée dans le réseau danois, données 2024 ; Klimaafale om grøn strøm og varme, juin 2022 (objectif de 100 % de gaz vert en 2030) ; Danish Energy Agency, Klimastatus og -fremskrivning 2026 (atteinte projetée vers 2035).

Annexe 2. Inventaire du parc de production de GSR au Québec (projets en injection, en construction, sous contrat ou en développement)

Tableau 9

Inventaire du parc de production de GSR au Québec, par projet (capacité nominale, en Mm³ par année)

Statut	Projet	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Réseau d'injection	Source ou mode de calcul
A. Lieux d'enfouissement technique (LET)																			
En injection	WAGABOX Saint-Étienne-des-Grès - Waga Energy	0	0	0	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	Énergir	AQPER
En injection	WAGABOX Cowansville - Waga Energy	0	0	0	0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	Énergir	AQPER
En injection	WAGABOX Chicoutimi - Waga Energy	0	0	0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Énergir	AQPER
En injection	WM Sainte-Sophie	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	TQM	AQPER
En construction / contrat signé	Carbonaxion Neuville	0	0	0	0	0	0	0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Gaz porté - Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	WAGABOX Hébertville-Station - Waga Energy et RMR Lac-Saint-Jean	0	0	0	0	0	0	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	Énergir	Bioénergie Promotion
En construction / contrat signé	GNR Bury - Carbonaxion, LET Valoris	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Gaz porté - Énergir	Le Soleil
En injection	Enviro-Connexions (Lachenaie)	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	TQM	AQPER
En injection	EBI Énergie (Sainte-Geneviève-de-Berthier)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	TQM	AQPER
B. Municipal																			
En injection	Saint-Hyacinthe - Ville	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	Énergir	AQPER
En injection	CBAQ - Agglomération de Québec				10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	Énergir	AQPER
En injection	SÉMECS - Varennes	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	Ville de Montréal							4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	SÉMÉR Rivière-du-Loup	0	0	0	0	0	0	0	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Gaz porté - Énergir	AQPER
En développement	Ville de Laval																	À confirmer	Radio-Canada
C. Agricole																			
En injection	Coop Agri-Énergie Warwick - Coop Carbone	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	GPK Ange-Gardien (Ferme Grenier)	0	0	0	0	0	0	0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	GNR Shefford (Ferme Sauvé et partenaires)	0	0	0	0	0	0	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	Énergir	AQPER
En construction / contrat signé	Farnham - Énergir Développement	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	Énergir	La Voix de l'Est
En développement	Louiseville - Énergir Développement																	Énergir	Radio-Canada
En construction / contrat signé	BioÉnertek - Sainte-Sophie-de-Lévrard								2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	Gaz porté - Énergir	BioÉnertek
En développement	Vallée de la Chaudière, Beauce - Énergir Développement																	À confirmer	Radio-Canada ; troisième site en discussion, capacité non publiée
D. Institutionnel, commercial et industriel (ICI)																			
En injection	CTBM (Saint-Pie)	0	0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Énergir	AQPER
En injection	ADM Agri-Industries (Candiac)	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	Énergir	AQPER

Statut	Projet	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Réseau d'injection	Source ou mode de calcul
E. Autres projets identifiés																			
En développement (actifs)	Keridis Bioénergie, Axor / Unixor Biogaz, BioÉnertek, Coop Carbone, Waga Energy, WM, Énergir Développement (Farnham)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,47	24,47	24,47	24,47	24,47	24,47	Pas encore de contrats	AQPER
En injection	TES Canada - Projet Mauricie - 3e génération											115	115	115	115	115	115	Pas encore de contrats	MELCCFP, dossier 3211-12-264
Total du parc identifié (Mm³/an)		104,0	111,3	115,2	139,3	142,1	142,1	234,0	267,2	267,2	267,2	406,7	406,7	406,7	406,7	406,7	406,7		

Annexe 3 : Note méthodologique. Modélisation des trajectoires du GSR au Québec (section 7)

Les figures et tableaux de la section 7 proviennent d'un modèle construit par Sia pour comparer deux trajectoires 2020-2035, Cas de Base et Scénario GSR Québec, sur une base commune de coûts et de volumes. Les données déposées par les distributeurs et les décisions de la Régie citées dans le présent mémoire constituent l'assise du modèle (notes 4, 9, 10 et 25, et décisions D-2021-158, D-2023-022, D-2024-028 et D-2026-059, sections 4.3 et 4.4). Les valeurs qui n'ont pas ce statut sont explicitement identifiées comme hypothèses de travail de Sia dans le tableau de la section 7.1, notamment le crédit à la production de 3 \$/GJ, la cible de 35 % de contenu québécois à l'horizon 2035 et le relèvement à 12 % du seuil d'incorporation en 2035 : ces trois paramètres n'ont pas de fondement réglementaire ou contractuel à ce jour et sont soumis à la présente demande d'avis à titre de pistes testées par l'AQPER.

Annexe 4 : Expertise Sia et publications ³⁹

Nos publications et outils dédiés aux filières nouveaux gaz

Nos dernières études approfondies

Observatoire du biométhane (2024, 8^{ème} édition)

[Lien](#)



- / Des analyses pour comprendre le marché
- / État des lieux production, infrastructures et usages
- / Environnement réglementaire
- / Perspectives du marché

Benchmark européen du biométhane (2025, 8^{ème} édition)

[Lien](#)



- / État des lieux du marché européen
- / Analyse des tendances du secteur
- / Réglementations et mécanismes de soutien
- / Fiches pays détaillées
- / Étude des intrants admissibles

Contrats d'achats de Biométhane (*Biomethane Purchase Agreements*)

[Lien](#)



- / Décodage des enjeux
- / Tendances de développement
- / Contractualisation

Nos accélérateurs IA



[Lien](#)

- / En s'appuyant sur ses capacités IA x Énergie, Sia a développé une solution complète d'optimisation des réseaux gaziers pour développer l'injection de biométhane.
- / D'autres outils adaptés aux enjeux de la filière biométhane ont été mis en œuvre, dont une solution d'optimisation des approvisionnements en intrants.

³⁹ [Biogaz et biométhane](#)