

DOSSIER : R-4353-2026
Réponses de l'AQPER-CBA aux questions de la formation des régisseurs
AUDIENCE DU 20 OCTOBRE 2026

1. Quel horizon de durée serait souhaitable pour les mécanismes de financement des projets?

Un horizon d'environ 20 ans serait souhaitable pour les mécanismes de financement des projets pour les raisons suivantes :

Les projets québécois analysés reposent sur le financement de projet : les revenus générés par l'installation servent notamment à rembourser la dette. Les prêteurs évaluent donc si les flux de trésorerie prévus suffisent à couvrir les paiements de dette au fil des ans. Dans les huit modèles financiers examinés (pièce C-AQPER-0014, R-4320-2025) ¹, un seul atteint dès la première année le ratio de couverture de service de la dette de 1,40, valeur cible généralement exigée par les prêteurs. Le ratio s'améliore généralement par la suite, notamment lorsque les revenus indexés augmentent tandis que le service de la dette demeure stable ou diminue. Ces données appuient le besoin d'un horizon de revenus suffisamment long et prévisible pour financer les installations et traverser leurs premières années d'exploitation

Énergir fixe à 20 ans la durée maximale de ses contrats d'approvisionnement en GNR. Du point de vue des producteurs, cette durée est déterminante, car elle conditionne la durée d'amortissement de la dette senior que les prêteurs acceptent de consentir, et donc le prix de vente requis (\$/GJ) pour assurer la bancabilité du projet. Énergir soutient que les contrats de longue durée offrent des prix plus compétitifs que les contrats de courte durée. À l'appui, elle présente les résultats de ses appels d'offres de 2019 et de 2021. Pour quatre projets, elle compare le prix moyen du contrat d'approvisionnement en GNR (\$ CAD/GJ) selon deux durées : 20 ans et 15 ans pour un projet, puis 20 ans et 10 ans pour les trois autres. Selon son évaluation, un contrat de 15 ans plutôt que de 20 ans nécessite une augmentation du tarif de rachat de 2% alors que pour un contrat de 10 ans, l'écart est de 5 % à 13 % (R-4008-2017, Gaz Métro-9, Document 4²). Énergir explique cet écart par le fait qu'un contrat plus long donne au producteur davantage de temps pour récupérer ses coûts, y compris le rendement de son investissement. Elle ajoute que les prêteurs considèrent les projets assortis d'engagements à plus long terme comme moins risqués et peuvent donc les financer à des taux plus faibles. À l'inverse, une durée plus courte peut réduire cette marge de récupération et rendre le financement plus coûteux, ce qui se reflète dans le prix demandé (R-4008-2017, Gaz Métro-8, document 1³).

Des aides financières bonifiées et prévisibles pourraient réduire la durée d'engagement nécessaire. Pour produire cet effet, les aides doivent remplir certaines conditions, notamment : être confirmées

¹ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-C-AQPER-0014-Preuve-RappExp-2026_03_05.pdf

² https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4008-2017/doc/R-4008-2017-B-0764-DemAmend-PieceRev-2022_07_18.pdf

³ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4008-2017/doc/R-4008-2017-B-0718-Audi-Piece-2022_06_07.pdf

et cumulables au moment de la clôture financière, afin que les prêteurs puissent les intégrer à leur analyse de risque ;

- être versées selon un calendrier prévisible, arrimé aux phases de construction et de mise en service ;

La réalité technique des actifs : Une installation de biométhane est un ensemble de composantes dont la durée de vie diffère d'une installation à l'autre. La phase d'exploitation est estimée à 20 ans minimum, après 3 à 5 ans de développement et 1 à 2,5 ans de construction. L'horizon du soutien doit suivre celui des équipements de production, qui constituent le cœur de l'investissement.

La synchronisation contractuelle des intrants : Une usine de biométhanisation est un actif « captif » : elle n'a de valeur que si elle est alimentée. Si le mécanisme de financement ou d'achat de gaz n'est pas synchronisé sur une durée d'au moins 20 ans, il se crée un asynchronisme majeur entre la sécurité des approvisionnements en matière organique et le refinancement de l'usine.

- Ententes municipales : Les contrats de collecte et de traitement des matières résiduelles organiques (résidus alimentaires, bacs bruns) avec les municipalités ou MRC au Québec sont adjugés par appels d'offres sur des horizons types de 5 à 10 ans et dans les cas particuliers où les municipalités sont partie prenante dans les projets on parle d'entente de 20 ans.
- Ententes agricoles : Pour les lisiers et fumiers, les ententes avec les producteurs laitiers et porcins locaux exigent une visibilité décennale pour justifier l'installation des équipements de pompage, de transport et de retour du digestat fertilisant.

2. Avez-vous constaté une amélioration des délais de réponse aux demandes d'autorisation ministérielle, recommandation formulée dans le rapport de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC (pièce A-0013) ?

Non. L'AQPER ne constate aucune amélioration des délais de réponse aux demandes d'autorisation ministérielle pour les projets de production de GSR. Les délais se sont plutôt allongés.

Pour objectiver ce constat, l'AQPER a analysé le registre public des autorisations environnementales du MELCCFP (LQE), consulté le 21 octobre 2026⁴, pour l'ensemble des régions administratives du Québec. Elle a retenu les autorisations ministérielles principales délivrées pour l'établissement d'une installation de production de GNR (biométhanisation ou purification de biogaz) ou pour l'ajout de capacité de production, à l'égard des demandes déposées de 2018 à 2025. (Annexe 1, section A)⁵. Le délai est mesuré entre la date de réception de la demande et la date de délivrance de l'autorisation.

⁴ https://www.registres.environnement.gouv.qc.ca/index_lqe.asp#outil

⁵ Les modifications d'autorisations existantes et les autorisations complémentaires sont présentées séparément, puisqu'elles ne portent pas sur la mise en service d'une nouvelle capacité de production (Annexe 1, section B)

Cohorte (année de dépôt)	Projets autorisés	Délai médian
2018-2021	5	330 jours
2022-2025	10	480 jours

Trois constats s'en dégagent :

1. Le délai médian a augmenté de 150 jours entre les deux périodes. Il se situe désormais à près de 16 mois, soit environ quatre fois l'engagement ministériel de 75 jours ouvrables (environ 105 jours civils)⁶. Plusieurs projets récents ont attendu entre 19 et 23 mois, dont Énergie Forma+ (620 jours), WM Québec (592 jours), CTBM (690 jours) et Groupe Bioénertek (709 jours).
2. Plusieurs demandes demeurent sans décision publiée. C'est notamment le cas de Carbonaxion (436 jours) et de Bioénergie Bécancour (338 jours), toutes deux déposées en 2025.
3. Les recommandations structurantes du rapport de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal (pièce A-0013) ne se reflètent pas dans les délais observés. Ce rapport recommandait notamment de simplifier les processus d'autorisation, de créer un guichet unique et de constituer une équipe dédiée aux projets de GNR.

Or, l'atteinte de la cible de GSR dépend directement de la mise en service des projets québécois. Tout retard dans leur réalisation accroît le recours aux importations pour satisfaire à l'obligation réglementaire et peut entraîner une hausse des coûts d'approvisionnement ainsi que de leur incidence tarifaire pour les consommateurs. L'AQPER recommande que l'avis de la Régie souligne l'importance de mettre en place un processus d'autorisation prévisible et diligent, assorti d'un accompagnement adapté des projets de production de GSR et d'un suivi public des délais réels. L'expérience des membres de l'AQPER indique que les délais varient fortement d'une direction régionale à l'autre. Les données du registre sont cohérentes avec ce constat. Pour les demandes déposées depuis 2022, les délais observés vont de 126 à 540 jours au Saguenay–Lac-Saint-Jean et en Estrie, et de 592 à 709 jours en Montérégie, dans les Laurentides et au Centre-du-Québec.

L'AQPER recommande aussi une harmonisation des pratiques de traitement entre les directions régionales favorisant un processus d'analyse des demandes basé sur des obligations de résultats des projets plutôt qu'une analyse des processus. Par ailleurs, l'AQPER souligne que les projets situés en zone agricole peuvent devoir obtenir, en plus de l'autorisation ministérielle, une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ). Lorsque cette autorisation est requise, elle doit précéder la délivrance de l'autorisation ministérielle; la décision de la CPTAQ peut ainsi se trouver sur le chemin critique du projet. Dans son analyse d'impact réglementaire accompagnant la modification du *Règlement sur l'autorisation d'aliénation ou d'utilisation d'un lot sans l'autorisation de la CPTAQ*⁷, le MAPAQ estime à

⁶ Déclaration de services aux citoyennes et aux citoyens

⁷ https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/agriculture-pecheries-alimentation/acces-information/lois-reglements/2026-0015-2026-0016_air_MAPAQ.pdf

environ un an le délai total évité par dossier lorsqu'une demande à la CPTAQ n'est plus nécessaire, en tenant compte de la préparation du dossier et du processus prévu par la LPTAA. L'exemption pour la biométhanisation agricole demeure toutefois circonscrite à des projets répondant à des critères précis, dont une emprise maximale de 2 hectares et un contrôle de l'entreprise par les producteurs qui fournissent la majorité des intrants. Les projets qui ne satisfont pas à ces critères restent assujettis aux autorisations applicables, ce qui peut prolonger leur développement et accroître leurs coûts.

3. Le Québec pourrait-il instaurer un programme de type LCFS en complément du RCP?

Oui, comme le démontre le modèle de la Colombie-Britannique, le Québec pourrait instaurer un programme de type LCFS pour le gaz naturel renouvelable (GNR) en complément du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) fédéral, et cela transformerait en profondeur le modèle d'affaires de la biométhanisation québécoise. Un programme LCFS québécois aurait pour avantage de stimuler la demande de GNR dans le secteur des transports où le GNR serait compétitif économiquement et apporterait une réduction de GES beaucoup plus significative que l'orientation actuelle de l'électrification des transports. Sans oublier que cela aurait pour effet de réduire considérablement le fardeau de la socialisation des usagers des distributeurs de gaz Québécois. La mise en place d'un LCFS québécois est souhaitable, mais prendra du temps. Une phase transitoire devra assurer la prévisibilité des revenus et la viabilité des projets de biométhanisation jusqu'à ce que le mécanisme soit pleinement opérationnel. Rappelons qu'en 2023, le diesel représentait 62 % de l'énergie consommée par l'ensemble du transport routier de marchandises. Les camions lourds en représentaient 51,6 % de l'énergie consommée dans ce secteur.⁸ Un LCFS orienterait le GNR québécois vers le remplacement direct du diesel routier longue distance (GNC/GNL), secteur difficile à électrifier rapidement à court terme comme le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques l'indique.

L'implantation du programme de type LCFS Québécois doit nécessairement s'accompagner de programme de soutien à l'achat ou la conversion de véhicules au GNR. Un tel soutien existait auparavant dans le cadre du programme Écocamionnage, issu du PACC 2013-2020⁹.

4. Le Québec s'est-il davantage appuyé sur les distributeurs gaziers pour développer la filière, alors que, dans d'autres pays, le biogaz a occupé une place plus importante que le GNR, notamment au début du développement de la filière?

La filière québécoise s'est construite autour du GNR acheté par les distributeurs en raison de choix de politique publique (Décret 1012-2014, (2014) 146 G.O. II, 4409; *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2016, c. 35; *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01, édicté par le décret 233-2019).

⁸ Institut de la statistique du Québec, « Intensité énergétique du transport routier des marchandises », indicateur de la Stratégie gouvernementale de développement durable 2023-2028 :

<https://statistique.quebec.ca/vitrine/developpement-durable/strategie-2023-2028/collectivites-durables/intensite-energetique-transport-routier-marchandises>

⁹ <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/bilan/bilanpacc-mi-parcours.pdf>

En Europe, le contexte énergétique est différent de celui au Québec et le biogaz s'est d'abord développé grâce à des tarifs d'achat d'électricité issus de la cogénération garantis, mais les pays européens convergent aujourd'hui vers le GNR pour des raisons économiques et d'efficacité énergétique (Le rendement électrique d'un moteur de cogénération au biogaz se situe généralement autour de 35 à 38 %¹⁰). Le Québec est donc arrivé directement au modèle vers lequel l'Europe converge. De plus, l'électricité québécoise étant déjà renouvelable, substituer du GNR au gaz fossile y procure un gain climatique bien supérieur à celui de la production d'électricité.

Aujourd'hui, l'AQPER souhaiterait que d'autres débouchés soient développés pour le GNR québécois, notamment pour le transport lourd, les flottes captives ainsi que dans le transport maritime où la compétitivité du GNR est avantageuse par rapport au carburant fossile conventionnel. Le développement de la consommation du GNR dans le transport permettrait de réduire substantiellement les volumes dont le coût est socialisé auprès de la clientèle gazière et de réduire considérablement les émissions de GES du secteur des transports.

5. Les limites de transport freinent-elles le biogaz et favorisent-elles le biométhane?

Oui, et c'est déterminant. Des valorisations directes de biogaz existent, notamment l'approvisionnement de Greenfield Global en biogaz produit par le Centre de traitement des matières organiques par biométhanisation de la Société d'économie mixte de l'Est de la Couronne Sud (SÉMECS), à Varennes. Elles reposent toutefois sur la coïncidence géographique d'un gisement et d'un consommateur constant et conséquent. Or les gisements de matières organiques sont dispersés sur le territoire. L'épuration en biométhane lève cette contrainte en donnant accès au réseau.

À notre connaissance, aucun programme d'achat d'électricité d'Hydro-Québec ne vise spécifiquement la cogénération à partir de biogaz de biométhanisation. Les programmes antérieurs ont surtout porté sur la biomasse forestière, comme le Programme PAE 2011-01, qui visait l'achat de 150 MW auprès de centrales de cogénération de 50 MW ou moins alimentées en biomasse forestière résiduelle¹¹. L'électricité issue du biogaz achetée par Hydro-Québec provenait, quant à elle, de lieux d'enfouissement : vers 2010, quatre centrales y vendaient environ 40 MW¹², et l'appel d'offres A/O 2009-01 a donné lieu à trois nouveaux contrats du même type (Saint-Thomas, Saint-Nicéphore et Haute-Yamaska–Roland-Thibault). Deux projets de biométhanisation de RCI Environnement, à Longueuil et à Anjou, avaient aussi été retenus dans cet appel d'offres, mais n'ont fait l'objet d'aucun contrat approuvé par la Régie¹³. Pour un projet québécois éloigné du réseau gazier, la voie unique de l'injection impose des coûts importants d'immobilisation et d'exploitation qui se traduisent par l'obligation d'ajout d'un système d'épuration et de raccordement au réseau gazier. Le raccordement peut représenter une part importante jusqu'à 50% des coûts de production de GNR. Une voie de valorisation électrique sur site éviterait ces importants coûts. Elle produirait en outre une électricité renouvelable non intermittente. L'AQPER

¹⁰ <https://enrchoix.idf.ademe.fr/ressources/autres/doc16-fiche-technique-methanisation-201502.pdf>

¹¹ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-3798-2012/doc/R-3798-2012-B-0015-DEMANDE-PIECE-2012_05_01.pdf

¹² https://archives.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB73.pdf

¹³ https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-3731-2010/doc/R-3731-2010-A-0004-Dec-Dec-2010_07_07.pdf

recommande donc que le gouvernement demande à Hydro-Québec de créer un programme d'achat d'électricité produite par cogénération à partir du biogaz issu de la biométhanisation pour orienter chaque projet vers la valorisation la plus efficiente et limiter la socialisation des coûts de raccordement élevés auprès de la clientèle gazière.

6. Une intensité carbone (IC) fixe limite-t-elle les recommandations par rapport à une intensité calculée pour chaque projet?

Oui, une IC fixe pénalise les projets qui ont des IC faibles et limite la valorisation des attributs environnementaux de chaque projet.

Par ailleurs, en vertu des articles 75, 76 et 80, *Le Règlement sur les combustibles propres* (DORS/2022-140 (RCP) permet de demander l'approbation d'une IC déterminée pour un combustible ou une filière.

7. Le RCP envisage-t-il de mieux reconnaître les unités de conformité gazeuses ou l'intensité carbone propre à chaque projet?

Tel que mentionné à la réponse de la question précédente, le RCP permet de mieux reconnaître l'intensité carbone de chacun des projets. Il permet aussi, dans le temps, de reconnaître les optimisations de procédé qui permettrait de réduire IC de chaque projet.

Pour le détail des modalités applicables, nous vous invitons à consulter Environnement et Changement climatique Canada.

8. Comment expliquer l'effet annoncé de 870 M\$ d'allègement des coûts socialisés pour 157,7 M\$ de soutien à la production? Comment un soutien de 3 \$/GJ peut-il aider des projets dont le coût complet est estimé à 41 \$/GJ?

Les 870,7 M\$ ne sont pas l'économie attribuable au seul crédit à la production de 157,7 M\$. Les 157,7 M\$ correspondent au coût estimé de ce crédit pour 2028-2035. Les 870,7 M\$ représentent plutôt la différence entre les frais de socialisation cumulés dans deux scénarios : 2 287,9 M\$ dans le scénario de base et 1 417,2 M\$ dans le scénario « GSR Québec ». Cette baisse repose sur l'effet combiné de trois leviers : le soutien à la production, le soutien accru au capital et la meilleure valorisation des unités de conformité.

Levier	Paramètres	Effet (horizon 2035)
Soutien au CAPEX	45 % du CAPEX (moyenne pondérée), base incrémentale dès 2026	Réduction du coût du GSR québécois : 4,2 \$/GJ (2026) → 7,9 \$/GJ
Crédit à la production	3,00 \$/GJ (\$ 2026), indexé à 2 %/an (≈ 3,59 \$/GJ en 2035)	Enveloppe : 7,8 M\$ (2028) → 33,6 M\$; cumul 2028-2035 : 157,7 M\$

Valorisation des UC	100 % du GSR québécois admissible; IC améliorée	Valeur nette des UC : 2,3 \$/GJ (2027) → 11,5 \$/GJ GSR québécois : 34,3 \$/GJ (vs 20,4 \$/GJ au cas de base) Revenus UC : 321,1 M\$ (vs 127,4 M\$ au cas de base)
---------------------	---	--

Dans la modélisation de l'AQPER-CBA, les 3 \$/GJ constituent une hypothèse moyenne prudente retenue pour la modélisation, et non un montant censé combler à lui seul l'écart entre le coût complet d'un projet et le prix de vente du GSR. Le crédit pourrait être calculé selon une approche analogue à celle du [crédit d'impôt remboursable québécois pour la production de biocarburants](#), dont le taux tient compte de la réduction de l'intensité carbone du carburant par rapport à celui qu'il remplace.

9. Une cible de 35 % de GSR québécois pourrait-elle avoir un effet pervers, compte tenu des exportations?

L'AQPER ne considère pas que la cible minimale de 35 % puisse avoir un effet pervers lié aux exportations, et ce, pour les raisons suivantes :

La cible ne repose pas sur les volumes exportés. Elle découle d'un calibrage proposé par l'AQPER à partir de l'offre québécoise de GSR qu'elle estime disponible ou en développement. Les volumes actuellement exportés n'ont pas été pris en considération et appelés à être réévalués selon l'évolution du parc de production. Par ailleurs, les exportations ne résultent pas du soutien public québécois : elles ont commencé avant la mise en place de certains programmes, comme le PSPGNR et le PTMOBC, et les projets exportateurs n'ont pas nécessairement eu accès à ces aides. La cible ne signifie donc pas que des fonds publics québécois financent des volumes destinés à l'extérieur du Québec.

Par ailleurs, la cible ne confère pas aux producteurs de pouvoir sur les prix. Le producteur n'impose pas son prix d'achat au distributeur : ce sont les distributeurs qui évaluent les offres et établissent leurs conditions d'achat, sous l'encadrement de la Régie,

10. Ne vaudrait-il pas mieux viser la production ou l'injection québécoise plutôt que l'achat par les distributeurs?

L'AQPER n'est pas favorable au remplacement de l'obligation de distribution d'une quantité minimale de GSR imposée aux distributeurs par le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*. De plus, l'AQPER recommande de compléter l'obligation par l'achat d'un seuil minimum de 35% de GSR produit au Québec. Cette obligation établirait un cadre prévisible quant aux volumes à recevoir et à l'échéancier. Elle garantirait également aux projets québécois l'accès au réseau et orienterait la demande vers la production locale plutôt que vers les importations.

Cette prévisibilité est déterminante pour les projets de biométhanisation, qui exigent des investissements importants amortis sur de longues périodes. Une obligation réglementaire claire permettrait aux promoteurs et aux prêteurs de mieux évaluer les conditions d'écoulement du GSR et les revenus associés. Elle réduirait ainsi le risque perçu, abaisserait le coût du financement et faciliterait les décisions finales d'investissement.

L'AQPER recommande que la Régie, dans son avis, recommande le maintien du mode actuel et de favoriser le développement du marché, notamment par la mise en place d'un programme LCFS afin de stimuler la consommation de GNR dans le secteur des transports.

11. Les coûts du biogaz pourraient-ils diminuer comme ceux de l'éolien ou du solaire?

Une baisse des coûts du GSR comparable à celle observée pour l'éolien et le solaire n'est pas prévisible à court terme, pour des raisons propres à la filière.

La baisse spectaculaire des coûts du solaire et de l'éolien repose sur des produits standardisés, fabriqués en série à l'échelle mondiale, dont le coût est concentré dans l'équipement. Une installation de biométhanisation présente une structure opposée. Il s'agit d'un procédé industriel conçu en fonction de l'intrant : réception et prétraitement des matières, digestion, traitement et épuration du biogaz, compression, injection et gestion du digestat. Ces composantes sont en grande partie des ouvrages de génie civil et des équipements de procédé construits sur site. Leur configuration varie selon le type d'installation : lieu d'enfouissement technique, agricole, industrielle, municipale de biosolides ou municipale traitant des résidus organiques triés à la source (Annexe 2). Une part importante du coût est en outre récurrente : approvisionnement et logistique des intrants, énergie, main-d'œuvre qualifiée, entretien et gestion du digestat.

Malgré cette structure de coûts distincte, le GNR demeure compétitif par rapport au coût moyen d'approvisionnement en électricité intermittent.

12. Le Québec verra-t-il plutôt de petits projets ou de grandes installations regroupées?

Le cadre réglementaire actuel devrait favoriser surtout des projets de petite ou moyenne taille, souvent portés par un regroupement de producteurs agricoles, plutôt que de grandes installations centralisées. Le *Règlement sur l'autorisation d'aliénation ou d'utilisation d'un lot sans l'autorisation de la CPTAQ*¹⁴ réserve sa voie simplifiée aux projets agricoles qui respectent notamment une superficie maximale de 2 hectares, un contrôle de l'entreprise par les producteurs fournissant la majorité des intrants et des critères de provenance des matières. Ces conditions orientent les projets vers une échelle agricole et régionale.

Historiquement, les grandes installations de production de GNR au Québec sont des lieux d'enfouissement technique. En 2024, les LET représentaient 83 % de la production québécoise de GNR.

Selon l'étude Aviséo réalisée pour Énergir, les projets potentiels identifiés au-delà des projets déjà subventionnés n'ajouteraient que 7 Mm³ issus de LET d'ici 2033, contre 69 Mm³ issus de résidus

¹⁴https://www.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/fileadmin/gazette/pdf_encrypte/lois_reglements/2026F/88287.pdf

agricoles. La croissance future reposera donc principalement sur la biométhanisation (agricole, ICI et municipale), c'est-à-dire sur un plus grand nombre de projets de taille nettement inférieure. Aiseo recense 13 projets agricoles totalisant environ 85 Mm³, soit environ 6,5 Mm³ par projet en moyenne¹⁵.

13. Une prise en charge des raccordements jusqu'à 3 M\$ pourrait-elle accroître les coûts refilés aux clients dans les tarifs?

Pour éviter cette socialisation, l'AQPER recommande que la Régie invite le gouvernement à mettre en place une aide suffisante pour les infrastructures d'injection et à développer le potentiel de production d'électricité à partir de la biométhanisation pour les sites qui sont éloignés des réseaux gaziers. À titre de comparaison, Hydro-Québec TransÉnergie rembourse aux parcs éoliens le coût réel du poste de départ.¹⁶ En France, les gestionnaires de réseau prennent en charge 60 % des coûts de raccordement, jusqu'à 600 000 € par projet.¹⁷

¹⁵ https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf

¹⁶ 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 2025, section 1.0 : <https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/raccordement-reseau/2025-11-guide-remboursement-poste-depart.pdf>

¹⁷ Sia Partners, 8th European Biomethane Benchmark, fiche « France », p. 30.

Annexe 1 :

Source : MELCCFP, *Registres publics – Loi sur la qualité de l’environnement*, consulté le 21 octobre 2026 et vérifié le 23 octobre 2026. Lien : https://www.registres.environnement.gouv.qc.ca/index_LQE.asp ;

A. Autorisations principales de projets de production de GNR (retenues dans le calcul des délais)

No au registre	Titulaire, lieu et objet	Type	Réception → délivrance	Jours
401914495	Ville de Québec, Capitale-Nationale — implantation et exploitation d’un centre de biométhanisation	Autorisation	26-09-2018 → 17-04-2020	569
401899833	Coop Agri-Énergie Warwick, Warwick, Centre-du-Québec — usine agricole de biométhanisation et torchère	Autorisation	28-10-2019 → 05-03-2020	129
402021351	Ville de Montréal, Montréal-Est — centre de traitement des matières organiques par biométhanisation	Autorisation	20-07-2020 → 15-06-2021	330
402076111	Carbonaxion Bioénergies, Capitale-Nationale — GNR à partir du biogaz d’un LET et unité d’oxydation thermique	Autorisation	30-12-2020 → 29-10-2021	303
402215643	Waga Énergie Canada, Mauricie — aménagement et exploitation d’une usine de purification de biogaz	Autorisation	23-03-2021 → 06-03-2023	713
402254934	Waga Énergie Canada, Cowansville, Estrie — implantation et exploitation d’une unité de purification de biogaz	Autorisation	20-05-2022 → 13-07-2023	419
402255929	Waga Énergie Canada, Saguenay–Lac-Saint-Jean — GNR à partir du biogaz d’un LET et unité d’oxydation thermique	Autorisation	20-05-2022 → 07-07-2023	413
402409684	Énergie Forma+, Montérégie — construction et exploitation d’une usine de biométhanisation	Autorisation	04-03-2023 → 13-11-2024	620
402305289	Énergir Développement – Production GNR Farnham, Farnham, Estrie — établissement et exploitation d’une installation de biométhanisation	Autorisation	25-08-2023 → 07-05-2024	256
402324703	9416-8275 Québec inc., Shefford, Estrie — installation de biométhanisation agricole	Autorisation	13-09-2023 → 06-03-2025	540

No au registre	Titulaire, lieu et objet	Type	Réception → délivrance	Jours
402529238	Groupe Bioénertek, Sainte-Sophie-de-Lévrard, Centre-du-Québec — valorisation de matières organiques résiduelles par biométhanisation	Autorisation	27-12-2023 → 05-12-2025	709
402464427	Ausime Énergie, Saguenay–Lac-Saint-Jean — traitement de matières organiques résiduelles par biométhanisation	Autorisation	20-03-2024 → 29-04-2025	405
402382604	WM Québec, Sainte-Sophie, Laurentides — usine de biométhanisation et usine de traitement du filtrat	Autorisation	15-07-2024 → 27-02-2026	592
402601007	Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie, Saint-Pie — hausse de capacité par ajout de biométhanisation de biodéchets	Autorisation	07-10-2024 → 28-08-2026	690
402561962	WBC5 S.E.C., Saguenay–Lac-Saint-Jean — purification du biogaz pour produire du GNR, avec gazoduc	Autorisation	26-11-2025 → 01-04-2026	126

B. Modifications d'autorisation et autorisations complémentaires visant des installations de biométhanisation (présentées à titre informatif, non retenues dans notre réponse à la deuxième question)

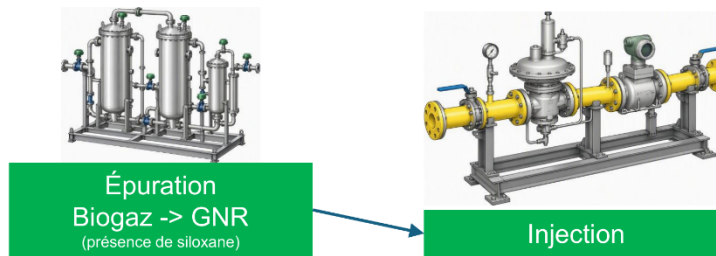
No au registre	Titulaire, lieu et objet	Type	Réception → délivrance	Jours
402347334	9015-4931 Québec inc., La Sarre, Abitibi-Témiscamingue — augmentation de la transformation du lait et exploitation d'une usine de biométhanisation	Modification	24-10-2018 → 24-04-2024	2 009
401806394	Ville de Québec, Capitale-Nationale — construction d'un centre de biométhanisation sur un lieu d'élimination désaffecté	Autorisation	22-02-2019 → 09-05-2019	76
401853454	Ville de Saint-Hyacinthe, Saint-Hyacinthe, Montérégie — exploitation de l'agrandissement du lieu de biométhanisation	Modification	04-07-2019 → 26-09-2019	84
401914171	SEM de l'Est de la Couronne Sud, Varennes, Montérégie — aménagement et exploitation d'un lieu de biométhanisation	Modification	06-12-2019 → 30-09-2020	299
401914184	SEM de l'Est de la Couronne Sud, Varennes, Montérégie — aménagement et exploitation d'un lieu de biométhanisation	Modification	08-01-2020 → 30-04-2020	113

401960339	Coop Agri-Énergie Warwick, Warwick, Centre-du-Québec — usine agricole de biométhanisation avec ajout d'une filtration membranaire	Modification	25-06-2020 → 25-02-2021	245
402081509	Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie, Saint-Pie — système d'épuration du biogaz dans une usine d'engrais	Modification	06-04-2021 → 09-11-2021	217
402017136	Dépôt Rive-Nord, Saint-Thomas, Lanaudière — exploitation de cellules de biométhanisation de matières résiduelles organiques	Modification	20-04-2021 → 08-07-2021	79
402077481	Complexe Enviro Connexions, Terrebonne, Lanaudière — aménagement et exploitation de cellules de biométhanisation et de compostage	Modification	15-10-2021 → 20-12-2021	66
402168305	Dépôt Rive-Nord, Saint-Thomas, Lanaudière — exploitation d'une cellule de biométhanisation de matières résiduelles organiques	Modification	08-08-2022 → 12-01-2023	157
402311381	Ville de Québec, Capitale-Nationale — modifications au centre de biométhanisation de la matière organique	Modification	17-11-2023 → 19-02-2024	94
402389370	9508-5080 Québec inc., Ange-Gardien, Montérégie — conversion d'une usine de traitement partiel de lisier en usine de biométhanisation	Modification	16-05-2024 → 07-04-2025	326
402411921	Dépôt Rive-Nord, Saint-Thomas, Lanaudière — exploitation de cellules de biométhanisation de matières résiduelles organiques	Modification	21-10-2024 → 17-02-2026	484
402471986	Complexe Enviro Connexions, Terrebonne, Lanaudière — usine de production de biométhane	Modification	02-04-2025 → 27-10-2025	208
402569450	WBC1 S.E.C., Mauricie — exploitation d'une usine de purification de biogaz	Modification	11-08-2025 → 30-04-2026	262

Annexe 2 : Configurations types des installations de production de GNR selon la filière

Source : Sylvain Trépanier, vice-président et directeur général, Biogaz EG ; secrétaire de la SÉMECS. Reproduit avec autorisation.

Lieux d'enfouissement technique (LET)

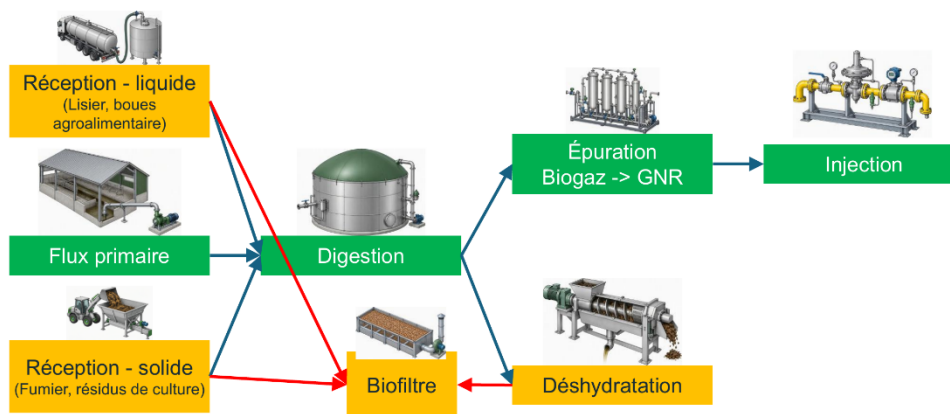


Base

Optionnel

Prendre note que les lieux d'enfouissement technique ont par réglementation l'obligation d'avoir un système de captage des gaz. C'est la raison pour laquelle je ne considère pas le captage dans le présent schéma.

Biométhanisation agricole

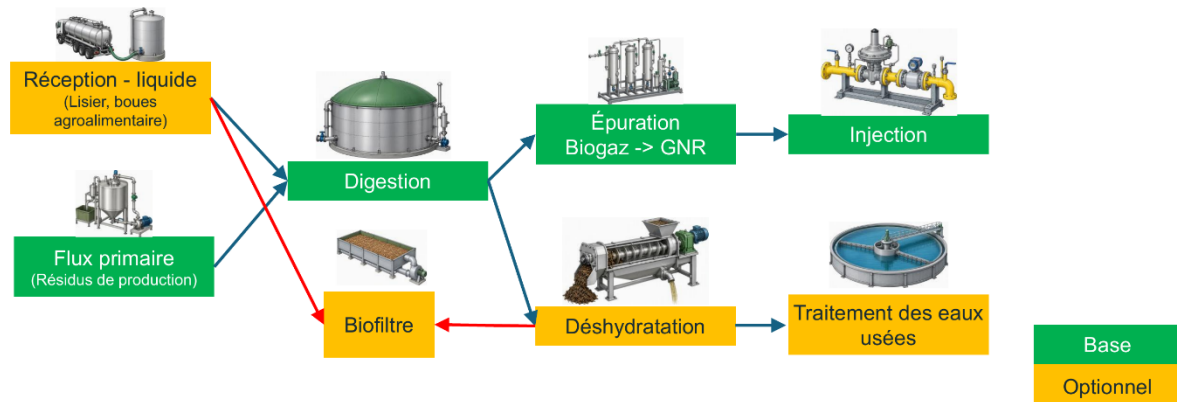


Base

Optionnel

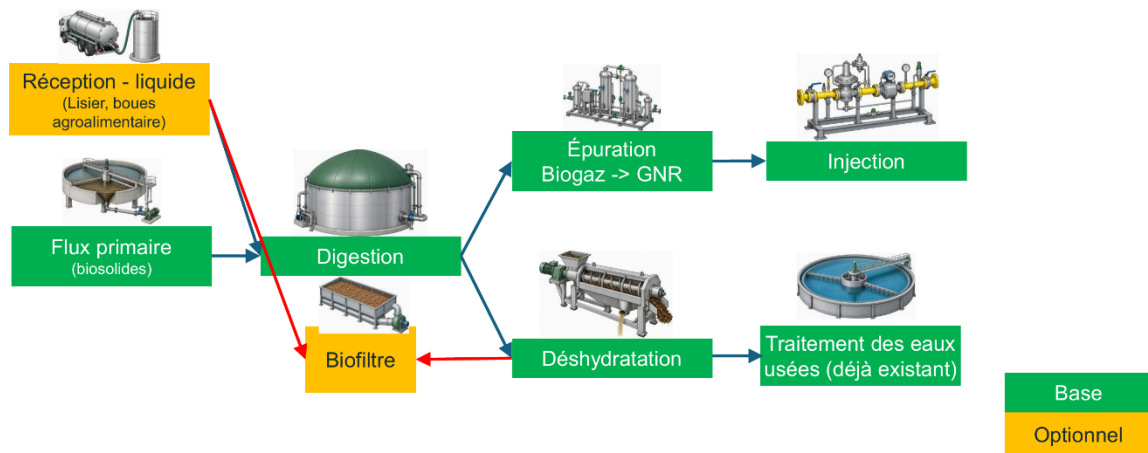
- Prendre note que le flux primaire peut nécessiter l'installation d'équipement de réception/conditionnement.
- La réception des boues liquides peut être optionnel (si autres intrants que ceux de la ferme).
- La réception des résidus solides peut être optionnel (si autres intrants que ceux de la ferme).
- La déshydratation du digestat est optionnelle et sera utilisée principalement sur les projets localisés dans un milieu en surplus de phosphores.
- Un biofiltre pourrait être requis selon la configuration des installations.

Biométhanisation industrielle (agroalimentaire)



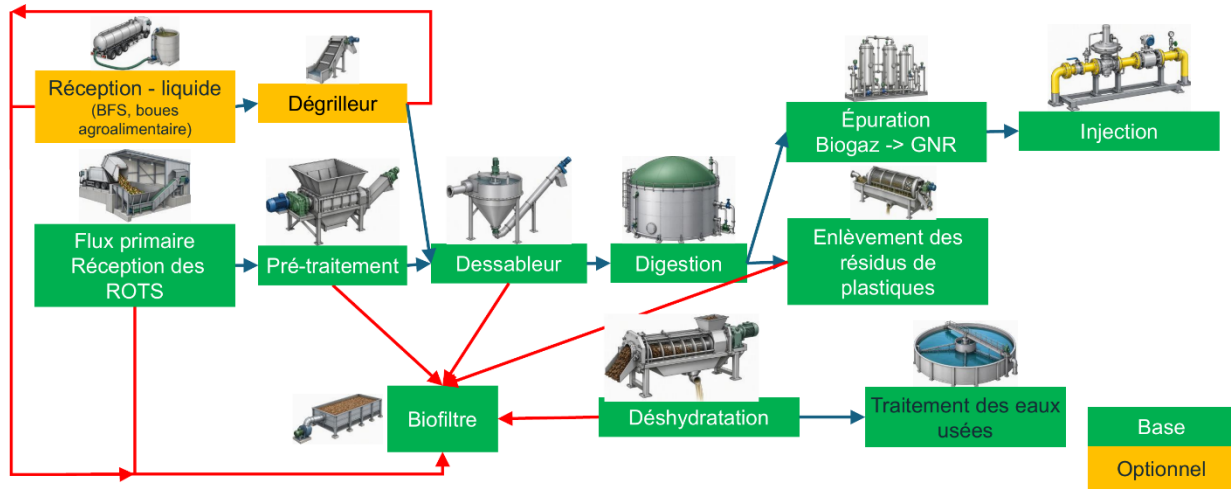
- Prendre note que le flux primaire ne requiert pas nécessairement d'équipement.
- La réception de résidus liquide, à titre de co-produit est une option dans ce type de projet.
- La déshydratation peut être optionnelle car les industries ont soit déjà un système de traitement d'eau primaire ou soit ont une entente avec un récepteur (souvent municipal).
- Le traitement des eaux usées est obligatoire si l'on ne dispose pas d'installation existantes ou d'un récepteur ayant les capacités requises.
- Un biofiltre pourrait être requis selon la configuration des installations.

Biométhanisation municipale (biosolides)



- Prendre note que le flux primaire ne requiert pas nécessairement d'équipement.
- La réception de résidus liquide, à titre de co-produit est une option dans ce type de projet.
- La réception de Résidus Organique triés à la Source (ROTS) est une option.
- Ces installations ont l'avantage d'avoir accès à une installation de traitement des eaux usées municipal sur le même site.
- Un biofiltre pourrait être requis selon la configuration des installations.

Biométhanisation municipale (complexe)



- Prendre note que le flux primaire requiert d'importantes installations pour la réception et le transport des résidus.
- La réception de résidus liquide, à titre de co-produit est une option dans ce type de projet.
- Le traitement des eaux est optionnel si le site n'a pas accès à une usine de traitements des eaux ayant les capacités de traitement.