

Le 23 septembre 2026

MÉMOIRE DE L'ASSOCIATION CANADIENNE DES CARBURANTS (ACC)

Carol Montreuil, ing. M.Sc., ASC

Vice-président

Présenté à la Régie de l'énergie du Québec

Dans le cadre du dossier R-4353-2026 : Consultation publique sur les modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles applicables au gaz de source renouvelable (GSR)

SOMMAIRE EXÉCUTIF

L'Association canadienne des carburants (ACC), représentant les principaux raffineurs et distributeurs de produits énergétiques au Québec, salue l'initiative de la Régie de l'énergie (la Régie) d'ouvrir une consultation publique à la suite de la demande du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie.

Alors que le ministre Bernard Drainville cherche des « aménagements » pour réduire l'impact tarifaire tout en poursuivant la croissance forcée du gaz de source renouvelable (GSR), l'ACC croit fermement qu'il est impératif pour la Régie d'aller au-delà d'un simple ajustement cosmétique. Le Québec et le Canada traversent une crise économique et énergétique structurelle sans précédent, marquée par des tensions géopolitiques majeures et une vague d'instabilité commerciale. Dans ce contexte, continuer à imposer un carburant 3 à 5 fois plus cher que le gaz naturel conventionnel constitue une menace directe pour la compétitivité du Québec.

L'ACC démontre dans ce mémoire que la Régie possède le pouvoir normatif et la légitimité de recommander la révision en profondeur, voire la suspension, du règlement de 2019/2022. Nous recommandons :

1. **Mettre sur pause l'exigence de distribution de GSR au niveau actuel de 2 %.**
2. **Reporter l'augmentation à 5 % et 10 % aux horizons 2035 et 2040**, s'alignant sur le report des cibles globales de réduction des émissions de GES du gouvernement.
3. **Mettre un terme à l'achat massif de GSR américain** qui draine la richesse québécoise vers l'étranger.
4. **RÉVISION COMPLÈTE DU DÉCRET DE 2019/2022** : Recommander formellement au Conseil des ministres de réécrire le décret réglementaire d'ici 2027 en plaçant l'abordabilité de l'énergie et la compétitivité industrielle au premier rang des critères de décision.

TABLE DES MATIÈRES

1. **Chapitre 1 — Introduction et cadre d'analyse : La nécessité pour la Régie d'interroger la trajectoire gouvernementale**
 - 1.1 Le rôle normatif de la Régie face à la demande ministérielle
 - 1.2 La toile de fond : Une crise énergétique et économique structurelle
 - 1.3 Navire, iceberg et direction : Refuser le « moindre mal »
 - 1.4 L'inévitable réaligement des horizons temporels (2030-2035 vers 2035-2040)
2. **Chapitre 2 — L'impact économique de la filière GSR sur l'économie québécoise**
 - 2.1 Une facture de plus d'un milliard de dollars pour les consommateurs
 - 2.2 L'hémorragie financière vers le GSR américain et l'effet amplificateur des tarifs douaniers
 - 2.3 Des coûts sous le contrôle direct du gouvernement
3. **Chapitre 3 — Analyse comparative et limites structurelles de la filière GSR**
 - 3.1 Un coût de 3 à 5 fois supérieur au gaz naturel conventionnel
 - 3.2 L'illusion des coûts initiaux, les dépassements financiers et l'impasse commerciale
 - 3.3 Dépassements de coûts massifs et faillites technologiques
 - 3.4 L'explosion des coûts d'ingénierie et de raccordement
 - 3.5 L'expérience nord-américaine : Le constat de l'inabordabilité
 - 3.6 L'expérience européenne : De l'enthousiasme aux limites du marché
4. **Chapitre 4 — Synthèse, recommandations et orientations pour le gouvernement**
 - 4.1 La portée de nos travaux : Recadrer l'enjeu au-delà des mécanismes techniques
 - 4.2 Les conditions d'une compétitivité future de la filière GSR
 - 4.2.1 La maturité technologique : Perspectives à long terme mais coûts prohibitifs actuels
 - 4.2.2 Les instruments économiques : L'action combinée du STFR et du RCP peut-elle combler l'écart ?
 - 4.3 Recommandations de l'ACC
5. **Chapitre 5 — Références et sources d'information**

CHAPITRE 1 — INTRODUCTION ET CADRE D'ANALYSE : LA NÉCESSITÉ POUR LA RÉGIE D'INTERROGER LA TRAJECTOIRE GOUVERNEMENTALE

1.1 Le rôle normatif de la Régie face à la demande ministérielle

Dans sa demande d'avis du 14 juillet 2026, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie demande à la Régie de proposer des aménagements réglementaires, tarifaires et contractuels pour « réduire les impacts tarifaires [...] tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR ». L'ACC reconnaît d'emblée l'objet de cette audience. Toutefois, notre association remet en question l'opportunité pour la Régie de se confiner à ce cadre restreint.

En vertu de l'article 42 et de l'article 25 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a le devoir et le pouvoir de fournir un avis éclairé qui prend en considération la capacité de payer des consommateurs et la protection de la compétitivité des entreprises. Le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, adopté par décret en 2019 et modifié en 2022, n'est pas immuable. La Régie n'est pas une simple chambre d'enregistrement d'une politique publique qui a montré ses limites; elle a l'obligation morale et légale de recommander la révision complète des fondements mêmes de ce décret si son application nuit à l'intérêt public.

L'utilisation combinée des articles 42 et 25 par la Régie pour recadrer une demande ministérielle s'appuie sur une pratique établie. Lors de l'Avis A-2017-01 sur les pratiques tarifaires d'Hydro-Québec et Énergir, alors que le ministre demandait des aménagements sur les structures de prix, la Régie a élargi son analyse pour adresser les risques de choc tarifaire industriel, l'interfinancement et la vérité des coûts. De même, dans le dossier R-4236-2023 (Écarts de prix de l'essence et du diesel), la Régie a étendu un mandat restreint sur les écarts régionaux de prix à une analyse de la compétitivité de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement des carburants au Québec.

Dans le présent dossier du GSR, la Régie dispose de la même légitimité pour recommander la révision des cibles décrétées si elles menacent l'intérêt économique du Québec.

1.2 La toile de fond : Une crise énergétique et économique structurelle

Le cadre réglementaire élaboré en 2019/2022 reposait sur des hypothèses économiques et géopolitiques aujourd'hui caduques. Le Québec et l'ensemble du Canada traversent actuellement une crise économique majeure :

- Des tensions commerciales brutales et des menaces de tarifs douaniers punitifs de la part des États-Unis frappent nos exportations industrielles.
- L'inflation et les hausses de coûts de production pèsent lourdement sur la compétitivité des entreprises québécoises.
- Une instabilité politique et économique persistera au cours des 2 à 3 prochaines années, d'ici l'établissement d'une nouvelle conjoncture politique aux États-Unis.

Ignorer cette toile de fond dans l'analyse de la Régie constituerait une erreur d'évaluation fondamentale.

1.3 Navire, iceberg et direction : Refuser le « moindre mal »

Les scénarios d'ajout progressif de GSR présentés par le ministère ou analysés durant cette audience ne résoudront en rien l'augmentation de la facture énergétique des Québécois. Modifier la socialisation des coûts ou étaler les tarifs revient à recommander un « simple changement de décor à bord d'un navire faisant face à un iceberg ».

Il ne s'agit pas de chercher une solution du « moindre mal » pour sauver un règlement bancal, mais bien d'ordonner un changement de cap immédiat pour le navire. Continuer à pousser une filière hors de prix dans la tempête économique actuelle garantit le naufrage de plusieurs secteurs industriels énergivores du Québec.

1.4 L'inévitable réaligement des horizons temporels et l'impératif de prévisibilité économique

L'ACC comprend et partage les objectifs environnementaux à long terme énoncés dans le *Plan pour une économie verte* et le *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques* (PGIRE). Cependant, le gouvernement lui-même a reconnu la nécessité de faire preuve de pragmatisme en ajustant sa cible globale de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % initialement prévue pour 2030, en la décalant vers 2035.

Il est irrationnel de maintenir des contraintes sectorielles rigides sur le gaz naturel pour 2030-2035 alors que la trajectoire globale de décarbonation du Québec est réalignée. Les cibles de transition énergétique prévues pour 2030-2035 doivent impérativement être étalées sur l'horizon 2035-2040.

Au-delà de l'ajustement du calendrier, la période d'application du règlement jusqu'à l'horizon 2035 et au-delà soulève un problème fondamental que le cadre réglementaire actuel ignore : l'absence totale de prévisibilité sur l'évolution future des prix du GSR. Pour les entreprises industrielles et les grands consommateurs d'énergie du Québec, la prévisibilité des coûts est une condition *sine qua non* de la planification stratégique, de l'attraction de capitaux et du maintien de la compétitivité à long terme. Imposer des augmentations de volumes obligatoires sans offrir de certitude sur l'impact financier futur revient à forcer l'industrie québécoise à naviguer à aveugle dans un environnement de coûts incontrôlés.

Devant la Régie, le distributeur gazier et les promoteurs de la filière manifesteront sans doute un optimisme prudemment calculé, présentant des projections de prix séduisantes où la maturité technologique et l'augmentation de l'offre viendraient stabiliser, voire baisser, le coût de la molécule. La réalité du marché impose toutefois la plus grande humilité : personne ne peut prétendre connaître avec certitude l'évolution des prix du GSR à l'horizon 2035 ou 2040. Cette filière est tributaire de dynamiques extrêmement volatiles, incluant la rareté des gisements de biomasse, la compétition internationale pour les intrants organiques et la complexité des infrastructures de purification. Prendre des engagements de volumes contraignants sur la base de scénarios de prix théoriques et optimistes constitue un risque économique disproportionné.

Cette imprévisibilité fondamentale quant au prix de la molécule se répercutera inévitablement de manière directe sur les coûts de socialisation imposés à l'ensemble du tissu industriel. Dans un marché où le coût réel des approvisionnements en GSR demeure une cible mouvante, aucun modèle financier ne peut garantir la stabilité des frais qui seront ultimement imputés aux usagers. Chercher à masquer cette réalité derrière des hypothèses de coûts lissés relève d'une illusion comptable : lorsque la matière

première subit des pressions haussières imprévues, la facture globale à socialiser augmente dans les mêmes proportions, créant une volatilité tarifaire permanente pour les entreprises.

Dans ce contexte, la Régie devrait faire preuve de la plus grande prudence et se garder de vanter les mérites d'une formule de socialisation qui prétendrait favoriser l'industrie au détriment des autres secteurs, comme le secteur résidentiel ou commercial. Modifier la répartition de la charge financière ou concevoir des mécanismes d'allocation préférentiels ne constitue en rien une solution structurante. Une formule de socialisation différente ne ferait absolument rien pour réduire l'imprévisibilité globale de l'impact du choc tarifaire sur les entreprises du Québec. Elle ne ferait que déplacer le fardeau d'une catégorie de consommateurs à une autre, sans jamais neutraliser le risque économique sous-jacent lié à l'explosion incontrôlée des coûts du GSR.

Le gouvernement du Québec doit impérativement reconnaître l'importance stratégique de cette prévisibilité pour notre tissu industriel. Il est irresponsable de poursuivre une politique d'injection forcée axée uniquement sur la croissance des volumes, sans y intégrer de garde-fous réglementaires stricts contre l'explosion des coûts. La Régie doit recommander l'instauration de mécanismes de plafonnement tarifaire et de clauses de sauvegarde. Si le coût réel du GSR dépasse un seuil de viabilité économique prédéterminé, les obligations d'incorporation devraient automatiquement être suspendues ou ajustées à la baisse, protégeant ainsi l'économie québécoise contre des chocs financiers imprévisibles.

CHAPITRE 2 — L'IMPACT ÉCONOMIQUE DE LA FILIÈRE GSR SUR L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

2.1 Une facture de plus d'un milliard de dollars pour les consommateurs

Les faits économiques sont incontournables. Sur l'horizon actuel du règlement (2030-2035), l'imposition des cibles de GSR entraînera des surcoûts cumulatifs se chiffrant à plus d'un milliard de dollars pour les consommateurs québécois.

Ces surcoûts sont principalement supportés par le secteur industriel (qui consomme environ 65 % du volume de gaz naturel au Québec). Des fleurons industriels et des infrastructures névralgiques — incluant nos raffineries qui assurent la sécurité d'approvisionnement en carburants de la province — font face à des hausses directes de coûts de 25 % à 30 % uniquement en raison du GSR.

Catégorie de consommateurs	Part de consommation gazière	Impact du surcoût GSR	Contexte de vulnérabilité
Grandes Industries & Raffineries	~65 %	Hausses de 25 % à 30 % de la facture gazière	Concurrence directe avec l'Ontario et les É.-U. (sans obligation GSR)

Catégorie de consommateurs	Part de consommation gazière	Impact du surcoût GSR	Contexte de vulnérabilité
PME & Commerces	~20 %	Augmentation des coûts d'exploitation	Pression inflationniste et baisse des marges
Bâtiments Résidentiels	~15 %	Hausse des frais de socialisation sur la facture	Perte d'abordabilité énergétique

2.2 L'hémorragie financière vers le GSR américain et l'effet amplificateur des tarifs

L'un des paradoxes les plus troublants du règlement actuel réside dans l'approvisionnement. Plus de **90 % du GSR distribué au Québec est importé des États-Unis**, faute d'une production québécoise suffisante disponible à des coûts soutenables.

Alors que le Québec fait face à une offensive tarifaire américaine qui menace ses exportations, le gouvernement du Québec force nos propres entreprises à transférer des centaines de millions de dollars de capitaux vers des producteurs américains de biométhane. Cette politique ne crée pas de valeur locale; elle appauvrit le Québec au profit d'intérêts étrangers.

2.3 Des coûts sous le contrôle direct du gouvernement

Contrairement aux chocs tarifaires ou aux guerres commerciales subies par nos entreprises, les coûts additionnels du GSR imposés à l'économie québécoise sont entièrement sous le contrôle du gouvernement du Québec.

Le gouvernement a le pouvoir de suspendre ou de modifier ce décret par une simple décision du Conseil des ministres. Continuer d'imposer ce fardeau auto-infligé en période de crise économique constitue un choix politique injustifiable.

CHAPITRE 3 — ANALYSE COMPARATIVE ET LIMITES STRUCTURELLES DE LA FILIÈRE GSR

3.1 Un coût de 3 à 5 fois supérieur au gaz naturel conventionnel

La réalité économique du GSR est sans appel : la molécule de biométhane / GSR se transige à un prix 3 à 5 fois supérieur à celui du gaz naturel conventionnel sur les marchés.

Lorsqu'on traduit ce surcoût en termes d'efficacité environnementale, le coût de réduction des émissions de GES via le GSR s'établit entre 200 et 500 \$/tonne de CO₂e évitée. À titre de comparaison, le prix du carbone dans le système d'échange de droits d'émission Québec-Californie (SPEDE) se situe autour de 45

\$ la tonne. Le GSR imposé par décret est donc l'un des mécanismes de réduction de carbone les plus inefficaces et les plus coûteux au monde.

3.2 L'illusion des coûts initiaux, les dépassements financiers et l'impasse commerciale

Les promesses initiales des promoteurs de la filière GSR reposaient sur l'hypothèse d'une courbe d'apprentissage rapide : la montée en échelle industrielle devait faire chuter le coût unitaire du biométhane à des niveaux proches du gaz naturel conventionnel. La réalité opérationnelle observée à l'échelle internationale démontre exactement le contraire.

3.3 Dépassements de coûts massifs et faillites technologiques (Pyrogazéification)

Alors que la méthanisation agricole/municipale traditionnelle se heurte rapidement à la rareté des gisements organiques concentrés, les projets d'envergure visant à convertir des résidus forestiers ou de la biomasse solide en GSR (pyrogazéification et gazéification thermique) ont essuyé de véritables déboires financiers, par exemples :

- **Projet GoBiGas (Göteborg, Suède)** : Lancé en grande pompe pour devenir la vitrine mondiale du gaz renouvelable d'origine forestière injecté dans le réseau, ce projet phare à l'échelle industrielle a subi d'importants dépassements de coûts. Malgré des dizaines de millions d'euros de subventions publiques, les coûts d'exploitation et de purification du syngaz se sont révélés insoutenables. La ville de Göteborg a finalement pris la décision d'arrêter définitivement les investissements et de fermer le site, concluant que la technologie était incapable de commercialiser un gaz à un prix acceptable pour le marché sans perfusion financière perpétuelle.
- **Projet Gaya (France / Engie)** : Conçu comme la plateforme d'innovation pour démontrer la faisabilité industrielle du GSR issu de la biomasse lignocellulosique, le projet n'a jamais pu franchir l'étape du modèle d'affaires commercialement autonome. Bien qu'il ait permis de valider des étapes techniques en laboratoire/pilote, les coûts de production unitaires sont demeurés hors de portée des consommateurs industriels, maintenant cette technologie au stade expérimental d'aide d'État.

3.4 L'explosion des coûts d'ingénierie et de raccordement

Partout en Amérique du Nord, les études économiques initiales ont largement sous-estimé l'ensemble de la chaîne de valeur du GSR :

- **Prétraitement et purification complexe** : Éliminer la silice, le CO₂ et le sulfure d'hydrogène du biogas brut pour atteindre les spécifications strictes des gazoducs exige des équipements de purification (membranes, PSA) extrêmement gourmands en énergie et très coûteux en capital (CAPEX).
- **Éloignement des infrastructures** : Contrairement aux usines pétrochimiques, les gisements de matières organiques (site d'enfouissement, grands complexes d'élevage) sont souvent situés loin du réseau principal de gazoducs. Le coût du kilomètre de conduite de raccordement et des stations de compression d'injection détruit systématiquement la rentabilité des projets de taille moyenne.

3.5 L'expérience nord-américaine : Le constat de l'inabordabilité

En Amérique du Nord, la grande majorité des juridictions ont évité d'imposer un mandat d'incorporation universel et obligatoire pour l'ensemble du réseau gazier, précisément en raison du choc tarifaire que cela imposerait aux entreprises.

- **Colombie-Britannique (FortisBC)** : La province a été une pionnière du GSR au Canada en autorisant son distributeur à offrir du gaz renouvelable. Cependant, l'expérience repose avant tout sur l'adhésion volontaire des clients ou sur des programmes où le surcoût est ciblé. Lorsque la province et le distributeur ont tenté d'élargir la portée du GSR pour remplacer massivement le gaz naturel, la réalité financière s'est imposée : le prix du GSR (souvent fixé entre 18 et 30 \$/GJ) s'est heurté à un rejet des consommateurs industriels et résidentiels face au gaz naturel conventionnel (se transigeant sous les 5 \$/GJ). Résultat : la demande volontaire est demeurée marginale, démontrant qu'aucun marché ne peut absorber cette énergie sans contrainte légale.
- **États-Unis (RFS et California LCFS)** : Aux États-Unis, le GSR ne s'est développé que dans un marché de niche très ciblé, celui des carburants de transport lourd (GNV/GNC), soutenu de façon artificielle par des crédits de carbone (*Renewable Identification Numbers* - RINs sous le programme RFS fédéral et crédits LCFS en Californie). Aucun État américain n'impose aux distributeurs d'injecter 5 %, 10 % ou 20 % de GSR dans le réseau général pour tous les clients industriels et de chauffage. Dès que ces crédits réglementaires fluctuent à la baisse, les promoteurs américains de GSR voient leur rentabilité s'effondrer, prouvant que la filière n'est pas commercialement viable par elle-même.

3.6 L'expérience européenne : De l'enthousiasme aux limites du marché

En Europe, où la filière biométhane est la plus avancée au monde, les gouvernements ont massivement subventionné la production à coups de tarifs d'achat garantis. Toutefois, l'expérience européenne démontre les limites structurelles de cette approche :

- **Royaume-Uni (L'échec de la promesse de remplacement)** : Malgré des programmes de soutien à la chaleur renouvelable (*Renewable Heat Incentive* - RHI), le gouvernement britannique a dû constater que le coût pour la collectivité devenait exorbitant. Les études du *National Audit Office* britannique ont révélé que le RHI a coûté des milliards aux contribuables pour un volume d'énergie verte marginal, forçant le gouvernement à fermer le programme aux nouveaux entrants et à rediriger ses politiques de décarbonation vers l'électrification directe via les pompes à chaleur.
- **Plafonnement des intrants et conflits d'usage** : L'Allemagne et d'autres pays européens qui ont poussé le biométhane ont rapidement atteint une « limite d'approvisionnement ». En cherchant à augmenter les volumes, des dérives sont apparues (utilisation de cultures dédiées comme le maïs), entraînant une hausse du prix des terres agricoles et des conflits sur la sécurité alimentaire. Les gouvernements ont dû imposer des plafonds stricts sur les matières premières utilisables, stoppant net les espoirs d'une croissance indéfinie du GSR.

Juridiction / Projet	Type d'initiative	Problème rencontré	Résultat final
Göteborg, Suède (GoBiGas)	Pyrogazéification industrielle	Dépassements de coûts massifs (CAPEX/OPEX), gaz non compétitif	Fermeture définitive du site; renoncement à l'échelle commerciale.
Colombie- Britannique (FortisBC)	Intégration dans le réseau gazier	Surcoût béant (3x à 5x le gaz naturel), rejet par le marché	Stagnation de la demande volontaire; incapacité de généraliser sans ruiner la clientèle.
Royaume-Uni (Programme RHI)	Subventions massives à l'injection	Coût par tonne de CO ₂ évitée exorbitant pour les finances publiques	Fermeture du programme et réorientation vers l'électrification directe.
États-Unis (Californie / É.- U.)	Intégration au réseau général	Refus des États d'imposer un mandat universel de GSR sur le réseau	Limité à une niche (transport lourd) sous perfusion de crédits carbone instables.

CHAPITRE 4 — SYNTHÈSE, RECOMMANDATIONS ET ORIENTATIONS POUR LE GOUVERNEMENT

4.1 L'évaluation environnementale et la complexité opérationnelle

Lorsqu'on évalue la valeur environnementale réelle du GSR, il est essentiel d'adopter une perspective d'Analyse du Cycle de Vie (ACV) rigoureuse et de reconnaître les réalités techniques distinctes qui différencient le gaz naturel conventionnel de la filière renouvelable décentralisée.

Alors que l'industrie du gaz naturel conventionnel bénéficie de décennies d'expérience en matière de détection, de mesure et de réduction des fuites (programmes LDAR — *Leak Detection and Repair*), opérant sur un réseau de transport centralisé hautement surveillé et standardisé, la chaîne de valeur du GSR présente une complexité logistique et technique inédite :

- Multiplication des points d'injection et complexité des petits gisements : Contrairement aux infrastructures conventionnelles majeures, la filière GSR repose sur une grande fragmentation de petits sites de production (biodigesteurs agricoles, usines de compostage, décharges). Cette prolifération d'unités décentralisées de taille modeste multiplie le nombre de raccords, de vannes, de compresseurs locaux et de systèmes de purification, rendant le contrôle

environnemental et la détection des fuites nettement plus complexes et coûteux à gérer à grande échelle.

- Vulnérabilités spécifiques à la chaîne de valorisation organique : Des travaux scientifiques récents — notamment les études de recherche publiées par l'*Imperial College London* (*Methane emissions from the bioenergy supply chain*) et les bilans de l'*International Energy Agency* (IEA) — démontrent que les étapes de collecte des intrants organiques, de digestion anaérobie et de traitement des digestats sont intrinsèquement sujettes à des émissions fugitives de méthane (CH_4) mal mesurées.
- L'effet multiplicateur du potentiel de réchauffement : Le méthane possédant un potentiel de réchauffement global (PRG) près de 30 fois supérieur à celui du CO_2 sur 100 ans (et plus de 80 fois sur 20 ans), un taux de fuite marginal au niveau de la cuve de digestion ou du système de purification du biogaz suffit pour détériorer de façon significative le bilan carbone net attribué au GSR.

Ainsi, alors que le réseau de gaz naturel conventionnel s'appuie sur des technologies de mitigation mature et éprouvées pour contrôler ses émissions, le déploiement accéléré et décentralisé du GSR comporte un risque réel d'émissions fugitives réparties, susceptible d'éroder les gains climatiques théoriques de la molécule. Imposer des surcoûts de plusieurs milliards de dollars à l'économie québécoise pour soutenir une filière dont le bilan environnemental net demeure assujéti à de tels défis opérationnels constitue une orientation stratégique hautement contestable.

4.2 Les conditions d'une compétitivité future de la filière GSR

L'ACC n'est pas opposée au développement des technologies énergétiques d'avenir. Toutefois, l'intégration obligatoire du GSR dans l'approvisionnement québécois ne pourra devenir légitime et soutenable qu'à la condition que deux leviers majeurs combleront l'écart béant de compétitivité : la maturité technologique et l'efficacité des instruments économiques.

4.2.1 La maturité technologique : Des perspectives prometteuses à long terme, mais hors de prix aujourd'hui

Pour que la filière GSR devienne un choix rationnel, les innovations technologiques doivent permettre une baisse radicale des coûts de production. Or, si certaines voies d'avenir offrent un potentiel théorique intéressant, elles demeurent aujourd'hui au stade expérimental ou à des coûts de déploiement prohibitifs :

1. **La pyrogazéification et la gazéification de la biomasse solide** : Présentée comme la solution pour valoriser les résidus forestiers abondants au Québec, cette technologie se heurte à des défis techniques colossaux (gestion des goudrons, purification complexe du gaz de synthèse). Les coûts de capital (CAPEX) requis pour construire ces usines de conversion sont extrêmement élevés et le gaz produit atteint des coûts dépassant largement 30 \$ à 40 \$ le gigajoule (GJ), soit 6 à 8 fois le prix du gaz naturel conventionnel.
2. **La méthanation biologique et la synthèse d'hydrogène (Power-to-Gas)** : L'utilisation de l'électricité renouvelable pour combiner de l'hydrogène vert et du CO_2 afin de fabriquer du « méthane de synthèse » requiert d'immenses quantités d'électricité. Dans un contexte où le

Québec fait déjà face à une raréfaction de ses blocs d'énergie hydroélectrique disponible, cette filière affiche un rendement énergétique global très faible et des coûts d'investissement irréalistes à court et moyen termes.

Ces technologies ne seront pas mûres commercialement avant l'horizon **2035-2040**. Vouloir forcer leur intégration massive dans le réseau dès aujourd'hui relève d'une précipitation technologique financée à même les poches des consommateurs québécois.

4.2.2 Les instruments économiques : L'action combinée des crédits du STFR et du RCP peut-elle combler l'écart ?

Certains intervenants font valoir que l'émergence d'outils économiques fédéraux — notamment les crédits de compensation (*offsets*) sous le *Système de tarification fondé sur le rendement* (STFR / OBPS) d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) et les crédits du *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) — pourrait rendre la filière du GSR rentable sans impacter les tarifs provinciaux.

Une analyse arithmétique rigoureuse des paramètres réglementaires actuels démontre toutefois que même en cumulant la contribution maximale de ces deux mécanismes, le GSR demeurera structurellement trop dispendieux au cours des prochaines années.

1. **L'impact du réalignement du STFR (Plafond révisé à 130 \$/tonne)** : Sous le régime du STFR fédéral, la valeur théorique maximale d'un crédit de compensation (*offset*) est directement indexée sur le prix de la redevance fédérale sur le carbone. L'ajustement de la trajectoire fédérale, qui fixe désormais le plafond du STFR à un maximum de 130 \$/tonne en 2030 (comparativement au seuil de 170 \$/tonne initialement projeté), réduit de manière très concrète la capacité de ce protocole à éponger le surcoût de la molécule. La substitution d'un gigajoule (GJ) de gaz naturel conventionnel permettant d'éviter environ 0,05 tonne de CO_2e , la valeur maximale théorique que peut générer un crédit STFR pour un GJ de GSR n'atteindra au mieux que **~6,50 \$/GJ** (contre 8,50 \$/GJ sous l'ancienne trajectoire de 170 \$).
2. **La contribution complémentaire limitée du RCP (Règle des 10 %)** : Le Règlement sur les combustibles propres (RCP) offre la possibilité aux fournisseurs d'utiliser l'injection de gaz de source renouvelable pour satisfaire une portion de leurs obligations, en plafonnant cette forme de conformité à 10 % des exigences globales. Bien que ce mécanisme permette de monétiser la valeur environnementale du GSR sur le marché des crédits du RCP, cette contribution est directement soumise aux fluctuations du marché. En posant l'hypothèse d'une valeur nette de crédits du marché RCP à 200 \$/t, la simple conversion mathématique produit une valeur monétaire nette tirée de la vente de crédits RCP pour le GSR estimée de 10 \$/GJ. Cette valeur théorique est optimiste puisqu'elle ne tient pas compte qu'Environnement Canada pourrait assigner un indice carbone inférieure à 0,05 T/GJ au GSR. De plus, l'analyse ne tient pas compte des frais de vérification et validation de l'intensité carbone dans l'analyse de cycle de vie. Par exemple, à un indice carbone de 0,04 T/GJ et des crédits RCP à 150\$/t, la valeur nette des crédits du GSR chute à 6\$/GJ.

Conclusion de l'analyse économique : Même dans le scénario le plus optimiste où un producteur de GSR cumulerait la valeur maximale d'un crédit de compensation STFR (6,50 \$/GJ) et la pleine valeur d'un crédit carbone RCP (10 \$/GJ), la couverture financière totale (~16 \$/GJ) demeurera nettement insuffisante pour absorber un surcoût de production qui dépasse fréquemment 20 \$ à 25 \$/GJ.

Le marché ne pouvant résorber ce déficit structurel, la poursuite des cibles réglementaires d'injection forcée imposera inévitablement un transfert d'impasse financière sur la facture des entreprises et des ménages québécois. Les instruments économiques actuels ne peuvent en aucun cas justifier le maintien des exigences de 5 % et 10 % à court terme.

4.3 Recommandations de l'ACC à la Régie de l'énergie

Sur la base de ces faits, l'Association canadienne des carburants recommande formellement à la Régie de transmettre au ministre les recommandations suivantes :

1. **PAUSE IMMÉDIATE DU RÈGLEMENT (Plafonnement à 2 %) :** Mettre sur pause l'augmentation des exigences de distribution de GSR et plafonner l'obligation réglementaire au niveau actuel de 2 %.
2. **REPORT DES CIBLES À 2035 ET 2040 :** Reporter le passage aux cibles de 5 % à l'horizon 2035 et de 10 % à l'horizon 2040, afin de s'aligner harmonieusement avec le report de la cible globale de réduction des GES du gouvernement du Québec.
3. **ARRÊT DE L'ACHAT MASSIF DE GSR AMÉRICAIN :** Recommander au gouvernement d'interdire la socialisation des coûts d'achat de GSR provenant de l'étranger (notamment des États-Unis) afin de mettre fin à l'hémorragie de capitaux québécois.
4. **RÉVISION COMPLÈTE DU DÉCRET DE 2019/2022 :** Recommander formellement au Conseil des ministres de réécrire le décret réglementaire d'ici 2027 en plaçant l'abordabilité de l'énergie et la compétitivité industrielle au premier rang des critères de décision.

CHAPITRE 5 — RÉFÉRENCES ET SOURCES D'INFORMATION

1. **Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE)** — *Demande d'avis adressée à la Régie de l'énergie sur les modalités du GSR*, lettre signée par le ministre Bernard Drainville, 14 juillet 2026 (Dossier R-4353-2026).
2. **Régie de l'énergie du Québec** — *Avis public et questions de consultation publique sur le GSR*, Dossier R-4353-2026, 7 août 2026.
3. **Association canadienne des carburants (ACC)** — *Mémoire présenté dans le cadre de la consultation publique sur le Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, signé par Carol Montreuil, ing., M.Sc., ASC, 29 mai 2026
4. **Institut économique de Montréal (IEDM)** — *Abolissons la politique québécoise sur le gaz de source renouvelable*, Note économique rédigée par Gabriel Giguère, 27 avril 2026.

5. **Gouvernement du Québec** — *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, décret 2019 / amendement 2022 (RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3).
6. **Gouvernement du Canada** — *Règlement sur les combustibles propres* (DORS/2022-140) et *Système de tarification fondé sur le rendement* (STFR / OBPS).
7. **Régie de l'énergie du Québec** — *Décision D-2025-105 sur les frais de socialisation et impacts tarifaires*.
8. **Ville de Göteborg & Göteborg Energi (Suède)** — *The GoBiGas Project: Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification*, Rapport final de synthèse et d'évaluation économique, 2018.
9. **ENGIE Lab CRIGEN & ADEME (France)** — *Projet GAYA : Démonstrateur de production de biométhane de 2e génération par pyrogazéification de biomasse et CSR*, Bilan de la plateforme R&D de Saint-Fons, 2021.
10. **National Audit Office (Royaume-Uni)** — *Upgrade to the Renewable Heat Incentive Scheme*, Rapport de l'Auditeur général sur le coût et l'efficacité des subventions à l'injection de biométhane (RHI), HC 757, Londres, 2018.
11. **FortisBC / British Columbia Utilities Commission (BCUC)** — *Application for Approval of the Renewable Natural Gas Program and Rate Design*, Décisions et rapports d'évaluation du marché gazier, Vancouver, C.-B.
12. **U.S. Energy Information Administration (EIA) & U.S. EPA** — *Renewable Fuel Standard (RFS) Program & California Low Carbon Fuel Standard (LCFS) Market Data*, Washington D.C. / Sacramento, 2023-2025.
13. **Environnement et Changement climatique Canada (ECCC)** — *Règlement sur les crédits de compensation pour les gaz à effet de serre (Système fédéral de crédits de compensation)* et réalignement des objectifs du STFR à 130 \$/t en 2030, Ottawa.
14. **Énergie Québec & Chaire de gestion du secteur de l'énergie (HEC Montréal)** — *Analyse du cycle de vie (ACV) et évaluation des émissions fugitives de méthane dans la filière biométhane décentralisée*, Étude d'impact environnemental et énergétique, Montréal.
15. **Imperial College London & Methane Environment Program** — *Methane emissions from the bioenergy supply chain: A state-of-the-art review and lifecycle analysis*, Sustainable Gas Institute, Londres, June 2022.
16. **International Energy Agency (IEA)** — *Biomethane Supply Potential and Costs: Life-Cycle Emissions and Fugitive Methane Risks in Anaerobic Digestion*, Global Gas & Climate Series. (May 2025).