

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU QUÉBEC
DOSSIER R-4353-2026

RÉPONSES D'OPTION CONSOMMATEURS

à la demande de renseignements de la Régie du 8 octobre 2026 (pièce A-0051)

Demande d'avis du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
sur les modalités réglementaires pouvant réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs
tout en maximisant le développement et l'utilisation du GSR produit au Québec
(article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie)

15 octobre 2026
Analyse et rédaction : Cédric Lascombe, positiv

Le fil conducteur des six réponses

Les six scénarios soumis par la Régie ont un objectif commun : développer l'utilisation de gaz de source renouvelable de production québécoise. Option consommateurs en partage la finalité : décarboner, au meilleur coût pour la clientèle. Elle observe toutefois que le problème ne se situe pas du côté de l'offre.

Le problème est l'absence d'acheteur. Sur dix mètres cubes que le règlement oblige à acquérir, moins d'un et demi trouve preneur (mémoire, section 2.1¹). La demande volontaire, après un sommet de 39,7 Mm³ en 2023, recule vers 21 Mm³ en 2026. C'est cet invendu que la clientèle paie : 285,4 M\$ de frais de socialisation en 2026-2027, soit 21,4 % du revenu requis d'Énergir (section 2.3).

Une mesure qui ne fait naître aucun acheteur ne réduit pas cette facture. Elle la déplace, ou elle l'alourdit.

Option consommateurs évalue donc chaque scénario selon deux critères : son coût en dollars par tonne de CO₂ évitée, et sa capacité à faire naître des acheteurs. Ces critères partagent les six scénarios en deux familles.

- **Ce qui ouvre le marché** : un droit d'accès au réseau, un raccordement qui ne pénalise plus le producteur, un pilotage commun des programmes, une cible exprimée en tonnes de CO₂ évitées au meilleur coût. Option consommateurs y souscrit, sous conditions.
- **Ce qui le ferme** : un accès réservé aux projets retenus par appel de propositions, une préférence d'origine, un encadrement des contrats privés. Option consommateurs s'y oppose.

Les six réponses en un coup d'œil

Demande	Réponse d'Option consommateurs	Ancre au mémoire
1. Recevoir plutôt que distribuer (art. 77 LRÉ)	Oui , comme droit d'accès universel et neutre. Non à une obligation d'achat, et non à un accès réservé aux projets retenus par appel de propositions.	Sections 3.1, 6.2 et 9.2; R-4 ² , R-9
2. Actif utile élargi (art. 51 LRÉ)	Oui en principe , sans double paiement et avec un plafond maintenu. Insuffisant tant que le GSR distribué hors réseau n'est pas comptabilisé.	Sections 7.3 et 8.3; R-4, R-7
3. Centraliser les programmes	Oui , avec un tableau de bord commun en dollars par tonne de CO ₂ évitée, couvrant les instruments financés par le budget et par le tarif.	Section 4.1; R-1, R-14
4. Aides conditionnelles au 100 % québécois	Non . Une préférence de performance retient la production québécoise ; une préférence d'origine la renchérit.	Sections 3.2, 3.4 et 9.1; R-8, R-10, R-11
5. Encadrer les contrats de GSR	Non . Publier le référentiel en dollars par tonne de CO ₂ évitée, et laisser le prix se former.	Sections 6.3 et 11.2; R-8, R-12
6. Cibles selon la capacité réelle	En partie : une cible en tonnes de CO ₂ évitées au coût le plus efficient, quelle que soit l'origine du gaz ; une capacité validée par la Régie ; une cible fixée par le gouvernement.	Sections 3.4 et 10.4; R-2, R-3, R-14

¹ Dans le présent texte, « section » réfère aux sections du mémoire d'OC déposé sous la cote C-OC-0003.

² Dans le présent texte, « R » réfère aux recommandations contenues dans le mémoire d'OC.

1. Une obligation de recevoir plutôt que de distribuer

DEMANDE 1 DE LA RÉGIE

Veuillez commenter l'opportunité que soit remplacée l'obligation de distribuer du GSR prévue au Règlement concernant le gaz de source renouvelable (le Règlement) par une obligation, pour les distributeurs gaziers, de recevoir du GSR produit au Québec.

À cet égard, veuillez commenter l'opportunité, dans un tel scénario, que soit modifié l'article 77 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi), afin qu'une telle obligation y soit prévue, selon des modalités établies par la Régie.

Veuillez également commenter le fait que dans un tel scénario, l'obligation pour les distributeurs gaziers de recevoir du GSR produit au Québec soit limitée aux projets retenus à la suite d'un appel de propositions du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, tels que ceux ayant bénéficié du Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR).

R É P O N S E

1.1 Recevoir plutôt que distribuer

Option consommateurs accueille favorablement le principe, sous une condition qui en détermine tout le sens : que recevoir signifie **donner accès**, et non acheter.

Lu comme un droit d'accès, le scénario corrige le défaut que le mémoire signale (sections 3.1 et 6.2) : un acheteur unique, tenu d'acquérir un volume fixe à une échéance fixe sur un marché mince, paie une prime de rareté parce qu'il ne peut pas se retirer. Avec un droit d'accès, le distributeur n'est plus tenu d'acheter un volume de GSR, mais de le recevoir et de le transporter. Le producteur paie le service de réception aux tarifs et conditions fixés par la Régie (article 52.6 de la Loi), puis vend son gaz à un consommateur desservi par le réseau, directement ou par l'entremise d'un courtier, comme l'article 77 le permet déjà pour le gaz naturel. Le distributeur n'acquiert plus de volumes qu'il devrait ensuite écouler. Il n'y a donc plus d'inventu dont le coût serait réparti sur l'ensemble de la clientèle par les frais de socialisation, qui atteignent 285,4 M\$ en 2026-2027.

Lu comme une obligation d'achat, le scénario reconduirait ce défaut sous un autre nom. Un distributeur tenu d'acheter tout ce qu'on lui livre n'est pas moins contraint qu'un distributeur tenu d'atteindre un pourcentage. Il l'est davantage : il ne choisit plus ni le prix, ni le volume, ni le moment.

Le droit d'accès ne suffit pas à lui seul. **L'accès ne crée pas la demande.** Il doit être accompagné des mesures qui font naître des acheteurs : l'ouverture de l'achat à plusieurs acheteurs (R-9), la comptabilisation du gaz mis en circulation hors réseau (R-4, voir la réponse 2) et une référence de prix en dollars par tonne de CO₂ évitée (R-8, voir la réponse 5).

1.2 La modification de l'article 77

La Loi connaît déjà ce droit d'accès. Le deuxième alinéa de l'article 77 oblige le distributeur à recevoir et à distribuer le gaz naturel qu'une personne acquiert d'un tiers, et l'article 79 permet de l'en dispenser lorsque les coûts du service demandé ne sont pas supportés par celui qui le demande.³ Le scénario n'appelle donc

³Loi sur la Régie de l'énergie, RLRQ, c. R-6.01, à jour au 12 août 2026, article 77, deuxième alinéa : le distributeur « doit en outre recevoir et distribuer à toute personne qui le demande, le gaz naturel acquis d'un tiers par cette personne et destiné à être consommé par cette dernière ou lorsque la demande est faite par un courtier en gaz naturel agissant en son nom propre, celui d'un producteur ou d'une autre personne ». L'article 79 permet à la Régie de dispenser le distributeur de donner suite à une telle demande, notamment si les coûts

pas un régime nouveau, mais l'extension de ce droit au GSR produit au Québec : **la loi pose l'accès, la Régie en fixe les conditions techniques et tarifaires**, et ni l'une ni l'autre ne fixe le volume ou le prix de la molécule, qui relèvent du marché.

Option consommateurs recommande de limiter la modification de l'article 77 à ce principe. Un cadre plus prescriptif irait à l'encontre de l'objectif : chaque condition ajoutée est un coût que le producteur intègre à son prix et que le consommateur finit par payer.

1.3 Un accès limité aux projets retenus par appel de propositions

Option consommateurs s'y oppose. Ce serait faire d'un appel de propositions la porte d'entrée du réseau.

Le PSPGNR 2026-2029 procède par appels de projets, dans la limite de l'enveloppe budgétaire disponible pour chacun, et permet au ministère de restreindre l'admissibilité selon le type de projet ou le territoire.⁴ Rattacher l'accès au réseau à cette sélection aurait trois effets.

- **Il fermerait la porte aux projets qui se passent de subvention**, alors que ce sont les moins coûteux pour les finances publiques comme pour la clientèle. Le producteur qui investit sans aide perdrait l'accès accordé au producteur subventionné.
- **Il réserverait le débouché garanti à la tranche la plus chère du gisement**. Selon les estimations d'Énergir, en dollars de 2035-2036, les projets déjà subventionnés reviendraient à environ 45 \$/GJ, contre 30,7 \$/GJ pour les contrats québécois déjà signés, soit près de 50 % de plus (section 3.4).⁵
- **Il soumettrait le calendrier d'investissement au calendrier budgétaire**. Un projet qui manque un appel attend le suivant.

Option consommateurs demande un droit d'accès universel et neutre : ouvert à tout producteur qui respecte les spécifications techniques du réseau, qu'il soit subventionné ou non.

2. L'élargissement de la notion d'actif utile

DEMANDE 2 DE LA RÉGIE

Veillez commenter un scénario selon lequel l'article 51 de la Loi soit modifié afin d'élargir la définition d'un « actif utile » à l'ensemble des actifs nécessaires au service de réception du GSR situés au point de réception ou en aval de celui-ci.

RÉPONSE

Option consommateurs n'est pas opposée au principe. Elle y voit un premier pas dans la bonne direction, mais insuffisant tant que l'injection dans le réseau demeure la seule voie reconnue.

inhérents au service demandé ne seront pas supportés par la personne qui le demande. Le gaz de source renouvelable est du gaz naturel au sens de l'article 2.

⁴Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, cadre normatif 2026-2029*, approuvé le 11 août 2026, sections 3.3.2 et 4.3.2 : sélection par appel de projets, dans la limite de l'enveloppe budgétaire disponible pour chaque appel ; le ministère peut restreindre l'admissibilité selon le type de projet ou le territoire.

⁵ Pièce C-Énergir-0010 (réponses d'Énergir à la demande de renseignements, version révisée du 2 septembre 2026), tableau 1, p. 6 : prix moyens estimés à l'horizon 2035 de 30,7 \$/GJ pour les contrats québécois actuellement signés et d'environ 45 \$/GJ pour les projets déjà subventionnés, en dollars de 2035-2036. Le même tableau les exprime en dollars de 2021-2022 à 22,7 \$/GJ et à environ 33 \$/GJ, valeurs que retient le mémoire de l'AQPER et de la CBA (pièce C-AQPER-0003, tableau 5, p. 23). Énergir qualifie ces valeurs d'estimations de haut niveau.

2.1 Un coût que le consommateur paie déjà, sans le voir

L'article 51 exclut aujourd'hui de la base de tarification les postes d'injection et les installations utiles à l'injection, et n'y admet le reste des extensions servant à l'injection que dans la limite d'un taux ou d'un montant maximal fixé par la Régie. La part assignée au producteur lui est facturée par un tarif de réception.

Les montants ne sont pas marginaux. Le raccordement du site de L'Ange-Gardien, une conduite de 2,25 km et un poste d'injection, est évalué à 6 M\$. Celui d'Hébertville, pour 1,95 km, atteint 13,8 M\$, contre 10,2 M\$ estimés dix-huit mois plus tôt.⁶ Le tarif de réception est en outre dégressif : il pèse le plus lourd dans les premières années d'exploitation, celles où la trésorerie d'un projet est la plus fragile.⁷

Ce coût ne disparaît pas parce qu'il est facturé au producteur. Le producteur le recouvre dans le prix de sa molécule. Lorsque l'acheteur est le distributeur, ce prix entre au tarif du GSR, puis aux frais de socialisation. **Le consommateur paie donc déjà ce raccordement.** Il le paie sans le voir, et majoré de la marge du producteur.

Porter ces actifs à la base de tarification rendrait visible un coût aujourd'hui enfoui, et allégerait la charge qui pèse sur le démarrage des projets.

2.2 Trois conditions

- **Aucun double paiement.** Un actif porté au tarif ne doit plus être recouvré dans le prix de la molécule. Les prix contractuels doivent refléter cette exclusion.
- **Un plafond maintenu.** L'article 51 prévoit déjà un taux ou un montant maximal. Ce garde-fou doit subsister et s'exprimer en dollars par tonne de CO₂ évitée : un raccordement coûteux pour un gisement peu performant ne doit pas être socialisé au même titre qu'un raccordement efficient.
- **La frontière du point de réception.** Seuls les actifs situés au point de réception ou en aval, comme le prévoit le scénario. La production et l'épuration demeurent à la charge du producteur.

2.3 L'essentiel : reconnaître le GSR distribué hors réseau

Tel que formulé, le scénario n'élargit l'actif utile qu'au service de réception par canalisation. Il conforte ainsi un biais que le mémoire documente : seul le gaz injecté dans le réseau compte au titre de l'obligation (section 7.3).

Or le débouché le plus solvable du GSR se trouve hors réseau. Dans le transport lourd, il remplace un diesel qui revient à environ 65 \$/GJ. Au prix des contrats québécois déjà signés, il revient à 1,83 \$ le litre équivalent diesel à la pompe, contre 2,48 \$ pour le diesel. C'est le seul usage examiné dans le mémoire d'Option consommateurs où la molécule se vend sans écart à combler (section 8.3).

Le gouvernement reconnaît déjà ces voies de livraison. Le PSPGNR 2026-2029 admet au titre de la distribution les conduites de raccordement, mais aussi les stations de réception de gaz porté et la distribution par véhicule.⁸ La réglementation, elle, ne compte que la canalisation.

⁶Énergir, *Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à L'Ange-Gardien*, dossier R-4313-2025, pièce B-0006 (Énergir-1, Document 1), p. 9-10 : conduite de 2,25 km et poste d'injection, coût de 6 M\$. Énergir, *Raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR à Hébertville*, dossier R-4339-2026, pièce B-0007 (Énergir-1, Document 1), p. 3-4 et 8 : conduite de 1,95 km et poste d'injection, coût de 13,8 M\$, contre 10,2 M\$ selon l'estimation d'octobre 2024. Dans les deux cas, la portion assignée au producteur est récupérée par un tarif de réception qui lui est facturé.

⁷Dossier R-4313-2025, pièce B-0006, annexe 2 : la composante fixe du tarif de réception liée à l'investissement décroît de 14,689 à 6,422 \$/m³/jour entre la première et la vingtième année.

⁸Cadre normatif du PSPGNR 2026-2029, précité, section 4.1.3, qui vise notamment la distribution par conduite de raccordement, par station de réception de gaz porté et par véhicule.

Réduire le coût de raccordement facilite l'offre ; il ne crée pas de demande.

Tant que seul le gaz injecté au réseau est comptabilisé, la production additionnelle n'a d'autre acheteur que le distributeur, dont près de 87 % des volumes obligés ne trouvent déjà pas preneur (section 2.1).

Option consommateurs recommande donc que l'élargissement de l'article 51 s'accompagne de deux mesures :

- que le GSR distribué hors réseau, sous forme comprimée ou liquéfiée, notamment vers les flottes de transport lourd, soit comptabilisé au titre de l'obligation, comme le prévoit la recommandation R-4, sous les conditions de traçabilité de la recommandation R-7;
- que le traitement réglementaire des actifs de réception soit neutre quant au mode de livraison : un poste d'injection et une station de réception de gaz porté rendent le même service et devraient recevoir le même traitement.

3. La centralisation des programmes de financement

DEMANDE 3 DE LA RÉGIE

Veillez commenter l'opportunité d'une recommandation de la Régie au Ministre à l'effet d'envisager une centralisation de la gestion des différents programmes de financement présentés au tableau de la page 16⁹ du Plan pour une économie verte 2030.

R É P O N S E

Option consommateurs appuie la recommandation, à une condition : que la centralisation s'accompagne d'un **dénominateur commun** servant de référence au pilotage.

3.1 Des instruments qui ne parlent pas la même langue

Le Plan de mise en œuvre 2026-2031 répartit les actions touchant le GSR et ses usages entre plusieurs lignes distinctes : le soutien à la production de gaz naturel renouvelable (270 M\$), la valorisation de la matière organique (54 M\$), les bioénergies (138 M\$) et le programme Écocamionnage (225 M\$).¹⁰ Ces programmes sont financés par le budget de l'État, donc par le contribuable. D'autres instruments sont financés par les tarifs, donc par la clientèle gazière : l'obligation de distribuer du GSR elle-même, et le Programme d'encouragement à la décarbonation d'Énergir. L'aide de ce dernier est versée par mètre cube distribué (3,85 ¢/m³ en moyenne) ; son coût en dollars par tonne de CO₂ évitée ne peut donc pas être calculé à partir des pièces déposées (section 4.1).

Chaque instrument est évalué sur son propre objectif : un volume, un nombre de projets, un nombre de camions. Aucun ne l'est sur le nombre de tonnes qu'il évite par dollar. On ne peut pas arbitrer entre des instruments qui ne se mesurent pas dans la même unité.

⁹ Il s'agit de la page 10 du Plan, soit la page 16 du fichier PDF.

¹⁰ Gouvernement du Québec, *Plan de mise en œuvre 2026-2031 du Plan pour une économie verte 2030*, tableau des principales actions financées, p. 10.

3.2 Un tableau de bord plutôt qu'un guichet

Un guichet unique sans mesure commune rangerait dans un même tiroir des instruments qu'on ne saurait toujours pas comparer. Le pilotage a besoin d'un tableau de bord, qui réunit trois éléments :

- **une unité commune** : le coût en dollars par tonne de CO₂ évitée, calculé selon une méthode uniforme et publique (R-1);
- **un périmètre complet** : les instruments financés par le budget et ceux financés par le tarif, puisque le même consommateur paie les deux;
- **une publication annuelle** : elle rend visible toute hausse du coût par tonne de CO₂ évitée avant qu'elle ne s'installe, et alimente la revue quinquennale proposée à la recommandation R-14.

Avec ce tableau de bord, chaque dollar peut être dirigé vers l'instrument qui achète le plus de tonnes, qu'il s'agisse d'une étude de gisement, d'une prime à la production, de la conversion d'un tracteur ou d'un volume injecté.

3.3 Une précision sur le PSPGNR

Le PSPGNR a fait l'objet d'un nouveau cadre normatif pour la période 2026-2029, approuvé le 11 août 2026, dont le volet 1 finance les études de faisabilité.¹¹ Option consommateurs en prend acte et précise en conséquence la section 10.3 de son mémoire : ce cadre répond pour partie à la recommandation R-15.

Ce cadre ne fixe aucun plafond d'intensité carbone et ne retient les réductions de GES que comme un critère d'évaluation parmi d'autres. Option consommateurs demande donc que le coût en dollars par tonne de CO₂ évitée des projets financés par le PSPGNR soit calculé et publié dans le tableau de bord décrit au point 3.2.

4. Des aides conditionnelles à un approvisionnement 100 % québécois

DEMANDE 4 DE LA RÉGIE

Veillez commenter la recommandation de rendre conditionnelles les aides gouvernementales à un approvisionnement 100 % québécois.

R É P O N S E

Option consommateurs ne recommande pas cette condition. Elle propose de retenir la production québécoise par sa performance plutôt que par son origine : **payer la tonne de CO₂ évitée plutôt que le gigajoule**, avec un plafond de prix modulé selon l'intensité carbone (R-8 et R-11). Trois constats fondent cette position :

- la production québécoise s'exporte parce que les marchés américains la paient jusqu'à 2,7 fois plus cher (point 4.1);
- une condition d'origine ne change pas ce prix : elle renchérit l'aide ou fait perdre le projet (point 4.2);
- payer la tonne évitée retient au Québec la production la plus performante et, à enveloppe égale, obtient davantage de réductions d'émissions (point 4.3).

¹¹Cadre normatif du PSPGNR 2026-2029, précité : fin le 30 juin 2029 (section 2.3) ; volet 1, études de faisabilité, aide jusqu'à 45 % des dépenses admissibles et 400 000 \$ par projet (section 3.4.3) ; aucune valeur plafond d'intensité carbone, la quantité de réductions de GES figurant parmi les critères d'évaluation (section 4.3.3).

4.1 Pourquoi la production québécoise s'exporte

Le Québec exporte environ 90 % du GSR qu'il produit et importe près de 80 % de celui qu'il contracte (section 3.2). Ce double mouvement est une réponse rationnelle au prix.

Les marchés américains paient l'intensité carbone ; le Québec paie le volume. Aux États-Unis, le GNR utilisé comme carburant de transport en Californie se vend avec ses attributs environnementaux, valorisés sur les marchés de conformité américains : RIN D3 et crédits LCFS. Aux prix de 2026, la molécule et ces crédits rapportent ensemble environ 35 \$US/MMBtu pour le gaz d'enfouissement et de 51 à 62 \$US/MMBtu pour le gaz de fumier, soit environ 46 \$/GJ et de 67 à 82 \$/GJ.¹² Au Québec, Énergir estime ses prix d'achat à 30,7 \$/GJ pour les contrats déjà signés et à environ 45 \$/GJ pour les projets déjà subventionnés, en dollars de 2035-2036, sans égard à l'intensité carbone (section 3.4). Le producteur québécois ne perçoit pas la valeur des unités de conformité du Règlement sur les combustibles propres créées à l'injection, sauf cession prévue à son contrat : elle est déduite du tarif du GSR.¹³

Même comparé à ces prix québécois projetés, le gaz de fumier vaut de 1,5 à 2,7 fois plus aux États-Unis, et le gaz d'enfouissement jusqu'à 1,5 fois plus. Le producteur qui exporte ne fait pas un choix idéologique : il fait un calcul.

4.2 Ce que produirait la condition

Appliquée aux producteurs, elle ne crée aucun acheteur. Elle retire au producteur le marché qui le rémunère le mieux, sans lui en offrir un meilleur. Il subit un manque à gagner : l'écart entre la valeur que lui procureraient aux États-Unis sa molécule et ses attributs environnementaux, et le prix payé au Québec (point 4.1). Trois issues sont alors possibles. Soit l'aide augmente pour compenser ce manque à gagner, et le contribuable paie l'écart. Soit le producteur le reporte sur son prix de vente au Québec, dans la limite des plafonds fixés par la Régie, et la clientèle gazière paie l'écart, en grande partie par les frais de socialisation. Soit le producteur renonce à l'aide, ou au projet, et le Québec obtient moins de GSR, non davantage.

Appliquée aux acheteurs, elle est plus dommageable encore. Conditionner l'aide d'un transporteur ou d'un industriel à un approvisionnement entièrement québécois, c'est ajouter un risque à l'acheteur même dont le marché a besoin, au moment où la demande volontaire recule. Un transporteur ne convertit pas sa flotte s'il doit, pendant toute la vie de ses camions, trouver en quantité suffisante un GSR québécois rare et en prouver l'origine mètre cube par mètre cube, sous peine de perdre son aide.

Elle bute enfin sur l'offre disponible. Aux conditions actuelles, même avec toute la production exportée rapatriée, le gisement québécois couvrirait de 6 % à 8,5 % des livraisons de 2035 (section 3.4) : une condition de 100 % québécois et une cible de 10 % ne peuvent coexister. Ce plafond recule avec le prix et l'organisation de la filière (point 6.2), mais c'est un signal de prix stable qui le fera reculer, non une condition d'origine.

¹²Valeur brute, moyenne de janvier à juillet 2026 : crédits LCFS à environ 66 \$US/t (CARB, Monthly LCFS Credit Transfer Activity), RIN D3 à environ 2,60 \$US, à raison de 11,727 RIN par MMBtu (AEGIS Hedging; OPAL Fuels, résultats du deuxième trimestre 2026), molécule à environ 3,50 \$US/MMBtu (EIA, Henry Hub); intensité carbone de 45 à 55 gCO₂e/MJ pour l'enfouissement et de -200 à -380 gCO₂e/MJ pour le fumier. Ces valeurs excluent le crédit fédéral 45Z, réservé aux producteurs américains, et précèdent la part des distributeurs et des stations. Elles actualisent les valeurs potentielles de BloombergNEF reprises par Énergir au tableau 12 du mémoire, soit jusqu'à 120 \$US/MMBtu pour le fumier et 39 \$US/MMBtu pour l'enfouissement (dossier R-4334-2026, pièce B-0006, p. 30-31). Conversion à 1,055 GJ par MMBtu et à 1,3865 \$CA par \$US (Banque du Canada, moyenne du 2 janvier au 9 octobre 2026). Prix québécois : pièce C-Énergir-0010, tableau 1, p. 6 (voir la réponse 1.3).

¹³ Mémoire de l'AQPER et de la CBA, pièce C-AQPER-0003, p. 11 : le tarif du GSR correspond au coût moyen d'achat projeté, majoré de l'écart de prix cumulatif et du surcoût du GSR invendu, moins la valeur nette des unités de conformité non cédées par le producteur. Voir aussi le mémoire d'Énergir, pièce C-Énergir-0013, p. 10 et 32-33.

Le PSPGNR 2026-2029 comporte déjà une condition de ce type pour les projets de production.¹⁴ Option consommateurs recommande d'en observer les effets, soit le nombre de projets déposés et l'évolution des volumes exportés, avant d'envisager de l'étendre à d'autres aides.

4.3 L'alternative : une préférence de performance

Option consommateurs recommande de payer la tonne évitée plutôt que le gigajoule (R-8) et de moduler le plafond de prix selon l'intensité carbone vérifiée (R-11). Les projets québécois de biométhanisation, en moyenne les plus performants, deviennent alors les premiers achetés sans qu'aucune disposition ne mentionne leur origine (section 9.1). Elle recommande aussi de réviser la prime à la production au vu des volumes exportés (R-10) : si la production continue de partir, la prime est insuffisante.

Payer la tonne évitée plutôt que le gigajoule ne coûte pas plus cher au consommateur : à enveloppe égale, il obtient davantage de réductions d'émissions.

La production québécoise la plus performante y gagne sa place par son rendement, et non par une condition d'origine dont le client captif assumerait le coût (section 10.1).

¹⁴Cadre normatif du PSPGNR 2026-2029, précité, section 4.1.3 : le projet de catégorie A doit viser la vente du GNR produit au Québec pour une utilisation au Québec.

5. L'encadrement des contrats de GSR par la Régie

DEMANDE 5 DE LA RÉGIE

Veuillez commenter un scénario qui octroierait à la Régie le pouvoir d'encadrer les contrats de (production, fourniture, distribution) de GSR.

R É P O N S E

Option consommateurs ne recommande pas ce scénario. La Régie encadre déjà les contrats dont la clientèle réglementée supporte le coût (point 5.1). Étendre cet encadrement aux contrats conclus entre parties privées renchérirait le GSR et découragerait les acheteurs volontaires (point 5.2). Option consommateurs recommande plutôt de publier un référentiel en dollars par tonne de CO₂ évitée (point 5.3).

5.1 Les contrats payés par la clientèle sont déjà encadrés

L'article 32, paragraphe 4°, de la Loi permet à la Régie de déterminer les caractéristiques générales des contrats d'approvisionnement en GSR qu'un distributeur peut conclure. La Régie s'en est servie : la décision D-2023-022 fixe un prix moyen pondéré maximal, un prix maximal par contrat et une durée d'au plus 20 ans.¹⁵ Les contrats dont la clientèle réglementée supporte le coût sont donc déjà encadrés.

Les autres contrats de production, de fourniture et de distribution se concluent entre parties dans un marché libre : producteurs, agrégateurs, exploitants de stations, transporteurs, industriels. Ce sont précisément les acheteurs dont le marché manque, et que la recommandation R-9 propose d'admettre.

5.2 Ce qu'un encadrement produirait

Le dispositif souffre d'un manque d'acheteurs volontaires. Énergir identifie le prix comme le principal obstacle à l'achat volontaire, sans fournir d'analyse reliant le prix au niveau d'adhésion (section 2.1).

Encadrer les contrats ajouterait un coût de conformité, un délai d'approbation et une incertitude réglementaire. Le producteur les intégrerait à son prix ; l'acheteur volontaire, qui peut toujours renoncer, renoncerait plus souvent. **L'effet attendu serait une hausse des prix et un recul de la demande volontaire, soit l'inverse de l'objectif de la demande d'avis.**

5.3 Un référentiel plutôt qu'un encadrement

Option consommateurs recommande, plutôt qu'un encadrement des contrats, de publier **le référentiel en dollars par tonne de CO₂ évitée**, fondement de tout le dispositif et source du signal de prix. Il repose sur deux éléments :

- un registre public des intensités carbone vérifiées par un tiers, site par site, qui établit les tonnes évitées par chaque approvisionnement (R-12);
- l'expression des prix en dollars par tonne de CO₂ évitée plutôt qu'en dollars par gigajoule, qui fait de ces tonnes un signal de prix (R-8).

Ce registre ne divulgue aucun prix. Il donne à chacun une mesure commune pour comparer les offres. La pratique existe déjà au Québec : Enbridge Gaz Québec publie au présent dossier les intensités carbone de ses approvisionnements, contrat par contrat (section 11.2).

¹⁵ Décision D-2023-022, dossier R-4008-2017, 21 février 2023, par. 40 et 42 : durée maximale de 20 ans ; prix moyen pondéré maximal de 25 \$/GJ pour 2024-2025 et 2025-2026 ; prix maximal par contrat, au début de l'injection, de 45 \$/GJ pour un contrat de moins de 5 Mm³ et de 35 \$/GJ au-delà, fonctionnalisé à Dawn. Montants en dollars de 2022, indexés selon l'indice des prix à la consommation.

Une fois le référentiel publié, chaque offre de GSR peut s'exprimer en dollars par tonne de CO₂ évitée. L'acheteur volontaire, qu'il soit industriel, transporteur ou municipalité, compare alors des réductions d'émissions vérifiées, qu'il peut déclarer, plutôt que des mètres cubes indifférenciés. Le producteur qui offre la tonne la moins chère remporte le contrat ; les autres doivent baisser leur prix ou réduire leur intensité carbone. Le prix s'aligne ainsi sur la performance, sans qu'aucune autorité ait à approuver les contrats.

Mesurer la tonne plutôt qu'encadrer le contrat.

Un référentiel public oriente les prix vers la performance sans alourdir les transactions.

6. Des cibles fondées sur la capacité de production québécoise

DEMANDE 6 DE LA RÉGIE

Veuillez commenter un scénario qui inclurait des cibles de consommation de GSR basées sur la capacité réelle de production québécoise. Le cas échéant, veuillez indiquer si la Régie pourrait jouer un rôle dans la fixation des cibles après une validation des capacités.

R É P O N S E

Option consommateurs appuie des cibles fondées sur la décarbonation au prix le plus efficient, sans créer de risque d'approvisionnement. Comme l'expose son mémoire, l'exigence doit être libellée en tonnes de CO₂ évitées, sans qu'aucune préférence nationale y soit inscrite : la production québécoise doit s'imposer par sa performance carbone, non par son origine, et sans coût additionnel pour la clientèle (sections 7.2, 9 et 9.1). **La capacité de production québécoise est donc un indicateur de pilotage, non un objectif.** Mesurée en dollars par tonne de CO₂ évitée, elle montre à quel prix la production québécoise devient compétitive (point 6.1) et varie avec le prix offert (point 6.2). Si elle progresse et reste au Québec, le signal de prix fonctionne ; si elle stagne ou s'exporte, il est insuffisant (R-10). Une cible qui excède l'approvisionnement disponible à un coût acceptable crée un invendu que la clientèle paie.

6.1 Ce que le dossier établit

Le potentiel qu'Énergir estime pouvoir contracter d'ici 2035 s'établit à 250 à 380 Mm³ par année, soit 4,4 % à 6,6 % des livraisons projetées. En y ajoutant la production québécoise aujourd'hui exportée, il atteint 350 à 490 Mm³, soit 6 % à 8,5 %. À une cible de 10 %, l'obligation serait couverte à 44 % à 66 % par la production québécoise, ou à 60 % à 85 % avec le rapatriement (section 3.4). L'expert mandaté par la Régie parvient au même ordre de grandeur.

6.2 Une capacité à quel prix ?

La capacité de production n'est pas une donnée physique fixe. Elle dépend du prix offert. L'étude de 2018 sur laquelle repose l'architecture actuelle évaluait le même potentiel à 51 millions de GJ au prix de 10 \$/GJ, à 144,3 millions à 15 \$/GJ et à 182 millions à 20 \$/GJ : il fait plus que tripler sur une plage de dix dollars. Les prix moyens à la mise en service de huit projets québécois s'établissent à 41,71 \$/GJ pour les lieux

d'enfouissement et à 57,43 \$/GJ pour la biométhanisation (sections 3.3 et 10.4).¹⁶ Le prix au gigajoule de la biométhanisation est plus élevé, mais chaque gigajoule de gaz agricole évite davantage d'émissions, notamment le méthane que les fumiers et lisiers auraient libéré. Rémunérer l'intensité carbone plutôt que le volume devrait donc permettre au consommateur d'obtenir le même résultat climatique à moindre coût.

Une capacité sans prix est un chiffre sans unité. Option consommateurs demande que la capacité soit établie sous un plafond de coût en dollars par tonne de CO₂ évitée (R-2), et que la cible soit exprimée en tonnes de CO₂ évitées plutôt qu'en mètres cubes (R-3). Sans cette précision, une cible « réaliste » au plan technique peut demeurer ruineuse au plan tarifaire.

Les prévisions de gisement varient d'ailleurs fortement : de 250 à 380 Mm³ en 2035 selon Énergir (point 6.1), et de 51 à 182 millions de GJ selon le prix dans l'étude de 2018. Le gisement dépend en effet de facteurs de marché que les inventaires figent : le prix offert au Québec, l'attrait des marchés américains (point 4.1), le coût de raccordement (réponse 2), l'accès aux matières organiques (point 3.1) et l'organisation de la filière, par exemple le regroupement de producteurs agricoles autour d'installations communes. Il ne faut donc pas exclure un gisement québécois supplémentaire. Un mécanisme stable et prévisible, qui rémunère la performance plutôt que l'origine, peut faire apparaître des gisements que les inventaires actuels ne comptent pas, notamment les procédés de deuxième et de troisième générations qu'Énergir situe à moyen terme. Option consommateurs recommande donc de réviser la capacité validée à chaque revue quinquennale (R-14), pour que la cible suive le potentiel de décarbonation au meilleur coût à mesure qu'il se révèle.

La cible doit viser la tonne évitée au meilleur coût, quelle que soit l'origine du gaz.

6.3 Le rôle de la Régie : valider, non fixer

La validation des capacités relève naturellement de la Régie. C'est un exercice technique, fondé sur la preuve et ouvert à tous les acteurs du marché : distributeurs, mais aussi producteurs, agrégateurs et acheteurs hors réseau, dont les volumes ne figurent pas dans les plans d'approvisionnement. La Régie dispose de l'expertise nécessaire, comme en témoignent les deux avis d'experts versés au présent dossier.

La fixation de la cible relève en revanche d'un choix de politique publique : arbitrer entre l'ambition climatique et le prix acceptable. Ce choix appartient au gouvernement. Option consommateurs propose donc la séquence suivante :

- la Régie valide la capacité de production québécoise et le coût en dollars par tonne de CO₂ évitée de l'approvisionnement accessible, québécois et importé, après avoir entendu les hypothèses de développement du gisement déposées par les distributeurs, les producteurs et les acheteurs ;
- le gouvernement fixe la cible sur cette base, sur un horizon porté à 2050 (R-4) ;
- une revue quinquennale du coût réalisé, en dollars par tonne de CO₂ évitée, ajuste la trajectoire (R-14).

Cette répartition des rôles est conforme à l'esprit du mémoire, qui ne réclame ni l'élargissement du mandat de la Régie, ni sa transformation.

¹⁶ Chaos Finance Conseil, Projets de GNR au Québec, analyse de modèles financiers, 4 mars 2026, déposé par l'AQPER au dossier R-4320-2025 : moyennes de huit projets dont la mise en service est prévue en 2027-2028, soit quatre usines de biométhanisation et quatre lieux d'enfouissement; le coût d'injection facturé par Énergir est exclu de l'analyse. Valeurs reprises au mémoire de l'AQPER et de la CBA (pièce C-AQPER-0003, p. 15).

Option consommateurs remercie la Régie de ses questions et se tient disponible pour tout complément, notamment lors de l'audience.