

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

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

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)

23 septembre 2026
Analyse et rédaction : Cédric Lascombe, positiv

SOMMAIRE

Sommaire exécutif

Un ménage québécois moyen qui se chauffe au gaz naturel paie aujourd'hui, sans le savoir, environ **362 \$ la tonne de CO₂ évitée**. Sur le marché du carbone québécois, la même tonne s'échange autour de 45 \$, soit huit fois moins.

Ce montant n'apparaît nulle part sur sa facture comme un prix du carbone. Et le gaz renouvelable qu'il finance à ce prix vient majoritairement de l'extérieur du Québec, pendant que la production québécoise s'exporte.

Le problème n'est pas que le Québec dépense pour décarboner. Le problème est qu'il dépense mal.

**Une transition efficiente n'est pas une transition qui dépense moins.
C'est une transition qui élimine plus de tonnes par dollar.**

Trois inefficiences

L'instrument. L'exigence réglementaire de gaz de source renouvelable impose le prix du carbone le plus élevé de tout l'arsenal québécois, huit fois le SPEDE, et c'est le seul qui n'apparaisse nulle part.

L'allocation. La molécule la plus chère du système est dirigée en priorité vers les usages qui disposent de la solution de rechange la moins chère. Chaque mètre cube consacré au chauffage d'un bâtiment est un mètre cube retiré à un camion lourd, à un four industriel ou à une pointe hivernale.

L'organisation. Un acheteur unique, légalement tenu d'acquérir un volume fixe à une échéance fixe, sur un marché mince, achète cher et achète mal. Le Québec exporte ses molécules les moins carbonées et importe les plus carbonées, en payant les deux fois.

Trois niveaux de correction

Option consommateurs propose d'évaluer chaque proposition, la sienne comme celle des autres participants, à un critère unique et vérifiable : **combien de tonnes ce dollar achète-t-il ?**

Niveau	Question posée	Ce qui est en cause
1. L'instrument	Combien coûte la tonne ?	La mesure, la comparaison, le plafond
2. L'allocation	Où la tonne coûte-t-elle le moins cher ?	Le rendement carbone des usages
3. L'organisation	Qui achète, comment, avec quelle information ?	Les actifs, les acheteurs, les données

Tableau 1 — Les trois niveaux d'efficiency que le mémoire examine successivement.

Les recommandations

Elles sont détaillées aux parties II et III, et consolidées en section 13. Les principales sont les suivantes :

1. **Libeller l'exigence en tonnes de CO₂ évitées, non en mètres cubes.** À résultat climatique égal, le volume à acquérir diminue, donc le volume invendu diminue, donc les frais de socialisation diminuent — pendant que la production québécoise, moins carbonée, devient la plus avantageuse à contracter.
2. **Acheter en dollars par tonne évitée plutôt qu'en dollars par gigajoule.** Le prix par tonne s'obtient en divisant le prix par gigajoule par l'intensité carbone vérifiée du site. Aucune préférence nationale n'est requise puisque les meilleurs projets québécois remontent automatiquement en tête.

3. **Porter l'obligation sur le gaz mis en circulation dans l'économie québécoise, et non sur le seul gaz distribué par canalisations.** Un mètre cube vendu à une station pour camions lourds ne compte aujourd'hui pour rien, alors qu'il évite plus d'émissions que le mètre cube brûlé dans une chaudière.
4. **Reconnaître au réseau gazier sa valeur de capacité de pointe.** La Régie a établi qu'électrifier entièrement le chauffage des bâtiments exigerait 2 070 MW de capacité additionnelle, à un coût de 2,7 G\$. Le réseau existe et il est déjà payé : il faut en tirer pleinement parti.
5. **Étendre l'horizon de la trajectoire à 2050.** Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques, publié le 30 juin 2026, fixe les orientations énergétiques du Québec jusqu'en 2050. Une exigence de GSR arrêtée à 2035 ne peut être ni comparée à ces cibles, ni arbitrée contre elles.

Aucune de ces propositions ne réduit l'ambition climatique du Québec. Toutes visent à en abaisser le coût par tonne ; c'est-à-dire, à ambition budgétaire constante, à en augmenter le résultat.

Table des matières

Sommaire exécutif	1
Table de concordance	4
Glossaire	6
Trois inefficiences du système actuel	12
1. L'instrument : le prix du carbone le plus élevé du Québec, et le seul qui soit invisible	13
2. Le dispositif : on ne socialise pas un prix, on socialise un invendu	19
3. L'organisation : un acheteur unique, contraint, et mal outillé	23
Trois niveaux d'efficience à rechercher	29
4. Premier niveau — l'efficience de l'instrument	30
5. Deuxième niveau — l'efficience de l'allocation	32
6. Troisième niveau — l'efficience de l'organisation	36
Cinq réponses	39
7. Première question — la trajectoire optimale jusqu'en 2035	40
8. Deuxième question — réduire les frais de socialisation	43
9. Troisième question — réduire la dépendance aux importations	52
10. Quatrième question — les incitatifs à un approvisionnement compétitif	54
11. Cinquième question — la valorisation optimale des attributs	59
12. Conclusion	62
13. Recommandations consolidées	64
Notes et sources	66

Table de concordance

Le ministre a soumis cinq questions à la Régie. La partie III y répond une à une, dans l'ordre. Les parties I et II établissent le diagnostic et le cadre d'analyse communs aux cinq réponses.

Question du ministre	Section	Recommandations
Diagnostic — trois inefficiences du dispositif actuel	Partie I, sect. 1 à 3	—
Cadre — trois niveaux d'efficience	Partie II, sect. 4 à 6	R-1, R-2, R-14
1. Progression optimale des exigences de distribution jusqu'en 2035, par scénarios, avec impacts tarifaires par catégorie	Sect. 7	R-3, R-4
2. Mécanismes pour réduire voire éliminer les frais de socialisation et en répartir équitablement l'impact	Sect. 8	R-5, R-6, R-7
3. Réduction de la dépendance aux importations, y compris les options sur les volumes déjà contractés	Sect. 9	R-8, R-9
4. Incitatifs pour un approvisionnement compétitif	Sect. 10	R-10, R-11, R-15
5. Valorisation optimale des attributs environnementaux	Sect. 11	R-12, R-13

Tableau 2 — Correspondance entre les questions du ministre et les sections du mémoire.

Liste des tableaux

N°	Titre	Section
1	Les trois niveaux d'efficience	Sommaire
2	Correspondance questions du ministre et sections	Repère
3	Intrants du calcul du prix implicite du carbone	1.1
4	Reconstruction du facteur d'émission du gaz naturel	1.1
5	Les trois signaux de prix du carbone au Québec	1.2
G1	Trajectoires tarifaires projetées par les deux distributeurs	1.4
6	Obligation réglementaire, ventes volontaires et volumes socialisés	2.1
7	Trajectoire des frais de socialisation et charge par ménage	2.2
8	Revenu requis de la clientèle réglementée, par service	2.3
9	Origine des volumes de GSR contractés	3.2
10	Valorisation potentielle du GSR sur les marchés américains	3.2
11	Coûts de production par filière	3.3
12	Estimations du potentiel de production québécois	3.4
13	Coût du potentiel québécois et prix implicite du carbone	3.4
15	Obligation couverte selon le rapatriement de la production exportée	3.4
16	Rendement carbone comparé des principaux usages	5.1
17	Incidence tarifaire par cas type, 2026-2027	5.3
18	Comparaison des besoins en capacité de pointe	6.1
19	Les quatre unités du dispositif actuel	7.1
20	Effet du déplacement du point d'application de l'obligation	7.3
21	Conversion du transport lourd permise par le gisement québécois	8.3

N°	Titre	Section
22	Reconstruction du facteur d'émission du carburant diesel	8.3
23	Décomposition du bénéfice annuel par tracteur converti	8.3
24	Effet du changement d'unité sur le classement des soumissions	9.1
25	Comparaison du dispositif actuel et de la prime pilotée	10.2
26	Répartition actuelle des attributs environnementaux	11.1
27	Annexes au mémoire	Annexes
28	Pièces et décisions de la Régie citées	Sources
29	Documents des distributeurs et d'Hydro-Québec	Sources
30	Sources réglementaires et gouvernementales	Sources

Glossaire

Le présent mémoire emploie un vocabulaire technique dont la maîtrise n'est pas nécessaire pour en suivre l'argument. Les termes suivants sont définis dans le sens qui leur est donné ici.

Terme	Définition
Gaz de source renouvelable (GSR)	Méthane produit à partir de matières organiques (résidus agricoles, matières résiduelles, biogaz d'enfouissement) puis épuré aux spécifications du réseau. Chimiquement identique au gaz naturel fossile ; sa combustion émet les mêmes gaz, mais ces émissions sont dites biogéniques.
Les distributeurs	Énergir, s.e.c. et Enbridge Gaz Québec inc., les deux distributeurs de gaz naturel assujettis au Règlement. Énergir dessert environ 97 % des volumes distribués au Québec; Enbridge Gaz Québec, anciennement Gazifère, dessert l'Outaouais. Le présent mémoire emploie « <i>les distributeurs</i> » lorsque le constat vaut pour les deux, et nomme l'entreprise lorsqu'une donnée lui est propre.
Socialisation	Répartition sur l'ensemble de la clientèle de l'écart entre le prix payé pour le GSR acquis en vertu de l'obligation réglementaire et le prix qu'aurait coûté le gaz fossile équivalent, lorsque ce GSR ne trouve pas d'acheteur volontaire.
SPEDE	Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission, lié au marché californien. Il impose au distributeur d'acquiescer des droits couvrant les émissions du gaz qu'il vend, coût qu'il refacture sur une ligne distincte de la facture, 8,574 ¢/m ³ , soit environ 45 \$ la tonne. Le gaz de source renouvelable en est exempté : ses émissions de combustion sont dites biogéniques. C'est donc, pour ce gaz, un coût évité.
Attribut environnemental	Titre négociable engendré par un combustible à faible intensité carbone. Au Québec et au Canada, il prend la forme d'une unité de conformité au sens du Règlement fédéral sur les combustibles propres; ailleurs, de crédits comme ceux du Low Carbon Fuel Standard californien. Sa vente procure un revenu, que le distributeur porte en réduction du tarif. C'est donc, pour le gaz de source renouvelable, un revenu créé, à distinguer du SPEDE, qui est un coût évité. Le distributeur en évalue la valeur à 8 \$ le gigajoule, soit près de quatre fois celle de l'exemption du tarif SPEDE.
Unité de conformité (UC)	Titre créé en vertu du Règlement fédéral sur les combustibles propres, dont la valeur dépend de l'intensité carbone du combustible qui l'a générée. Marché distinct du SPEDE.
Intensité carbone (IC)	Quantité d'émissions associée à un combustible sur l'ensemble de son cycle de vie, en grammes d'équivalent CO ₂ par mégajoule. Elle peut être négative lorsque la production évite des émissions qui auraient eu lieu autrement.
Prix implicite du carbone	Coût par tonne de CO ₂ évitée qu'un instrument impose réellement, qu'il soit affiché comme tel ou non. Il s'obtient en divisant le surcoût par les émissions évitées.
Efficacité	Capacité d'un instrument à atteindre l'objectif qui lui est assigné. Ne dit rien du coût auquel il l'atteint. À distinguer de l'efficacité énergétique, qui désigne la réduction de la consommation à service égal.
Efficience	Capacité d'un instrument à atteindre son objectif au meilleur coût, soit le rapport entre le résultat obtenu et les ressources engagées. Critère retenu par le présent mémoire, et expression du mandat légal d'une transition « <i>au meilleur coût</i> ».
Rendement carbone	Nombre de tonnes évitées par dollar dépensé. Expression opérationnelle de l'efficience, et critère de comparaison retenu tout au long du présent mémoire.
Capacité de pointe	Puissance que le réseau électrique doit pouvoir fournir à l'heure la plus froide de l'année. Elle se construit et se paie même si elle n'est appelée que quelques dizaines d'heures par hiver.
Lieu d'enfouissement technique (LET)	Site de disposition des matières résiduelles dont le biogaz peut être capté et épuré. Filière de production de GSR la moins coûteuse.
Franchise	Territoire sur lequel un distributeur détient un droit exclusif de distribution par canalisations. L'obligation réglementaire actuelle ne porte que sur les volumes ainsi distribués.

Le mandat, et l'invitation

Le 14 juillet 2026, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie a saisi la Régie de l'énergie d'une demande d'avis en vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie¹. Il y annonce qu'il ne recommandera pas l'édiction du projet de règlement publié en avril 2026 : c'est donc l'ensemble de l'architecture qui est remis sur la table.

Lors de la rencontre préparatoire du 29 juillet 2026, la formation a précisé l'esprit dans lequel elle entend recevoir les contributions. Elle aborde le dossier comme une page blanche et invite les participants à formuler ce qu'ils voudraient que le règlement, la loi et les mécanismes financiers prévoient, en sortant du cadre des décisions antérieures.

Une seconde intervention gouvernementale, postérieure à cette demande d'avis, en confirme l'urgence. Le 21 août 2026, le gouvernement a adressé à la Régie un **décret de préoccupation** dans le cadre du dossier tarifaire d'Énergir². Un tel décret est un instrument rare : il permet au gouvernement de signaler formellement à la Régie ses préoccupations concernant une décision qu'elle s'apprête à rendre, sans lui dicter cette décision.

Le décret vise deux effets, et ce sont exactement les deux que le présent mémoire documente. D'abord « **un choc tarifaire lié à la récupération des coûts d'acquisition du gaz de source renouvelable** ». Ensuite « **des iniquités entre les consommateurs** », notamment celle qui résulte d'obliger les nouveaux raccordements à recevoir du gaz de source renouvelable alors que les clients existants conservent le choix.

Le décret invoque enfin la nécessité d'une transition énergétique « **ordonnée et au moindre coût** ». C'est précisément le critère que le présent mémoire applique.

Option consommateurs a pris cette invitation au sérieux. Le présent mémoire ne se limite pas à discuter des seuils actuels ; il propose une architecture.

La formation a également indiqué qu'elle n'entendait pas recevoir d'argument sur l'opportunité même de recourir à cette forme d'énergie. Option consommateurs souscrit à cette délimitation et n'en présente aucune. Le gaz de source renouvelable a sa place dans le système énergétique québécois. La question qu'examine le présent mémoire est celle du rendement de chaque dollar qui y est consacré.

Le gaz de source renouvelable n'est pas qu'un sujet gazier

La demande d'avis porte sur un règlement gazier, s'adresse aux distributeurs de gaz, et sera instruite à partir des pièces disponibles. Le sujet, pourtant, déborde ce périmètre et, le présent mémoire en fait la démonstration à trois reprises, chaque fois avec un effet direct sur la facture du consommateur.

Le gaz consommé pendant la pointe hivernale évite au réseau électrique une capacité additionnelle que la Régie a chiffrée à 2 070 MW et 2,7 G\$³. Le gaz de source renouvelable dirigé vers le transport lourd remplace du diesel, et relève donc du marché des carburants liquides. Et le coût de 362 \$ la tonne établi à

¹ Lettre du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie à la Régie de l'énergie, 14 juillet 2026, dossier R-4353-2026, pièce B-0001.

² Décret 1245-2026, décret de préoccupation adressé à la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier tarifaire R-4334-2026, transmis le 21 août 2026. Le décret vise deux effets : « un choc tarifaire lié à la récupération des coûts d'acquisition du gaz de source renouvelable » et « des iniquités entre les consommateurs [...] notamment une condition obligeant certains consommateurs qui effectuent une demande de nouveau raccordement à un réseau de distribution de gaz naturel à recevoir le service de fourniture de gaz de source renouvelable ». Il se réfère au Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050, approuvé par le décret 982-2026 du 25 juin 2026.

³ Régie de l'énergie, décision D-2022-079, dossier R-4169-2021, 19 mai 2022 : l'électrification complète du chauffage des bâtiments exigerait 2 070 MW de capacité additionnelle d'ici 2030, pour un coût de 2,7 G\$, contre 63 MW dans le scénario de biénergie.

la section 1 ne prend son sens que rapporté aux 45 \$ du système de plafonnement et d'échange et au coût par tonne des programmes d'électrification.

Chacune de ces trois questions traverse une frontière entre vecteurs énergétiques. **Aucune ne peut être tranchée à l'intérieur du seul périmètre gazier et le consommateur paie de part et d'autre de cette frontière.**

Par ailleurs, le Québec a publié le 30 juin 2026 son Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques. Le gouvernement en précise lui-même la portée : ce document constitue la politique énergétique du Québec et succède à la Politique énergétique 2030⁴. Il fixe des orientations et des cibles; il oriente les exercices de planification à venir sans s'y substituer. La planification opérationnelle viendra des distributeurs : un plan d'approvisionnement de quinze ans pour Hydro-Québec et de dix ans pour chacun des distributeurs gaziers⁵. Ces plans ne sont pas encore déposés; ils le seront séparément, chacun pour son propre réseau.

Il en résulte que nul n'aura à démontrer que le mètre cube qu'un distributeur propose d'acquérir est mieux ou pire que le mégawatt qu'un autre propose de construire. **Or ce sont les mêmes ménages qui acquittent les deux factures**, et les deux montants varient en sens inverse. La clientèle gazière paiera 285,4 M\$ de frais de socialisation en 2026-2027 dont près de 199 M\$ au titre de l'année elle-même, le reste récupérant le solde des exercices antérieurs. La clientèle électrique aurait à financer 2,7 G\$ de capacité de pointe si le gaz cessait de contribuer à la pointe hivernale. Plus le gaz de source renouvelable est dirigé vers la pointe, moins cette capacité devient nécessaire. La décision se prend pourtant dans deux dossiers qui ne se parlent pas.

La Régie a elle-même soulevé cette question. Dans l'avis qu'elle a transmis au gouvernement le 30 mars 2026 en vue de l'élaboration du PGIRE (vingt et une recommandations, appuyées sur six rapports d'experts et vingt-deux mémoires déposés dans le cadre d'une consultation publique qu'elle a tenue), elle s'est attachée aux conditions à réunir pour que ce premier plan constitue un véritable outil de planification, de pilotage et d'ajustement, et a rappelé qu'elle devrait démontrer sa crédibilité institutionnelle autant qu'opérationnelle et économique⁶.

Pour que ces dépenses soient optimisées, une fonction manque : celle de recenser les options énergétiques disponibles, d'en évaluer le coût (celui de la tonne évitée comme celui des infrastructures qu'elles supposent) et de les agencer par arbitrage. Elle ne relève ni du régulateur, dont le mandat est d'une autre nature, ni des distributeurs, qui sont parties à la décision. Le présent avis, parce qu'il appelle des solutions nouvelles plutôt que le commentaire de solutions déjà arrêtées, est l'occasion de l'aborder.

La position d'Option consommateurs

Option consommateurs ne conteste ni l'urgence climatique, ni la nécessité de décarboner le réseau gazier québécois, ni la place du gaz de source renouvelable dans cette transition. Elle ne demande pas la réduction de l'ambition.

Elle constate en revanche que le dispositif actuel fait porter à des consommateurs qui n'ont aucun moyen de s'y soustraire un coût par tonne sans commune mesure avec celui de tous les autres instruments québécois visant la décarbonation et, que ce coût achète un résultat environnemental et industriel inférieur à ce que la même somme permettrait d'obtenir autrement.

⁴ Gouvernement du Québec, page officielle du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques : « *Le PGIRE constitue la politique énergétique du Québec.* » Le plan succède à la Politique énergétique 2030 publiée en 2016 et remplace les orientations gouvernementales antérieures en matière d'énergie et d'efficacité énergétique.

⁵ Loi sur la Régie de l'énergie, telle que modifiée par la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques, L.Q. 2025, c. 24. Hydro-Québec doit soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement en électricité d'une durée de quinze ans, élaboré dans le respect du PGIRE; la même obligation s'applique aux distributeurs de gaz naturel, Énergir et Enbridge Gaz Québec, pour des plans d'une durée de dix ans.

⁶ Régie de l'énergie, Avis de la Régie de l'énergie au ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie dans le cadre de l'élaboration du PGIRE 2026-2050 du Québec, dossier R-4329-2026, transmis le 30 mars 2026, par. 10, p. 11-12, et par. 143-144, p. 71. La Régie avait été saisie le 14 janvier 2026 et invitée à se prononcer sur deux dimensions : la disponibilité, soit un approvisionnement continu et stable en énergie à court et à long terme, ainsi que la diversification et la résilience énergétiques du Québec.

**Il n'y a pas de contradiction entre protéger le consommateur et décarboner.
Il y a une contradiction entre protéger le consommateur
et gaspiller son argent.**

Efficacité et efficience

Une distinction commande tout le présent mémoire, et Option consommateurs tient à la poser d'emblée pour écarter un malentendu.

Un instrument est **efficace** lorsqu'il atteint l'objectif qui lui a été assigné. Il est **efficient** lorsqu'il l'atteint au meilleur coût. Les deux qualités sont distinctes, et la seconde ne découle pas de la première.

L'exigence réglementaire de gaz de source renouvelable est efficace. Elle produit ce qu'on lui demande : des volumes livrés, des émissions réellement évitées. Option consommateurs ne le conteste pas et ne cherche pas à le contester.

Or, elle n'est pas efficiente. Elle évite ces émissions à un coût de 362 \$ la tonne, quand le marché québécois du carbone en établit le prix autour de 45 \$. **Le dispositif fonctionne; cependant il coûte huit fois ce qu'il devrait pour ce qu'il produit.**

Un système efficace, mais pas efficient.

Cette distinction n'est pas seulement de vocabulaire. Elle délimite ce qu'Option consommateurs conteste et ce qu'elle ne conteste pas ; et elle correspond au mandat que la loi confie désormais à la Régie, celui d'une transition ordonnée, au meilleur coût.

Elle écarte enfin une confusion propre au secteur : l'efficacité énergétique désigne, dans le vocabulaire courant du dossier, la réduction de la consommation à service égal. Ce n'est pas le sujet du présent mémoire, qui traite du rendement carbone de la dépense, soit le nombre de tonnes évitées par dollar engagé.

Pourquoi l'efficience est le bon critère

La transition énergétique québécoise est un chantier extrêmement capitalistique. Hydro-Québec chiffre à environ 200 G\$ les investissements de son Plan d'action 2035⁷. Et le rapport préliminaire du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques, déposé à la Régie le 16 janvier 2026, évalue de son côté à 307 à 536 milliards de dollars courants le surcoût d'investissement nécessaire pour décarboner partiellement l'économie québécoise d'ici 2050⁸.

Pris isolément, ces montants se rapportent mal à une échelle familière. Un ordre de grandeur en donne la mesure : la dette nette du Québec s'établissait à environ 250 G\$ au 31 mars 2026. Le seul surcoût de

⁷ Hydro-Québec, Plan d'action 2035, Vers un Québec décarboné et prospère, novembre 2023, et mise à jour publiée par l'entreprise. Le plan initial prévoyait un total de 155 à 185 G\$ sur douze ans, dont 90 à 110 G\$ pour l'augmentation de la capacité de production et du réseau de transport, 45 à 50 G\$ pour la pérennisation des actifs, et 20 à 25 G\$ de charges d'exploitation associées. Hydro-Québec chiffre désormais l'ensemble à environ 200 G\$.

⁸ Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques, 16 janvier 2026, p. 87; déposé au dossier R-4329-2026 de la Régie de l'énergie. Le montant correspond au « *surcoût d'investissement pour décarboner l'économie d'ici 2050* », établi au moyen du modèle NATEM-QC comme l'écart entre le coût d'investissement de chaque scénario de décarbonation et celui d'un scénario de référence prolongeant la trajectoire actuelle. Les scénarios modélisés laissent subsister des émissions résiduelles : le montant correspond donc à une décarbonation partielle. Le même document évalue de 111 à 221 TWh le déficit d'approvisionnement à combler d'ici 2050, au-delà des 60 TWh visés par le Plan d'action 2035.

décarbonation évalué par le PGIRE représente donc, selon le scénario retenu, d'une à deux fois cette dette, laquelle s'est constituée, elle, sur plusieurs décennies.⁹

Ces montants suffisent pourtant à établir l'ordre de grandeur. Devant un effort de cette ampleur, la question n'est plus seulement de savoir combien le Québec dépensera, mais si chaque dollar achète le maximum de ce qu'il pourrait acheter. **Ne pas gaspiller, employer la bonne ressource énergétique, en bonne quantité et au bon endroit** : dans un chantier de plusieurs centaines de milliards de dollars, ces exigences cessent d'être des principes de bonne gestion pour devenir la condition de faisabilité de la transition elle-même.

Le capital déjà investi doit être exploité, pas gaspillé. Le réseau gazier québécois existe, il est construit, largement amorti et payé par ses clients. Le mettre au rebut détruirait un actif utile. En contrepartie, le charger d'usages que l'électricité rend à moindre coût est un gaspillage.

Une ressource rare s'alloue, elle ne se répartit pas. Le gisement québécois de gaz de source renouvelable est étroit et coûteux. Le répartir uniformément sur toutes les clientèles revient à en consacrer l'essentiel aux usages qui disposent déjà d'une solution moins chère.

Un coût qui ne se voit pas ne se corrige pas. Le prix du carbone du SPEDE figure sur la facture et se débat publiquement. Mais pas le coût du gaz renouvelable, alors qu'il est huit fois supérieur.

Un critère que le législateur a lui-même retenu

Ce critère n'est pas une construction d'Option consommateurs. Depuis l'adoption de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques, le mandat de la Régie inclut expressément la réalisation d'une transition énergétique ordonnée, **au moindre/meilleur coût**, et la maximisation des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux¹⁰.

« *Plus de tonnes par dollar* » pourrait constituer la formulation opérationnelle de ce mandat. Le présent mémoire propose une méthode pour l'appliquer.

Et pourquoi cela sert le consommateur

Une association de consommateurs qui plaide l'efficacité ne change pas de rôle : elle l'exerce. Le consommateur captif est le payeur de dernier recours de toute inefficacité du système. Il ne peut ni négocier son approvisionnement, ni changer de fournisseur, ni arbitrer entre les énergies comme le fait un grand émetteur. Chaque dollar mal employé se retrouve, à terme, sur sa facture.

Méthode et sources

Le présent mémoire ne repose sur aucune donnée qui ne soit pas déposée au dossier public de la Régie, publiée par un distributeur, ou prévue par la réglementation québécoise. Chaque chiffre est rattaché à sa source en note. Lorsque plusieurs conventions de calcul étaient disponibles, Option consommateurs a retenu la plus conservatrice, c'est-à-dire celle qui affaiblit sa propre démonstration.

Le Règlement s'applique aux deux distributeurs de gaz naturel du Québec, Énergir, s.e.c. et Enbridge Gaz Québec inc. Les données chiffrées disponibles au dossier public proviennent essentiellement d'Énergir, dont le réseau représente la quasi-totalité des volumes distribués¹¹. Les constats et les recommandations du présent mémoire valent pour l'un comme pour l'autre; le mémoire emploie le terme « *les distributeurs* » lorsque la portée est générale.

⁹ Ministère des Finances du Québec, Plan budgétaire de mars 2026. La dette nette du Québec s'établit à environ 250 G\$ au 31 mars 2026, soit 38,8 % du produit intérieur brut; le ratio de la dette brute au produit intérieur brut est de l'ordre de 47 % à la même date. La comparaison est présentée à titre d'ordre de grandeur : elle rapproche un surcoût d'investissement cumulé sur vingt-cinq ans d'un solde de dette à une date donnée.

¹⁰ Loi sur la Régie de l'énergie, article 5 et PGIRE, pages 53 et s. Le PGIRE prévoit également que les distributeurs gaziers déposent des plans d'approvisionnement portant sur dix à quinze ans et compatibles avec ses orientations.

¹¹ Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3. Enbridge Gaz Québec inc. dessert le territoire anciennement desservi par Gazifère, dans l'Outaouais.

PARTIE I

Trois inefficiences du système actuel

1. L'instrument : le prix du carbone le plus élevé du Québec, et le seul qui soit invisible

Le Québec dispose de plusieurs instruments pour mettre un prix sur le carbone. Deux sont connus et débattus : le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, dit SPEDE, et le prix fédéral de référence. Un troisième produit le même effet sans jamais avoir été présenté comme tel : l'obligation faite aux distributeurs de livrer une proportion croissante de gaz de source renouvelable.

Cette obligation impose un surcoût. Ce surcoût achète une réduction d'émissions. Le rapport des deux est un prix du carbone.

Sept notions différentes s'expriment en unités de carbone dans le présent dossier, et elles ne mesurent pas la même chose. Les distinguer est le préalable de tout ce qui suit.

Notion	Nature	Ordre de grandeur	Ce qu'elle mesure
Facteur d'émission	Donnée physique réglementaire	1,889 kg éq. CO ₂ /m ³	Ce que la combustion relâche
Intensité carbone	Donnée physique de cycle de vie	13 à 40 g éq. CO ₂ /MJ	Ce que la filière entière émet
Tarif SPEDE	Prix du droit d'émettre, marché encadré	≈ 45 \$/tonne	Ce qu'il en coûte de relâcher une tonne
Prix fédéral de référence	Prix du droit d'émettre, administré	95 \$/tonne	Idem, hors Québec
Prix implicite du carbone	Coût constaté d'une réduction	362 \$/tonne	Ce qu'il en coûte d'éviter une tonne
Attribut environnemental	Revenu d'un titre négociable	≈ 150 \$/tonne	Ce que rapporte une tonne évitée

Tableau 3 — Les notions carbone employées dans le présent mémoire, et ce que chacune mesure.

Trois familles s'en dégagent. Les deux premières lignes sont des mesures physiques : elles ne sont pas des prix. Les deux suivantes sont des prix du droit d'émettre : ce qu'il en coûte de relâcher une tonne plutôt que de l'éviter. Ces deux prix ne se cumulent pas : ils sont deux réponses concurrentes à la même question. Les deux dernières sont des prix de la réduction, et elles sont de sens opposé : le prix implicite est un coût que le consommateur acquitte, l'attribut un revenu que sa vente procure.

Le régime fédéral ne s'applique qu'aux provinces dont le système n'est pas jugé équivalent; le Québec relève du SPEDE, et le prix fédéral n'y figure qu'à titre de comparaison¹². Le gouvernement fédéral a du reste révisé sa trajectoire le 15 mai 2026 : le prix de référence passe de 95 \$ en 2026 à 115 \$ en 2030, alors que la trajectoire antérieure conduisait à 170 \$. **Le signal-prix du carbone a donc été abaissé, non relevé.**

De cette distinction découle ce qui est comparable et ce qui ne l'est pas. Le SPEDE et le prix fédéral se comparent entre eux (ce sont deux manières de fixer le même prix, l'une par le marché, l'autre par décret) **mais ils ne s'additionnent jamais. Le prix implicite du carbone et le tarif SPEDE se comparent**, parce qu'ils répondent à la même question : à partir de quel montant vaut-il mieux éviter une tonne que la relâcher ? Le SPEDE y répond par le marché, le règlement sur le gaz de source renouvelable par une obligation. **Le prix implicite et la valeur de l'attribut ne se comparent pas** : le premier est ce que l'on dépense, le second ce que l'on encaisse, et leur différence n'a pas de signification économique.

¹² ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, Systèmes de tarification du carbone au Canada, mise à jour du 15 mai 2026. La trajectoire du prix annoncé pour les systèmes de tarification du carbone pour l'industrie y est révisée : 95 \$ en 2026, 100 \$ de 2027 à 2029, 115 \$ en 2030, 130 \$ en 2035 et 140 \$ en 2040. La trajectoire antérieure conduisait à 170 \$ en 2030. Le régime fédéral ne s'applique qu'aux provinces et territoires dont le système ne satisfait pas les normes minimales de rigueur; le Québec relève du SPEDE, et les deux prix ne se cumulent donc jamais.

1.1 Le calcul

Il n'exige aucune conversion d'énergie, aucune hypothèse de pouvoir calorifique, et aucun paramètre qui ne soit publié.

Intrant	Valeur	Source
Tarif de fourniture du GSR, 2025-2026	94,884 ¢/m³	Énergir, tarif en vigueur au 1 ^{er} octobre 2025 pour l'année tarifaire
Taux de fourniture du gaz naturel, 2025-2026	17,884 ¢/m³	Énergir, rapport mensuel de juillet 2025 pour l'année tarifaire
Tarif SPEDE, T3 2025	8,574 ¢/m³	Énergir, rapport mensuel de juillet 2025
Facteur d'émission du gaz naturel	1,889 kg éq. CO ₂ /m³	RDOCECA, annexe A.2, tableaux 1-4 et 1-7

Tableau 4 — Intrants du calcul du prix implicite du carbone.

Un mètre cube de gaz renouvelable remplace exactement un mètre cube de gaz fossile : le client paie le tarif du premier au lieu du taux de fourniture du second, et évite en outre le tarif SPEDE, dont le gaz renouvelable est exempté. Le surcoût net est donc la différence des trois ; formule que la Régie applique elle-même pour établir le surcoût à socialiser¹³ :

$$94,884 - 17,884 - 8,574 = 68,426 \text{ ¢/m}^3$$

Deux mécanismes distincts interviennent dans ce calcul, et il importe de ne pas les confondre. Le premier est un coût évité, le second un revenu créé. Le tarif SPEDE est une charge que le distributeur supporte pour couvrir les émissions du gaz qu'il vend et qu'il refacture à sa clientèle; le gaz de source renouvelable en est exempté, et cette exemption est retranchée du surcoût ci-dessus. L'attribut environnemental est au contraire un titre que ce même gaz engendre, en raison de sa faible intensité carbone, et dont la vente procure un revenu porté en réduction du tarif : c'est l'objet de la section 11.

Les deux ne pèsent pas du même poids. L'exemption du tarif SPEDE représente 8,574 ¢/m³, soit environ 2,24 \$ le gigajoule; la valeur des attributs, 8 \$ le gigajoule selon l'estimation du distributeur. **L'attribut vaut près de quatre fois l'exemption.** Et il s'en distingue sur un second point : l'exemption reste attachée à la molécule consommée au Québec, tandis que l'attribut peut être vendu ailleurs, ce que la section 3.2 établit comme la cause principale des exportations québécoises.

Le facteur d'émission se reconstruit intégralement à partir du règlement¹⁴. La réglementation applique au gaz de source renouvelable le même facteur qu'au gaz fossile : la combustion libère les mêmes quantités d'émissions, mais celles-ci sont dites biogéniques et à ce titre exclues de l'obligation de couverture SPEDE.

Gaz	Facteur réglementaire	PRG	Contribution
Dioxyde de carbone	1,878 kg/m³	1	1,878000 kg/m³
Méthane	0,037 g/m³	25	0,000925
Oxyde nitreux	0,035 g/m³	298	0,010430
Total			1,889 kg éq. CO₂/m³

Tableau 5 — Reconstruction du facteur d'émission du gaz naturel à partir du RDOCECA.

$$0,68426 \text{ ¢/m}^3 \div 0,001889 \text{ t/m}^3 = 362 \text{ ¢ la tonne}$$

¹³ Régie de l'énergie, décision D-2026-059, dossier R-4320-2025, 17 juin 2026.

¹⁴ Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, RLRQ, c. Q-2, r. 15, à jour au 1^{er} avril 2026, annexe A.2, section QC.1.7, tableaux 1-4 et 1-7; potentiels de réchauffement planétaire de l'annexe A.1 (4^e rapport d'évaluation du GIEC). Le rapport des deux expressions du facteur de CO₂ (1,878 kg/m³ et 49,01 kg/GJ) restitue un pouvoir calorifique de 38,32 MJ/m³, soit la valeur par défaut du tableau 1-1.

1.2 Le résultat

Instrument de prix du carbone	Prix par tonne	Visibilité pour le consommateur
Système de plafonnement et d'échange (SPEDE)	≈ 45 \$	Ligne distincte sur la facture
Prix fédéral de référence	95 \$	Applicable aux grands émetteurs
Exigence réglementaire de GSR	362 \$	Aucune

Tableau 6 — Les trois signaux de prix du carbone applicables au Québec, en sus l'un de l'autre.

Le résultat est robuste : il demeure compris entre 300 et 400 \$ la tonne pour tout prix du gaz fossile situé entre 3 et 8 \$/GJ, et s'établit à 338 \$ avec le tarif GSR de 2026-2027¹⁵. Il est aussi prudent. Le calcul retient la méthode du règlement québécois sur la déclaration des émissions : il ne compte que les émissions de la combustion, et répute chaque mètre cube de gaz de source renouvelable évité l'intégralité de celles du gaz fossile qu'il remplace. Une analyse de cycle de vie, qui compterait aussi les émissions liées à la production et au transport des deux gaz, conduirait à un prix implicite supérieur à 1 000 \$ la tonne. Option consommateurs retient délibérément la méthode réglementaire, la moins favorable à sa propre démonstration pour les fins de son analyse.

Ce résultat n'est pas propre au présent mémoire. L'analyse d'impact réglementaire qui a accompagné l'adoption du Règlement, en août 2022, chiffrait le surcoût pour la clientèle de 314 à 585 M\$ par année en 2030, pour une réduction d'environ 1,2 Mt éq. CO₂¹⁶. Le rapport de ces deux valeurs donne un prix implicite du carbone de 262 à 488 \$ la tonne. **Le gouvernement disposait donc, au moment d'édicter l'exigence, d'un chiffrage encadrant celui qu'établit le présent mémoire.**

La même analyse retenait un surcoût de 14,8 à 26,5 \$ le gigajoule, net de la valeur SPEDE évitée, soit exactement la construction appliquée à la section 1.1. Elle retenait par ailleurs un prix du carbone de 97 \$ la tonne.

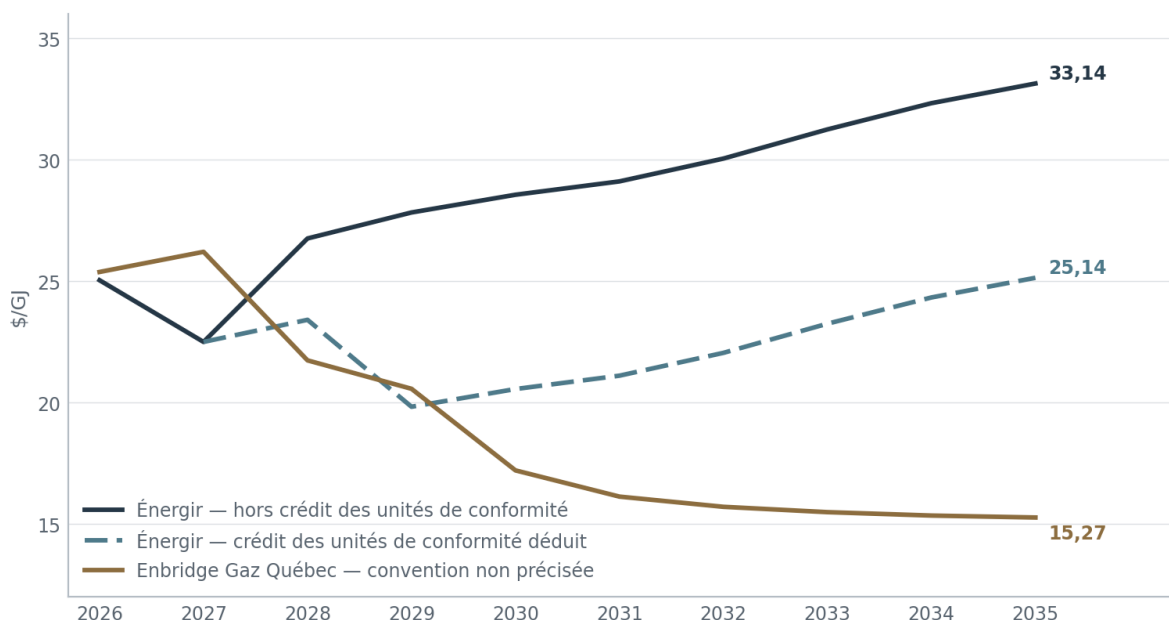
Une objection doit être traitée ici, car elle porte sur l'avenir du chiffre. Les deux distributeurs ont déposé, en août 2026, leurs trajectoires tarifaires jusqu'en 2035¹⁷. Énergir en présente deux, selon que les revenus tirés de la vente des unités de conformité sont ou non portés en réduction du tarif¹⁸

¹⁵ Le tarif de fourniture du GSR pour 2026-2027 s'établissait à 90,252 ¢/m³ après application d'un crédit de 4,632 ¢/m³ tiré de la vente des unités de conformité (D-2026-059, tableau 3); ce crédit a depuis été porté à 12,708 ¢/m³ (R-4334-2026, pièce B-0158).

¹⁶ Analyse d'impact réglementaire du Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, août 2022. Coût d'acquisition unitaire moyen projeté pour 2030 : gaz naturel à 8,6 \$/GJ, dont 4,9 \$/GJ de fourniture et 3,7 \$/GJ de SPEDE; gaz de source renouvelable de 23,4 à 35,1 \$/GJ; surcoût net de 14,8 à 26,5 \$/GJ. Prix du carbone retenu : 97 \$ la tonne. Chiffres repris dans WHITMORE, J. et PINEAU, P.-O., *Gaz naturel renouvelable au Québec : quelles options pour accélérer son déploiement au service de la transition énergétique et la décarbonation?*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, novembre 2024, tableau 4.

¹⁷ ÉNERGIR, *Réponse d'Énergir à la demande de renseignements de la Régie*, dossier R-4353-2026, pièce Énergir-1, Document 1, version révisée du 2 septembre 2026, tableau 1 : prix moyen du potentiel de production québécoise accessible de 40 à 47 \$ (dollars de 2035-2036) le gigajoule. Le prix implicite du carbone en est déduit selon la méthode exposée à la section 1.1; le calcul détaillé figure à la section 3.4.

¹⁸ ENBRIDGE GAZ QUÉBEC, *Réponses d'Enbridge Gaz Québec aux renseignements demandés par la Régie*, dossier R-4353-2026, pièce EGQ-1, Document 1, 28 août 2026, tableau 4. Le distributeur y indique que « le marché du GSR a récemment changé de manière substantielle et que l'on retrouve actuellement des prix beaucoup plus abordables que durant la période 2020-2025, s'expliquant en grande partie en lien avec la valorisation des UC qui découle du marché ».



Graphique 1 — Trajectoires tarifaires du gaz de source renouvelable projetées par les deux distributeurs, en dollars par gigajoule. Sources : Enbridge Gaz Québec, pièce EGQ-1, Document 1, 28 août 2026, tableau 4; Énergir, pièce Énergir-1, Document 3, 31 août 2026, renseignement 3.

Trois observations.

Les deux séries ne reposent pas sur la même convention. Énergir en présente deux, selon que les revenus tirés des unités de conformité sont ou non portés en déduction du tarif. Enbridge n'en présente qu'une, et précise que ses prix « *ne tiennent pas automatiquement compte de la valorisation potentielle des unités de conformité* », celle-ci pouvant réduire le prix d'achat « *selon les modalités contractuelles applicables* »¹⁹. Sa courbe est donc un coût d'acquisition partiellement net, sans que la part nette soit précisée.

Chez Énergir, l'écart entre les deux courbes est de 8,00 \$/GJ pour chacune des années de 2029 à 2035. Une constante sur sept ans est une hypothèse de calcul, non une prévision de marché.

Les prévisions antérieures ont été démenties. Enbridge annonçait 23,77 \$/GJ pour 2022; le prix réel a été de 43,83 \$/GJ.

Le prix implicite établi à la présente section repose sur le tarif en vigueur, non sur une prévision.

Ce que vaut le comparateur

Le tarif SPEDE sert ici de référence, et sa nature mérite d'être précisée. Ce n'est pas une taxe : c'est le prix d'un droit d'émettre, formé par enchères trimestrielles sur un marché commun au Québec, à la Californie et, à compter de 2027, à l'État de Washington. L'offre y décroît selon un plafond annoncé à l'avance; le prix est encadré par un plancher indexé et par une réserve libérée si la demande le fait monter.²⁰

Ce prix est bas, et il le restera vraisemblablement. Le comité consultatif du gouvernement évalue à 17 millions d'unités le surplus accumulé par le Québec entre 2013 et 2020, conséquence de plafonds

¹⁹ Enbridge Gaz Québec, précité, section 1 : « *les prix indiqués ne tiennent pas automatiquement compte de la valorisation potentielle des unités de conformité ("UC") issues du programme RCP et liées au GSR de certains contrats. La valorisation de ces dernières peut permettre de réduire le prix du GSR dans le cadre de ces contrats, selon les modalités contractuelles applicables.* »

²⁰ Le SPEDE est lié au marché californien depuis le 1^{er} janvier 2014 au sein de la Western Climate Initiative. Le 25 juin 2026, le Québec, la Californie et l'État de Washington ont signé une entente de liaison; le marché commun aux trois juridictions devrait être opérationnel en 2027, sous réserve des étapes réglementaires en cours. Le prix de règlement le plus élevé jamais observé au marché Québec-Californie est de 42 \$US la tonne, contre 70,86 \$US au marché de Washington pris isolément : les analyses du Department of Ecology de cet État concluent que la liaison alignera ses prix sur ceux, plus bas, du marché élargi.

initialement trop généreux²¹. Et l'arrivée de Washington, dont les prix ont historiquement dépassé ceux du marché Québec-Californie, aura pour effet d'aligner les siens vers le bas plutôt que d'élever les nôtres.

On pourrait objecter que le comparateur est donc trop faible, et que l'écart de huit fois s'explique par un prix du carbone artificiellement bas plutôt que par un gaz de source renouvelable trop cher. **L'objection est fondée, et le calcul permet d'y répondre précisément.**

Le tarif SPEDE entre lui-même dans le calcul du surcoût, puisqu'il en est retranché. Un prix du carbone plus élevé réduit donc simultanément l'écart et le prix implicite.

Prix du SPEDE	Tarif SPEDE correspondant	Prix implicite du GSR	Rapport
45 \$/t (actuel)	8,57 ¢/m ³	362 \$/t	8,0 ×
95 \$/t (référence fédérale 2026)	17,95 ¢/m ³	313 \$/t	3,3 ×
115 \$/t (trajectoire fédérale 2030)	21,72 ¢/m ³	293 \$/t	2,5 ×
204 \$/t	38,54 ¢/m ³	204 \$/t	1,0 ×

Tableau 7 — Prix implicite du gaz de source renouvelable selon le prix du carbone sur le marché.

Deux enseignements en découlent. Le premier est que **le constat d'inefficience résiste à un relèvement substantiel du prix du carbone** : aligné sur la trajectoire fédérale, qui conduit à 115 \$ la tonne en 2030, le gaz de source renouvelable coûterait encore deux fois et demie le prix du marché.

Une précision s'impose sur l'évolution attendue de ce prix. La trajectoire fédérale monte, mais lentement, et elle a été récemment révisée à la baisse. Elle prévoit 100 \$ la tonne de 2027 à 2029, trois années sans progression, puis 115 \$ en 2030, 130 \$ en 2035 et 140 \$ en 2040.²²

Deux conséquences en découlent pour le présent dossier. La première est que **l'écart se resserre sans se refermer** : le rapport entre le prix implicite du gaz de source renouvelable et le prix du carbone passerait de 8,0 aujourd'hui à 2,5 en 2030, puis à 1,9 en 2040. **Au terme de la trajectoire annoncée, l'exigence réglementaire coûterait encore près du double du prix du marché²³.**

La seconde est que la révision du 15 mai 2026 a éloigné l'échéance. La trajectoire antérieure conduisait à 170 \$ la tonne en 2030, ce qui aurait ramené le prix implicite à 238 \$ et le rapport à 1,4 dès cette année-là. **En abaissant sa cible de 170 \$ à 115 \$, le gouvernement fédéral a repoussé de plus de dix ans le moment où le marché du carbone aurait pu rendre l'obligation superflue.** Le dispositif québécois ne peut donc compter sur le prix du carbone pour justifier son coût : c'est l'exigence elle-même qu'il faut corriger.

Le second est plus utile encore. **À 204 \$ la tonne, les deux valeurs se rejoignent²⁴.** À ce prix, l'obligation réglementaire deviendrait superflue : le marché du carbone rendrait le gaz de source renouvelable compétitif de lui-même, sans qu'aucune quantité n'ait à être imposée. **Ce seuil fournit un critère**

²¹ COMITÉ CONSULTATIF SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, Inscrire le SPEDE dans une réelle démarche de décarbonation, avis au ministre. Le comité y évalue à 17 millions d'unités le surplus accumulé par le Québec de 2013 à 2020, soit 5 % des plafonds d'émission, et l'interprète comme le résultat de plafonds trop élevés dans les premières années du système.

²² Trajectoire annoncée par Environnement et Changement climatique Canada le 15 mai 2026 : 95 \$ en 2026, 100 \$ de 2027 à 2029, 115 \$ en 2030, puis une progression de 118 \$ en 2031 à 130 \$ en 2035, et 140 \$ en 2040. Appliquée au calcul de la présente section, cette trajectoire conduit à un prix implicite du gaz de source renouvelable de 308 \$ la tonne en 2029, de 293 \$ en 2030, de 278 \$ en 2035 et de 268 \$ en 2040. La trajectoire antérieure, qui conduisait à 170 \$ en 2030, aurait ramené ce prix implicite à 238 \$ dès cette année-là.

²³ Ces rapports tiennent constant le tarif du gaz de source renouvelable à son niveau de 2025-2026, soit 94,884 ¢/m³ ou 24,76 \$/GJ. Cette hypothèse se situe entre les deux trajectoires déposées par Énergir : au-dessus de celle qui intègre la vente des unités de conformité jusqu'en 2034 (20,56 \$/GJ en 2030), à son niveau en 2035 (25,14 \$/GJ), et nettement sous celle qui ne l'intègre pas (28,56 \$/GJ en 2030, 33,14 \$/GJ en 2035). La trajectoire d'Enbridge Gaz Québec, établie selon une convention différente, n'est pas retenue (section 1.2).

²⁴ Calcul d'Option consommateurs. Le tarif SPEDE étant lui-même le produit du prix de la tonne par le facteur d'émission, le prix implicite du gaz de source renouvelable s'exprime comme 407,6 \$ diminué du prix du SPEDE. Les deux valeurs se rejoignent donc à 204 \$ la tonne.

d'extinction que le dispositif actuel n'a pas, et il fonde la clause de caducité proposée à la recommandation R-14.

Ce coût est celui du dispositif actuel. La section 3.4 montre qu'au prix du portefeuille québécois accessible en 2035, il atteindrait de 720 à 860 \$ la tonne. Le Québec s'est donc doté d'un instrument de politique climatique dont le coût par tonne dépasse d'un facteur huit celui de tous ses autres instruments, et qui, nous soumettons, n'a jamais été adéquatement présenté, débattu ni arbitré comme tel. Ce n'est pas que le montant qui pose problème : c'est le fait qu'il demeure invisible.

2. Le dispositif : on ne socialise pas un prix, on socialise un invendu

Le ministre écrit être préoccupé par la stagnation de la demande volontaire. Cette phrase contient tout le diagnostic.

2.1 La mécanique, et son ampleur

Le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur impose un seuil minimal d'injection, exprimé en pourcentage des livraisons totales du distributeur. Ce seuil était de 2 % jusqu'au 30 septembre 2025; il est passé à 5 % le 1^{er} octobre 2025 et atteindra 7 % en 2028-2029²⁵. Le projet de règlement d'avril 2026, que le ministre a choisi de ne pas recommander, l'aurait porté à 7 % en 2028 puis à 10 % en 2032.

Lorsqu'un distributeur acquiert du gaz de source renouvelable pour satisfaire ce seuil mais ne trouve pas d'acheteur volontaire, l'écart entre ce qu'il a payé et ce qu'il aurait payé pour du gaz fossile est réparti sur l'ensemble de la clientèle :

$$\text{Surcoût socialisé} = \text{Volumes invendus} \times (\text{Tarif GSR} - \text{Tarif du gaz naturel} - \text{Tarif SPEDE})$$

Deux facteurs, et un seuil relèvent de la politique publique. L'écart de prix échappe largement au Québec, preneur de prix sur des marchés continentaux. Le volume invendu, lui, résulte entièrement de l'écart entre ce que le règlement oblige à livrer et ce que le marché accepte d'acheter.

Cet écart n'est pas marginal. La prévision d'approvisionnement déposée à la cause tarifaire²⁶ l'établit ainsi :

Année tarifaire	Seuil	Obligation (10 ³ m ³)	Vendus volontairement	Part invendue
2025-2026	5 %	307 454	37 875	87,7 %
2026-2027	5 %	307 479	41 071	86,6 %
2027-2028	5 %	306 989	44 245	85,6 %
2028-2029	7 %	429 173	47 160	89,0 %

Tableau 8 — Obligation réglementaire, ventes volontaires et volumes socialisés.

Sur chaque dix mètres cubes que le règlement oblige à livrer, moins de un et demi trouve un acheteur. Tout le reste est socialisé.

La proportion ne s'améliore pas : elle se maintient autour de 87 % et remonte à 89 % lorsque le seuil passe à 7 %. La demande volontaire, elle, recule, de 34,7 Mm³ en 2024-2025 à 31,8 Mm³ en 2025-2026, pour 1 939 clients.

Une précision s'impose enfin sur la nature de cette demande volontaire, car elle éclaire la suite. Les volumes que le distributeur projette de vendre à la clientèle volontaire d'ici 2035 ne proviennent pas tous d'un choix.

Depuis 2024, un client qui demande un nouveau raccordement au réseau gazier doit accepter de recevoir du gaz de source renouvelable, alors qu'un client déjà raccordé conserve le choix d'en acheter ou non. Cette obligation explique l'essentiel de la croissance annoncée : la ligne des nouveaux branchements

²⁵ Le seuil de 5 % est entré en vigueur le 1^{er} octobre 2025. Le seuil de 7 % applicable en 2028-2029 figure aux prévisions déposées par Energir (R-4287-2024, pièce B-0056, Energir-H, Document 6). Projet de Règlement modifiant le Règlement concernant le gaz de source renouvelable, Gazette officielle du Québec, 22 avril 2026.

²⁶ Energir, Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR 2026 à 2029, cause tarifaire 2025-2026, R-4287-2024, pièce B-0056, Energir-H, Document 6.

passé de 0,2 Mm³ en 2026-2027 à 168 Mm³ en 2035-2036, soit **71 % des volumes que le distributeur prévoit vendre à sa clientèle « volontaire » à cette échéance**²⁷.

Deux conséquences en découlent. La première tient au vocabulaire : la demande dite volontaire est, pour l'essentiel, une demande obligée. La seconde tient à la prévision elle-même : si cette obligation était levée, et le gouvernement s'en est dit préoccupé, la demande volontaire projetée s'effondrerait, et avec elle la part de l'obligation réglementaire que le distributeur compte écouler sans socialisation.

Le phénomène n'est pas propre à Énergir. Chez Enbridge Gaz Québec, l'obligation réglementaire s'est élevée à 11,808 Mm³ en 2025, pour 555 082 m³ vendus à la clientèle volontaire, soit 95,3 % de volumes socialisés. La prévision pour 2026 porte cette proportion à 96,4 %. Le distributeur observe par ailleurs un ralentissement des nouvelles adhésions depuis 2025, et précise que la majorité des clients volontaires « *sélectionnent le niveau minimum pour éviter les frais de socialisation* ».²⁸

Cette dernière phrase mérite d'être relevée. Le client qui achète du gaz de source renouvelable au niveau minimal ne le fait pas pour le gaz lui-même : il le fait probablement pour être exempté des frais de socialisation, qui ne s'appliquent qu'aux clients dont l'achat volontaire reste inférieur au seuil. L'adhésion mesure donc moins l'adhésion au gaz de source renouvelable que la volonté d'échapper à une charge : ce qui explique qu'elle plafonne dès que le seuil est atteint.

Le même distributeur indique enfin n'avoir réalisé aucune analyse quantitative de l'élasticité-prix de la demande volontaire²⁹. Le dispositif repose donc sur une relation entre le prix et la demande que personne n'a mesurée.

Énergir n'en dispose pas davantage : elle indique n'avoir « *aucune analyse de sensibilité permettant d'établir une relation formelle ou chiffrée entre le prix du GSR et le niveau d'adhésion volontaire* », tout en identifiant le prix comme le « *principal obstacle à l'achat volontaire* »³⁰. **Aucun des deux distributeurs n'a donc mesuré la relation sur laquelle repose l'ensemble du dispositif.**

L'ampleur des révisions successives en donne la mesure. Pour la seule année 2029, la demande volontaire prévue par Énergir est passée de 109,8 Mm³ dans sa cause tarifaire 2024-2025, à 37,0 Mm³ l'année suivante, puis à 28,5 Mm³ dans sa cause tarifaire 2026-2027, une révision à la baisse de 74 % en deux exercices. Le distributeur explique que la demande institutionnelle « a, par le passé, été surestimée » et qu'une « grande majorité » des grandes entreprises industrielles ont revu leurs cibles de décarbonation.³¹

Les données les plus récentes confirment ce mouvement. L'expert de la Régie relève que la demande volontaire prévue pour 2026, d'abord estimée à 54,3 Mm³, s'établit désormais à environ 21,0 Mm³ sur la base de dix mois réels³². Surtout, **après avoir atteint un sommet de 39,7 Mm³ en 2023, cette demande est maintenant en baisse**. Le dispositif ne fait donc pas face à une demande qui tarde à se matérialiser : il fait face à une demande qui recule.

Ce constat mérite d'être acté avant toute proposition. **Le dispositif actuel repose sur une demande volontaire qui devait croître, mais qui dans les faits décroît**. Les volumes socialisés ne sont donc pas un coût de démarrage appelé à se résorber à mesure que le marché se forme : ils sont la conséquence

²⁷ ÉNERGIR, pièce Énergir-1, Document 1, précitée, tableau 6. La ligne « nouveaux branchements 100 % renouvelables » passe de 0,2 Mm³ en 2026-2027 à 168 Mm³ en 2035-2036, sur un total de volumes vendus à la clientèle volontaire de 237 Mm³ à cette échéance.

²⁸ Idem, tableaux 1 et 3. Obligation de 11,808 Mm³ en 2025 pour 555 082 m³ vendus à la clientèle volontaire; 17,155 Mm³ en 2026 pour 614 521 m³. Le distributeur observe « *un certain ralentissement dans le rythme des nouvelles adhésions depuis 2025* » et précise que « *la majorité des clients volontaires sélectionnent le niveau minimum pour éviter les frais de socialisation* ».

²⁹ Idem, section 2 : « *Jusqu'à présent, le distributeur n'a pas fait d'analyse quantitative de l'élasticité-prix de la demande volontaire de GSR en fonction du prix.* »

³⁰ Idem, section 2.4 : « *Énergir ne dispose pas d'une analyse de sensibilité permettant d'établir une relation formelle ou chiffrée entre le prix du GSR et le niveau d'adhésion volontaire.* » Le distributeur ajoute que « *le prix élevé ou le coût additionnel est identifié comme principal obstacle à l'achat volontaire de GSR* ».

³¹ ÉNERGIR, Réponse d'Énergir à la demande de renseignements de la Régie, dossier R-4353-2026, pièce Énergir-1, Document 1, 31 août 2026, tableau 2 et section 2.2. Le distributeur y indique que « *la demande volontaire anticipée dans le secteur institutionnel a, par le passé, été surestimée* » et qu'une « *grande majorité* » des grandes entreprises industrielles ont revu leurs cibles de décarbonation.

³² Idem, section 5.2. L'expert relève que la demande volontaire prévue pour 2026 est passée de 54,3 Mm³ à 31,8 Mm³ puis à 22,0 Mm³, et s'établit à environ 21,0 Mm³ sur la base de dix mois réels. Il évalue par ailleurs le coût cumulé de la socialisation à quelque 1,25 G\$ avant financement, et à 1,43 G\$ en incluant le rendement et les impôts, à l'horizon 2031-2032.

d'un mécanisme dont l'hypothèse centrale ne s'est pas vérifiée. Proposer des correctifs sans le dire reviendrait à ajuster un instrument dont le principe même n'a pas produit l'effet attendu.

2.2 La trajectoire

Année tarifaire	Frais de socialisation	Charge par ménage
2024-2025	0,135 ¢/m³	2,64 \$
2025-2026	0,960 ¢/m³	18,77 \$
2026-2027	4,65 ¢/m³	90,91 \$
2028-2029	6,31 ¢/m³	123,36 \$
2030-2031	8,31 ¢/m³	162,46 \$

Tableau 9 — Trajectoire des frais de socialisation et charge annuelle correspondante pour une maison unifamiliale de taille moyenne consommant 1 955 m³ par année.

En sept ans, la charge est multipliée par soixante³³. En 2030-2031, elle dépassera le tarif SPEDE actuel de 8,574 ¢/m³ et représentera près de la moitié du prix de la molécule fossile elle-même. Le solde non récupéré des années 2024-2025 et 2025-2026 atteint déjà 234,2 M\$, et le distributeur projette un cumul de 1 434 M\$ à l'horizon 2031-2032.

Les prévisions déposées au présent dossier prolongent cette trajectoire jusqu'en 2035, et le distributeur les présente selon deux scénarios : avec ou sans affectation des revenus tirés de la vente des unités de conformité³⁴.

Année	Avec UC (M\$)	Sans UC (M\$)	Écart (M\$)
2027	160,9	160,9	—
2029	125,0	222,8	97,8
2031	153,0	288,9	135,9
2033	131,2	251,3	120,1
2035	100,7	204,6	103,9
Cumul 2027-2035	1 176	1 998	822

Deux enseignements en découlent. Le premier est que la socialisation ne s'estompe pas : elle culmine à 288,9 M\$ en 2031 et demeure supérieure à 100 M\$ en 2035, neuf ans après. Le second est que l'écart entre les deux scénarios, 822 M\$ sur neuf ans, est la valeur des attributs carbone. C'est le montant que la clientèle paiera, ou ne paiera pas, selon que ces attributs soient correctement valorisés.

2.3 Ce que la socialisation pèse désormais

La cause tarifaire ventile le revenu requis par service³⁵. Cette ventilation situe la socialisation par rapport aux services que le réseau rend effectivement.

Service	Réel 2025 (M\$)	CT 2025-2026 (M\$)	CT 2026-2027 (M\$)
Distribution	729,2	729,1	690,8
Transport	143,1	136,8	130,3
Équilibrage saisonnier et flexibilité	184,5	176,3	218,4

³³ Trajectoire des frais de socialisation : D-2026-059, tableau 1, scénario de récupération sur quatre ans. Consommation du cas type résidentiel (maison unifamiliale de taille moyenne, 1 955 m³ par année) selon Énergir, cause tarifaire 2026-2027, R-4334-2026, pièce B-0033, Énergir-G, Document 1.

³⁴ Idem, renseignement 4. Les montants s'entendent hors cavalier tarifaire; celui-ci s'ajoute de 2027 à 2030 pour la récupération du solde antérieur.

³⁵ Énergir, Établissement du revenu requis, cause tarifaire 2026-2027, R-4334-2026, pièce B-0063, Énergir-N, Document 1, p. 3. Les valeurs de 2026-2027 correspondent à la demande du distributeur, fondée sur un étalement sur trois ans; la Régie a depuis imposé un étalement sur quatre ans.

Service	Réel 2025 (M\$)	CT 2025-2026 (M\$)	CT 2026-2027 (M\$)
SPEDE	8,9	9,7	7,6
Socialisation du GSR	8,1	55,8	285,4
Revenu requis total	1 073,8	1 107,7	1 332,5

Tableau 10 — Revenu requis de la clientèle réglementée, par service, en millions de dollars.

La socialisation a été multipliée par trente-cinq en deux ans. Elle représente désormais 21,4 % du revenu requis total : elle dépasse le service d'équilibrage et pèse plus du double du service de transport. Après la distribution, c'est le poste le plus lourd du coût de service, et le seul qui augmente fortement, la distribution reculant de 38,3 M\$, le transport de 6,5 M\$ et le SPEDE de 2,1 M\$.

Les tarifs de distribution, de transport et d'équilibrage baissent de 1,8 %.
La socialisation du gaz de source renouvelable ajoute 228,3 M\$.
La facture des clients augmente de 18,63 %.

L'ajustement du seul service de socialisation atteint 399,8 %³⁶. Il ne s'agit ni d'une dérive des coûts d'exploitation ni du prix de l'énergie : le réseau gazier québécois coûte moins cher à exploiter cette année que l'an dernier, et le prix moyen des contrats de GSR approuvés ne progresse que de 9 % sur quatre ans. La totalité de la hausse provient d'un dispositif réglementaire.

Il en découle une règle pour l'examen des trajectoires : évaluer une exigence en fonction du pourcentage qu'elle affiche n'a aucune valeur prédictive sur son coût. Le pourcentage est un objectif; le volume invendu est la facture.

³⁶ Idem, tableau 4. Ajustement tarifaire du service de socialisation du GSR : + 228,3 M\$, soit + 399,8 %. Baisse de 1,8 % des services de distribution, transport et équilibrage; hausse globale de 18,63 % incluant les ajustements d'inventaire relatifs au SPEDE.

3. L'organisation : un acheteur unique, contraint, et mal outillé

Le ministre relève que la majorité des contrats d'approvisionnement ont été conclus hors Québec, notamment aux États-Unis. Parallèlement, environ 90 % du gaz de source renouvelable produit au Québec est exporté vers les États-Unis, où ses attributs environnementaux se valorisent mieux³⁷. Ces deux faits sont les deux extrémités d'une même chaîne d'inefficience.

3.1 Le mécanisme, en six maillons

- 1. Le prix québécois est plafonné en dollars par gigajoule de molécule.** Les balises fixées par la Régie sont de 45 \$₂₀₂₂/GJ pour les projets de moins de 5 Mm³, de 35 \$₂₀₂₂/GJ pour les plus importants, et de 25 \$/GJ en moyenne de portefeuille. Aucune ne comporte de prime pour l'intensité carbone.
- 2. Les marchés américains rémunèrent l'intensité carbone, non le volume.** Les régimes de type Low Carbon Fuel Standard paient d'autant plus que la molécule est peu carbonée.
- 3. Les meilleurs projets québécois exportent donc.** Ce sont précisément les projets agricoles et de biométhanisation, à faible intensité carbone, c'est-à-dire ceux dont la valeur climatique est la plus élevée.
- 4. Les distributeurs contractent l'offre marginale.** Celle-ci est majoritairement étrangère et davantage constituée de gaz d'enfouissement.
- 5. Et ils la paient cher, parce qu'ils sont légalement contraints.** Un acheteur tenu d'acquérir un volume déterminé avant une date déterminée, sur un marché peu profond, n'a aucun pouvoir de négociation. Cette position de faiblesse est fabriquée par la structure même de l'obligation.
- 6. La valeur des attributs tirés de ces importations est mutualisée.** Les revenus nets de la vente des unités de conformité sont intégrés au tarif du gaz renouvelable et répartis sur l'ensemble des volumes acquis, quelle que soit leur origine.

Le consommateur québécois finance, au prix fort, l'importation des molécules les moins performantes, pendant que les plus performantes, produites ici, sont valorisées ailleurs.

3.2 L'ampleur de la dépendance, et pourquoi elle est rationnelle

Année tarifaire	En territoire (10 ³ m ³)	Hors territoire (10 ³ m ³)	Part hors territoire
2025-2026	57 598 (13 contrats)	206 189 (11 contrats)	78,2 %
2026-2027	59 681 (13 contrats)	240 385 (11 contrats)	80,1 %
2027-2028	94 696 (13 contrats)	269 777 (11 contrats)	74,0 %
2028-2029	96 771 (13 contrats)	275 992 (11 contrats)	74,0 %

Tableau 11 — Origine des volumes de GSR contractés. Onze contrats hors territoire pèsent plus lourd que treize contrats québécois.

Énergir confirme elle-même le sens des flux : examinant une proposition américaine visant à réduire de moitié les crédits attribués aux biocarburants importés, elle écrit que la mesure toucherait directement deux lieux d'enfouissement technique du Québec, puisque ceux-ci produisent du gaz de source renouvelable et l'exportent sur les marchés américains³⁸. Le constat ne relève donc pas d'une inférence : des producteurs québécois exportent, pendant que les distributeurs québécois importent.

³⁷ WHITMORE, J. et PINEAU, P.-O., Gaz naturel renouvelable au Québec, précité. Le rapport établit qu'environ 90 % du gaz de source renouvelable produit au Québec est exporté vers les États-Unis, où ses attributs environnementaux se valorisent à meilleur prix.

³⁸ Énergir, Plan d'approvisionnement gazier, R-4334-2026, pièce B-0006, Énergir-H, Document 1, section 1.2.2, à propos des modifications proposées au Renewable Fuel Standard américain le 17 juin 2025.

Les deux proportions se répondent. Le Québec exporte environ 90 % de ce qu'il produit et, comme l'établit le tableau qui précède, importe près de 80 % de ce qu'il contracte. **Ce ne sont pas deux problèmes distincts, mais un seul, vu de ses deux extrémités : les mêmes molécules traversent la frontière dans un sens, et d'autres la traversent en sens inverse.** Pour l'atteinte des cibles, le Québec ne manque pas de gaz de source renouvelable ; il finance celui des autres pendant que le sien s'en va.

La raison en est documentée par Énergir elle-même, qui chiffre la valorisation offerte par le marché californien du transport selon la filière :

Filière de production	Valorisation potentielle (\$US/MMBtu)
Fumier et lisier (intensité carbone la plus faible)	120
Résidus alimentaires	55
Eaux usées	45
Lieux d'enfouissement technique	39

Tableau 12 — Valorisation potentielle du GSR sur les marchés américains, secteur du transport, Californie. Ces valeurs supposent l'approbation de dispositions fiscales fédérales américaines encore en instance.

Le marché américain paie la performance carbone. Les balises québécoises paient le volume. Un producteur qui compare les deux ne fait pas un choix idéologique : il fait une addition.

3.3 Le coût réel de production

Filière	Prix moyen à la mise en service
Lieux d'enfouissement technique (captage du biogaz)	41,71 \$/GJ
Biométhanisation (agricole et industrielle)	57,43 \$/GJ
Deuxième génération (gaz de synthèse)	40 à 90 \$/GJ
Rappel, gaz naturel fossile (fourniture)	4,72 \$/GJ

Tableau 13 — Coûts de production par filière.

Le gaz de source renouvelable coûte de neuf à douze fois le prix du gaz fossile qu'il remplace. Ce rapport est le fait central du présent dossier : c'est lui qui produit le surcoût, et donc les frais de socialisation.

Une objection mérite d'être écartée : le surcoût serait-il justifié parce que le gaz coûterait plus cher au Québec ? Les données d'Énergir établissent le contraire. Le Québec s'approvisionne à Dawn, à 4,73 \$CAN/GJ, soit environ 1,7 fois le prix albertain, écart qui correspond au coût du transport est-ouest, mais moins que le cours de référence américain converti, à 5,38 \$CAN/GJ. Le surcoût du gaz renouvelable ne s'ajoute donc pas à une énergie plus chère qu'ailleurs.³⁹

3.4 Le potentiel québécois

Le présent dossier revient constamment à une question : de quel gisement le Québec dispose-t-il réellement ? Les chiffres qui circulent varient d'un facteur vingt, parce qu'ils ne mesurent pas la même chose.

Source	Nature du potentiel	Valeur publiée
WSP et Deloitte, 2018	Technico-économique à 2030, au prix de 15 \$/GJ	144,3 M GJ

³⁹ Énergir, rapport mensuel sur le coût détaillé du service de fourniture, juillet 2025, comparaison des points de livraison pondérée sur douze mois, évaluation de juin 2025. Conversions en dollars canadiens par gigajoule effectuées par le distributeur.

Source	Nature du potentiel	Valeur publiée
WSP et Deloitte, 2018	Le même potentiel, aux prix de 10 et de 20 \$/GJ	51 et 182 M GJ
WSP et Deloitte, 2018	Technico-économique, 1 ^{re} génération, à 15 \$/GJ	25,8 M GJ
Énergir, 2024	Technique, sans hypothèse de prix	237 Bcf (71 TWh)
Énergir, 2026	Accessible d'ici 2035	250 à 380 Mm ³

Tableau 14 — Estimations du potentiel de production québécois, dans l'unité et selon la définition de chaque source.

Trois notions se succèdent dans ce tableau. Le potentiel **technique** recense ce qu'il serait matériellement possible de produire. Le potentiel **technico-économique** en retranche ce dont le coût excède un prix de référence. Le potentiel **accessible** ne retient que ce qui sera vraisemblablement développé à une échéance donnée.

La deuxième notion dépend entièrement du prix retenu, et l'étude de 2018 le démontre elle-même : le même potentiel s'établit à 51 millions de GJ au prix de 10 \$/GJ, à 144,3 millions à 15 \$/GJ et à 182 millions à 20 \$/GJ⁴⁰. **Le potentiel triple sur une plage de dix dollars.** Or le prix de 15 \$/GJ n'est pas un coût observé, et les coûts constatés depuis se situent entre 41,71 et 57,43 \$/GJ.

Certains auteurs ont d'ailleurs énoncé en 2018 la condition qui annule leur résultat : si la production des lieux d'enfouissement n'est pas valorisée au Québec, le potentiel technico-économique « *serait nul* » au prix retenu, et il faudrait 38 \$/GJ pour mobiliser les 25,8 millions de GJ de première génération⁴¹. Cette condition est réalisée : cette production s'exporte. Interrogées sur ce même potentiel en mai 2024, trois des cinq tables ayant répondu à l'atelier de HEC Montréal l'ont jugé irréaliste, au motif qu'il suppose l'affectation de l'ensemble de la biomasse à la production de gaz renouvelable⁴².

Le potentiel technique de 237 Bcf avancé par Énergir en 2024 n'est assorti d'aucune hypothèse de prix, et 87 % en proviendraient de la gazéification et de la méthanation, technologies que la présentation qualifie d'« *encore en développement* »⁴³.

Ce que le Québec peut réellement produire

Une seule des cinq estimations approche la question posée, parce qu'elle est ventilée par degré de certitude et déposée au présent dossier. Énergir évalue le potentiel qu'elle estime pouvoir contracter d'ici 2035 à **250 à 380 Mm³ par année**, soit de 9,6 à 14,6 millions de gigajoules⁴⁴. Sur ce total, 125 Mm³ sont déjà contractés, 30 à 35 Mm³ correspondent à des projets subventionnés, 50 à 70 Mm³ dépendent d'un

⁴⁰ CORDIER, M. et al., précité. Les auteurs présentent le prix de 15 \$/GJ comme « *une valeur généralement concurrentielle avec l'électricité au Québec* », et non comme un coût constaté. Deux ans plus tôt, le rapport de balisage remis à la Régie envisageait des tarifs de rachat de 8 \$/GJ pour les plus grands lieux d'enfouissement à 32 \$/GJ pour les plus petits projets agricoles (AUDETTE, S. et al., précité, p. 119).

⁴¹ Idem, p. 10 : « *Ainsi, si le GNR issu des LET n'est pas valorisé au Québec en 2018, le potentiel technico-économique serait nul en considérant un même prix de rachat de 15 \$/GJ. À moins de mesures réglementaires, pour atteindre le potentiel technico-économique initialement estimé de 25,8 millions de GJ, un prix de rachat de 38 \$/GJ serait requis.* »

⁴² WHITMORE, J. et PINEAU, P.-O., Gaz naturel renouvelable au Québec, précité, p. 31 : « *Sur les cinq tables qui ont répondu, trois ne considéraient pas ce potentiel réaliste, car il ne tient pas compte notamment de la concurrence des usages pour la biomasse sur le marché.* » La question était optionnelle; six tables composaient l'atelier. Le rapport y exprime le potentiel de 2018 en 142 PJ, soit 3 677 Mm³. Les participants ont recommandé qu'une étude du potentiel commercial maximum réalisable soit produite; elle ne l'a pas été.

⁴³ ÉNERGIR, Atelier GNR, précité, diapositive 17. Le potentiel technique de 237 Bcf (71 TWh) s'y répartit ainsi : gazéification 53 %, méthanation 34 %, fumier et lisier 5 %, lieux d'enfouissement 4 %, gestion des eaux usées 2 %, résidus alimentaires 2 %. La présentation indique que « *le potentiel inexploité dépendra beaucoup de technologies encore en développement* ».

⁴⁴ ÉNERGIR, pièce Énergir-1, Document 1, précitée, section 1.1 et tableau 1 : contrats québécois signés 125 Mm³; projets déjà subventionnés 30 à 35 Mm³ d'ici 2030; projets dépendant d'un futur programme de soutien 50 à 70 Mm³; développement à moyen terme et technologies de 2^e et 3^e générations 50 à 150 Mm³. Les prix moyens associés à chaque catégorie ont été rendus publics dans la version révisée du 2 septembre 2026. La conversion en gigajoules retient le pouvoir calorifique de 38,32 GJ/10³ m³ du RDOCECA, tableau 1-1.

programme de soutien qui n'existe pas encore, et 50 à 150 Mm³ reposent sur des technologies non commercialisées.

Ce chiffrage a toutefois un périmètre précis : il recense les projets qu'un distributeur suit ou espère contracter, et non la production que le Québec pourrait mettre en service⁴⁵. Trois ensembles en sont absents : les trois projets qu'Enbridge Gaz Québec négocie dans sa franchise de l'Outaouais, pour 26,39 Mm³ par année; les demandes déposées au programme de soutien, dont les données ne sont pas publiées; et surtout la production québécoise déjà en service, mais exportée.

Rapporté aux 5 733 Mm³ que le même distributeur prévoit livrer en 2035, ce potentiel représente **de 4,4 % à 6,6 % du volume distribué**⁴⁶. Il couvrirait donc l'obligation actuelle de 5 %, la couvrirait partiellement au seuil de 7 % prévu pour 2028-2029, et n'en couvrirait qu'entre 44 % et 66 % si le seuil de 10 % envisagé était retenu.

L'expert mandaté par la Régie parvient au même résultat par le même calcul. Dans l'avis qu'il a déposé au présent dossier, il conclut que cette production, **même entièrement retenue au Québec, ne représenterait qu'environ 4,4 à 6,6 % des volumes qu'Énergir projette distribuer en 2035**⁴⁷. Il souligne en outre que la fourchette déposée par le distributeur décrit un portefeuille de projets jugés accessibles, et non une estimation indépendante du potentiel économique.

Ces proportions rapportent le gisement aux livraisons que le distributeur projette pour 2035. Elles s'élèveraient si la consommation gazière baissait davantage que prévu : ce qui est précisément l'effet recherché par les mesures d'efficacité énergétique, auxquelles le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques assigne 14 TWh d'économies de gaz naturel d'ici 2050. Le gisement québécois couvre donc une part d'autant plus grande de l'obligation que la demande à couvrir est réduite.

La version révisée de cette pièce, déposée le 2 septembre 2026, lève le caviardage qui masquait les prix. Le potentiel accessible peut donc désormais être lu non seulement en volumes, mais en coût⁴⁸.

Catégorie	Volumes (Mm ³)	Prix moyen (\$ ₂₀₃₅ /GJ)	Prix implicite du carbone
Contrats québécois déjà signés	125	30,7	≈ 530 \$/t
Projets déjà subventionnés	30 à 35	≈ 45	≈ 820 \$/t
Futurs projets subventionnés	50 à 70	≈ 50	≈ 920 \$/t
Moyen terme, 2 ^e et 3 ^e générations	50 à 150	≈ 50 à 60	≈ 920 à 1 120 \$/t
Total du potentiel accessible	250 à 380	≈ 40 à 47	≈ 720 à 860 \$/t

Tableau 15 — Coût du potentiel de production québécois, en dollars de 2035-2036, et prix implicite du carbone correspondant.

Trois enseignements se dégagent de ces prix.

⁴⁵ Le distributeur précise être « en suivi actif auprès de plusieurs promoteurs de projets de production de GSR au Québec » et qualifie les catégories prospectives d'« estimations de haut niveau au meilleur de la connaissance d'Énergir ». Enbridge Gaz Québec négocie pour sa part trois projets dans sa franchise de l'Outaouais, totalisant 26,39 Mm³ par année, qui ne figurent pas dans cette estimation. Au 11 mars 2024, le ministère avait par ailleurs reçu 58 demandes de participation au Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, dont les données ne sont pas publiques.

⁴⁶ Idem, tableau 7 : le distributeur projette 5 733 Mm³ de livraisons totales en 2035. Les proportions indiquées rapportent le potentiel accessible à ce volume.

⁴⁷ MARCOUX, B., Le gaz renouvelable dans la transition énergétique du Québec : trajectoires, usages, coûts, sécurité énergétique et gouvernance, avis déposé à la Régie de l'énergie dans le dossier R-4353-2026, pièce A-0035, 10 septembre 2026, section 3.3. L'expert y précise que la fourchette déposée par Énergir « décrit le portefeuille de projets qu'Énergir juge accessibles, et non une estimation indépendante du potentiel économique », et que « sa partie supérieure dépend de nouveaux soutiens publics, de technologies émergentes et de projets qui ne sont pas encore réalisés ».

⁴⁸ ÉNERGIR, Réponse d'Énergir à la demande de renseignements de la Régie, dossier R-4353-2026, pièce Énergir-1, Document 1, version révisée du 2 septembre 2026, tableau 1. Cette version porte la mention « caviardage retiré » : les prix moyens par catégorie, masqués dans la version du 31 août, y sont rendus publics. Le prix implicite du carbone est obtenu en retranchant le taux de fourniture du gaz naturel, soit 4,72 \$/GJ, puis en divisant par le facteur d'émission de 49,3 kg éq. CO₂/GJ établi à la section 1. La convention retenue ne déduit pas la valeur du tarif SPEDE évité, faute de pouvoir établir si le prix d'acquisition publié en tient déjà compte; cette déduction ramènerait le prix implicite du portefeuille à une fourchette de 680 à 810 \$ la tonne, soit un écart uniforme de 45 \$ la tonne.

D'abord, **le coût croît avec l'incertitude**. Les contrats déjà signés reviennent à 30,7 \$/GJ; les projets subventionnés à venir, à 50 \$/GJ; ceux qui reposent sur des technologies émergentes, jusqu'à 60 \$/GJ. Le gisement n'est pas seulement étroit : il est de plus en plus cher à mesure qu'on s'en éloigne.

Ensuite, **le prix implicite du carbone du gisement futur dépasse le double de celui établi à la section 1**. Le mémoire a chiffré à 362 \$ la tonne le coût du dispositif actuel, calculé sur le tarif en vigueur. Au prix moyen du portefeuille québécois accessible en 2035, ce coût atteindrait de 720 à 860 \$ la tonne, et dépasserait 1 000 \$ pour les filières de deuxième et de troisième génération.

Enfin, le distributeur avance lui-même un comparateur : il rapproche son prix moyen de 47 \$/GJ du coût que représenteraient, selon Hydro-Québec, les alternatives renouvelables au-delà de 2035. **Ce rapprochement est éclairant, mais il compare deux coûts d'approvisionnement, non deux coûts par tonne évitée**. Une alternative électrique renouvelable n'émet rien; le gaz de source renouvelable évite des émissions sans les supprimer. À prix égal par gigajoule, le rendement carbone diffère.

Le cas de la production exportée

Huit installations québécoises produisaient du gaz de source renouvelable en 2023, pour une capacité annuelle d'environ 118,5 Mm³, dont 104 Mm³ issus des lieux d'enfouissement technique. Ces derniers sont exportés à 92 %, et la production québécoise l'est à environ 90 % au total⁴⁹. **Cette production existe, elle est en service, et elle n'entre dans aucune des estimations de potentiel.**

Elle constitue pourtant le gisement le plus immédiatement disponible : il ne s'agit pas de construire des installations, mais de les consommer au Québec plutôt qu'aux États-Unis. Ajoutée au potentiel contractable, elle porterait le total à quelque 350 à 490 Mm³ par année, soit de 6 % à 8,5 % du volume que le distributeur prévoit livrer en 2035.

L'effet sur la capacité à satisfaire l'obligation est net.

Seuil réglementaire	Besoin en 2035	Couvert sans rapatriement	Couvert avec rapatriement
5 %	287 Mm ³	87 % à 100 %	100 %
7 %	401 Mm ³	62 % à 95 %	86 % à 100 %
10 %	573 Mm ³	44 % à 66 %	60 % à 85 %

Tableau 16 — Part de l'obligation réglementaire couverte par la production québécoise, selon que la production actuellement exportée est ou non rapatriée. Besoins calculés sur les 5 733 Mm³ que le distributeur prévoit livrer en 2035.

Le rapatriement ne relève pas d'une interdiction d'exporter, que le présent mémoire ne recommande pas. Il relève du prix : la section 3.2 a établi que la production part parce que les marchés américains rémunèrent l'intensité carbone, ce que les balises québécoises ne font pas.

Un dernier ordre de grandeur situe l'enjeu. Rapportée non plus aux seuls volumes gaziers mais à l'ensemble de l'énergie consommée au Québec, **la cible de 10 % de gaz de source renouvelable prévue pour 2030 ne représente qu'environ 1,5 % des besoins énergétiques du Québec**⁵⁰. Le dispositif le plus coûteux par tonne évitée de tout l'arsenal québécois porte donc sur une fraction marginale de la consommation d'énergie.

La réponse à la question du potentiel tient en quatre constats. **Le Québec dispose d'un gisement réel, mais étroit** : de 4 à 7 % de sa consommation gazière selon les projets contractables, de 6 à 8,5 % en y

⁴⁹ WHITMORE, J. et PINEAU, P.-O., Gaz naturel renouvelable au Québec, précité, p. 3 et tableau 2 : huit projets québécois produisaient du gaz de source renouvelable en 2023, pour une capacité annuelle d'environ 118,5 Mm³, dont 104 Mm³ issus des lieux d'enfouissement technique, ces derniers étant exportés à 92 %. Le rapport établit qu'environ 90 % de la production québécoise est exportée vers les États-Unis. Le même rapport indique que « les approvisionnements locaux de GNR de 1^{re} génération seraient suffisants pour atteindre l'obligation de livrer 10 % de GNR dans le réseau gazier d'ici 2030 s'il y avait un rapatriement de la production exportée aux États-Unis et des gisements de matières organiques industrielles envoyées dans les digesteurs ontariens » (p. 10).

⁵⁰ BEAUDOIN, D., Rapport d'expertise dans le cadre de la demande d'avis à la Régie de l'énergie sur les modalités réglementaires qui pourraient être mises en place afin de réduire les impacts tarifaires pour les consommateurs tout en maximisant le développement et l'utilisation du gaz de source renouvelable produit au Québec, dossier R-4353-2026, version 1.4, 21 septembre 2026, sommaire exécutif, dimension 2.

ajoutant la production déjà en service mais exportée. De ce total, 155 à 160 Mm³ reposent sur des filières commerciales (contrats signés et projets subventionnés). Le reste dépend soit d'un programme de soutien à rétablir, soit de technologies de deuxième et troisième générations non commercialisées. Or, sans ces dernières, le potentiel se réduit à 205 à 230 Mm³, soit environ **4 % du volume distribué en 2035, ou 5,5 %** avec le rapatriement de la production exportée. **Le gisement le plus accessible est celui qui existe déjà** et qui part aux États-Unis faute d'être rémunéré ici à sa performance carbone. **Et même rapatrié, ce gisement ne suffirait pas à une exigence de 10 %** : au-delà d'environ 8 %, l'obligation ne peut être satisfaite qu'en important.

Ce constat n'écarte pas la filière québécoise : il en fixe l'échelle. Un gisement étroit et coûteux rend d'autant plus décisive la question de son affectation, qu'examine la partie II.

PARTIE II

Trois niveaux d'efficiency à rechercher

4. Premier niveau — l'efficacité de l'instrument

La partie I a établi trois faits. Le dispositif actuel impose un prix du carbone de 362 \$ la tonne. Il génère une charge de socialisation qui sera multipliée par soixante en sept ans. Et il oriente le financement vers les molécules les moins performantes.

Ces trois faits ont une cause commune, et elle n'est pas le gaz renouvelable. Elle est l'absence d'un critère de rendement.

4.1 Le critère manquant

Aucun instrument de la politique énergétique québécoise n'est aujourd'hui évalué à l'aune du nombre de tonnes qu'il élimine par dollar dépensé. Chacun est jugé sur son propre objectif : le SPEDE sur son plafond d'émissions, l'exigence de GSR sur son pourcentage de livraison, et les programmes de soutien (Programme d'encouragement à la décarbonation, Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, Écocamionnage) sur les volumes ou les projets qu'ils permettent.

Il en résulte une situation que personne n'a voulue : trois instruments coexistent, imposent trois prix du carbone différents dans un rapport de un à huit, et nul ne peut arbitrer entre eux, faute d'une mesure commune.

Le Programme d'encouragement à la décarbonation l'illustre. Son coût par tonne évitée n'est publié nulle part, et il n'est pas calculable à partir des pièces déposées : l'aide y est exprimée par mètre cube distribué, et le programme finance à la fois l'achat volontaire de gaz de source renouvelable et la biénergie, dont les taux de réduction diffèrent⁵¹. Un instrument dont on connaît le budget, mais pas le rendement carbone, ne peut être comparé à aucun autre.

On ne peut gérer que ce que l'on mesure.

Le premier niveau d'efficacité est donc celui de la mesure. Il est aussi le moins coûteux à corriger : il ne demande ni investissement, ni modification de la structure industrielle, mais une convention de calcul et une obligation de publication.

4.2 Ce que permettrait un prix en tonne évitée publié

Un prix par tonne publié servirait immédiatement à trois choses, sans exiger aucun moyen nouveau.

Comparer. Une aide financière à la conversion, une exigence réglementaire et un tarif dédié deviennent commensurables.

Arbitrer. À enveloppe donnée, la question « *quel instrument achète le plus de tonnes ?* » admet une réponse chiffrée plutôt qu'une préférence.

Corriger. Un instrument dont le prix implicite dérive au fil des ans devient visible avant que la dérive n'atteigne un facteur soixante.

4.3 Un plafond protecteur du consommateur

La publication seule ne suffit pas. Un chiffre publié mais sans conséquence est un chiffre ignoré.

⁵¹ Le Programme d'encouragement à la décarbonation verse une aide moyenne de 3,85 ¢/m³, établie par mètre cube distribué (R-4287-2024). Ce mode d'expression ne permet pas d'en déduire un coût par tonne : le programme finance à la fois l'achat volontaire de gaz de source renouvelable et la biénergie, dont les taux de réduction diffèrent, et le nombre de tonnes effectivement évitées n'est pas publié.

Option consommateurs propose donc une règle de gouvernance simple : aucun instrument de politique énergétique ne devrait imposer un prix implicite du carbone excédant un multiple déterminé du prix courant du marché québécois du carbone, sans autorisation explicite et publique.

Cette règle ne fige rien. Elle n'interdit pas de payer davantage lorsque des raisons le commandent, sécurité d'approvisionnement, développement d'une filière, absence d'alternative technique. Elle exige seulement que ces raisons soient nommées et assumées, plutôt que dissimulées dans un tarif global.

C'est la protection institutionnelle que le consommateur captif requiert. Elle vaut pour le gaz de source renouvelable aujourd'hui, et pour le prochain instrument demain.

4.4 Une durée de vie limitée

L'exigence actuelle repose sur des études de potentiel construites autour d'un prix d'achat de 15 \$/GJ. Les coûts observés sont de 41,71 à 57,43 \$/GJ. Sept ans se sont écoulés sans que l'écart déclenche de réexamen.

Ce n'est pas une négligence : c'est le comportement normal d'un dispositif qui n'a pas d'échéance. Un instrument reconduit par défaut n'est jamais réévalué, parce que personne n'a l'obligation de le défendre.

R-1 Que soit publié annuellement le prix implicite du carbone de chaque instrument de politique énergétique québécois, calculé selon une méthode uniforme et rendue publique.

R-2 Qu'aucun instrument ne puisse imposer un prix implicite du carbone excédant un multiple déterminé du prix courant du marché québécois du carbone sans autorisation explicite et publique.

R-14 Assortir tout instrument d'une revue quinquennale portant sur le coût réalisé par tonne évitée et d'une clause d'extinction en l'absence de reconduction explicite.

5. Deuxième niveau — l'efficacité de l'allocation

Le gisement québécois de gaz de source renouvelable est étroit, cher, et déjà largement engagé. La question est donc de savoir où le diriger.

5.1 Le critère : le rendement carbone de l'usage

Un même mètre cube de gaz renouvelable n'évite pas la même chose selon l'endroit où il brûle. Dans un bâtiment, il remplace du gaz fossile, dont la tonne évitée peut aussi être obtenue par une thermopompe. Dans un camion lourd, il remplace du diesel, pour lequel aucune solution de rechange mature n'existe avant 2035.

Le critère pertinent n'est pas la nature de l'usage ni la catégorie tarifaire du client. C'est le coût de la tonne évitée dans cet usage, comparé au coût de la meilleure alternative disponible.

Rendement carbone comparé des principaux usages

Usage	Alternative disponible	Rendement carbone du GSR
Chaleur industrielle à haute température	Aucune à court terme	Élevé
Transport lourd longue distance	Aucune avant 2035	Élevé
Pointe hivernale (biénergie)	Capacité électrique nouvelle, très coûteuse	Élevé
Usages en matière première (chimie)	Aucune, l'atome est le produit	Élevé
Chaleur de procédé à basse température	Électrification directe	Faible
Eau chaude domestique	Thermopompe et hydroélectricité	Faible
Chauffage résidentiel de base	Thermopompe et hydroélectricité	Faible

Tableau 17 — Classement des usages selon le coût comparé de la tonne évitée. Un rendement faible ne signifie pas que l'usage est illégitime : il signifie que la même tonne s'y obtient à meilleur compte autrement. Ce classement rejoint celui qu'a établi CanmetÉNERGIE, division de Ressources naturelles Canada, pour qui le gaz de source renouvelable « a un rôle important à jouer pour certaines applications difficiles à électrifier et qui n'ont pas d'alternatives plus efficaces ».

Une précision s'impose, car elle conditionne la lecture du tableau. Un rendement carbone faible ne disqualifie pas un usage. Il indique seulement que, pour cet usage, la ressource rare est employée là où une ressource abondante ferait le même travail. C'est une question d'ordre de priorité, non de légitimité.

5.2 L'équité par la substituabilité

Le projet de règlement publié en avril 2026, que le ministre a décidé de ne pas recommander, illustre la logique d'allocation actuellement à l'œuvre. Il exemptait les consommateurs industriels et agricoles des cibles par catégorie, tout en portant la clientèle résidentielle à 10 % et la clientèle commerciale à 16 % en 2032.

Le Projet exempterait les clients exposés à la concurrence. Il aurait fallu exempter ceux qui ne peuvent techniquement pas se passer du gaz. Ce ne sont pas les mêmes clients.

Un industriel dont le procédé exige une flamme à haute température ne peut pas électrifier. Un ménage qui chauffe une maison le peut. Répartir la charge selon l'exposition commerciale plutôt que selon la capacité technique inverse exactement l'ordre logique, et concentre le coût sur ceux qui disposent du moins de moyens d'y répondre.

5.3 Ce que l'allocation actuelle coûte au consommateur

Énergir a chiffré, pour l'année 2026-2027, l'incidence de la hausse tarifaire sur des cas types⁵². La hausse des frais de socialisation en constitue la composante principale, à hauteur de 228,3 M\$ pour le seul exercice.

Cas type	Hausse annuelle	Variation
Maison unifamiliale, 1 955 m ³	+ 44 \$	+ 2,8 %
Commercial — 11 000 m ³	+ 325 \$	+ 4,4 %
Bureau institutionnel, 76 000 m ³	+ 2 721 \$	+ 6,2 %
École secondaire, 330 000 m ³	+ 13 101 \$	+ 7,7 %
Client industriel, 20 Mm ³	+ 724 528 \$	+ 13,5 %

Tableau 18 — Incidence tarifaire par cas type pour l'année 2026-2027, tous éléments compris, selon les simulations déposées par le distributeur.

Ces chiffres appellent une lecture prudente, et Option consommateurs tient à en préciser la portée plutôt qu'à en tirer un effet.

La charge de socialisation s'applique au volume consommé. Il est donc normal et attendu qu'un client industriel acquitte, en dollars, un montant sans commune mesure avec celui d'un ménage. Le tableau ci-dessus ne démontre pas, en lui-même, une répartition inéquitable : il reflète d'abord une différence d'échelle de consommation.

Comment un client échappe à la charge

Le mécanisme mérite d'être décrit précisément, car il détermine qui paie.

Les frais de socialisation ne s'appliquent qu'aux clients dont l'achat volontaire de gaz de source renouvelable demeure inférieur au seuil réglementaire. Le raisonnement est le suivant : celui qui achète volontairement l'équivalent du seuil a rempli l'obligation pour son propre compte; il ne reste, en ce qui le concerne, aucun volume invendu à répartir. **Le critère est donc une proportion de la consommation, non un volume absolu, et il est en droit accessible à tout client, quelle que soit sa taille.**

À cet allègement s'en ajoute un second, moins visible. Le gaz de source renouvelable est exempté du tarif SPEDE : ses émissions de combustion sont dites biogéniques et n'obligent pas le distributeur à acquérir des droits d'émission. Le client qui en achète cesse donc de payer les 8,574 ¢/m³ de ce tarif sur les volumes concernés. Cet avantage est déjà pris en compte dans le surcoût de 68,426 ¢/m³ retenu à la section 1.

Ces deux allègements ne relèvent pas de la pratique commerciale du distributeur : ils sont inscrits aux Conditions de service et Tarif approuvées annuellement par la Régie, et le seuil qui les déclenche est celui du Règlement lui-même : 2 % en 2023-2024, 5 % en 2025-2026, 10 % en 2030-2031. L'exemption du tarif SPEDE y figure également, et le distributeur précise qu'elle ne s'applique qu'à l'achat volontaire, non aux frais de socialisation.⁵³⁵⁴

Une conséquence de ce mécanisme mérite d'être signalée, car elle est contraire à l'intention affichée. **L'exonération est tout ou rien** : le client qui achète moins que le seuil acquitte les frais de socialisation sur la totalité de sa consommation, y compris sur les volumes de gaz de source renouvelable qu'il a lui-même achetés.

⁵² Énergir, Faits saillants de la cause tarifaire 2026-2027, R-4334-2026, pièce B-0033, Énergir-G, Document 1, section 2.1.

⁵³ Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3, art. 1 et 2, qui fixe les seuils d'injection à 2 % pour 2023-2024, 5 % pour 2025-2026 et 10 % pour 2030-2031. L'exonération elle-même relève des Conditions de service et Tarif du distributeur, approuvées annuellement par la Régie : « les client-e-s dont l'achat volontaire de GNR est égal ou supérieur, par rapport à leur propre consommation de gaz, à la proportion de GNR correspondant au seuil minimal du règlement gouvernemental [...] ne sont pas assujettis au tarif des frais de socialisation du GNR ».

⁵⁴ ÉNERGIR, Conditions de service et Tarif : « l'achat volontaire de GNR est exempté du service système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) d'Énergir lors de la facturation ». Le distributeur précise par ailleurs que « les clients assujettis ne pourront pas bénéficier de l'exemption du SPEDE sur les frais de socialisation GNR, contrairement à l'achat volontaire de GNR ».

Part de GSR achetée	Surcoût de l'achat	Frais de socialisation	Total payé
Aucun achat	—	91 \$	91 \$
2 %	27 \$	91 \$	118 \$
4 %	54 \$	91 \$	144 \$
5 % — seuil atteint	67 \$	—	67 \$

Tableau 19 — Effet de seuil du mécanisme d'exonération, pour une maison unifamiliale consommant 1 955 m³ par année.

Il en résulte qu'un achat partiel coûte plus cher que l'absence d'achat. Le ménage qui achète 4 % (soit une démarche volontaire, et un surcoût assumé) paie 144 \$, contre 91 \$ s'il n'avait rien fait. L'effort n'est pas récompensé : il est pénalisé. Le distributeur a lui-même relevé cette anomalie et proposé de la corriger.⁵⁵

Option consommateurs appuie cette correction. Elle observe cependant qu'elle ne change rien à l'asymétrie décrite plus haut : **elle rend le mécanisme moins punitif, non plus accessible**. Le coût de la démarche demeure le même pour tous, et le gain qu'elle procure demeure proportionnel à la consommation.

Un exemple chiffré éclaire l'arbitrage. Il compare, pour quatre profils de clients, les frais de socialisation évités et le coût de l'achat volontaire qui permet de les éviter⁵⁶.

Profil de client	Consommation	Socialisation évitée	Coût de l'achat	Solde	Solde par m ³
Maison unifamiliale	1 955 m ³	91 \$	67 \$	+ 24 \$	+ 1,23 ¢/m ³
Commercial	11 000 m ³	512 \$	376 \$	+ 135 \$	+ 1,23 ¢/m ³
École secondaire	330 000 m ³	15 345 \$	11 290 \$	+ 4 055 \$	+ 1,23 ¢/m ³
Client industriel	20 Mm ³	930 000 \$	684 260 \$	+ 245 740 \$	+ 1,23 ¢/m ³

Tableau 20 — Frais de socialisation évités et coût de l'achat volontaire permettant de les éviter, pour quatre profils de clients, en 2026-2027.

Le résultat est le même pour tous : l'achat volontaire coûte moins cher que la charge qu'il permet d'éviter. L'écart représente 1,23 ¢ par mètre cube consommé : la différence entre les 4,65 ¢ de frais évités et les 3,42 ¢ que coûte l'achat de 5 % de la consommation. Ce solde est rigoureusement proportionnel au volume, quelle que soit la taille du client. En proportion, la règle est parfaitement neutre.

C'est en valeur absolue que l'asymétrie apparaît. **Le même arbitrage rapporte 24 \$ par année à un ménage et près de 246 000 \$ à un client industriel**. Or la démarche à accomplir est identique dans les deux cas : s'informer, comparer, souscrire un contrat d'approvisionnement, en suivre l'exécution. Ce coût de transaction ne varie pas avec la taille du client, alors que le gain, lui, varie exactement en proportion.

Il en résulte une conséquence prévisible. Un client industriel dispose d'un service d'approvisionnement énergétique dont c'est précisément le métier; l'arbitrage est fait, et il est rentable. Un ménage devrait entreprendre les mêmes démarches pour un gain annuel de l'ordre du prix d'un repas. **La règle est la même pour tous; sa mise en œuvre ne l'est pas.**

Le comportement observé le confirme. Chez Énergir, 1 939 clients seulement avaient adhéré à l'achat volontaire, et Enbridge Gaz Québec relève que « *la majorité des clients volontaires sélectionnent le niveau minimum pour éviter les frais de socialisation* ». L'adhésion s'arrête là où l'exemption est acquise, et elle ne commence pas là où le gain ne couvre pas la peine.

⁵⁵ Le distributeur a lui-même relevé cet effet et proposé d'y remédier : il « propose [...] de modifier le mécanisme actuel afin que ces frais soient appliqués uniquement à la portion résiduelle de GNT consommée par ces clients, évitant ainsi l'imposition de frais sur les volumes de GSR achetés et permettant de reconnaître les efforts réalisés pour se rapprocher du seuil » (R-4320-2025, pièce B-0040, réponse à la demande de renseignements).

⁵⁶ Le surcoût unitaire du gaz de source renouvelable est de 68,426 ¢/m³, soit le tarif de fourniture du GSR diminué du taux de fourniture du gaz naturel et du tarif SPEDE, conformément à la section 1.1. Les frais de socialisation retenus sont ceux de 2026-2027, soit 4,65 ¢/m³. Les volumes des cas types sont ceux des simulations déposées par le distributeur.

Option consommateurs constate donc une iniquité réelle. Elle observe toutefois que la corriger sans traiter sa cause ne ferait que la déplacer. **Alléger la charge d'une catégorie de clients revient à l'alourdir pour les autres, tant que le volume invendu demeure le même.** Le montant à répartir ne dépend pas de la clé de répartition : il dépend du nombre de mètres cubes que le règlement oblige à livrer et que personne n'achète.

Cette lecture rejoint celle du second expert mandaté par la Régie, qui va plus loin encore sur l'assiette : « **Faire le choix de société de tendre à un usage et une production importante de GSR est une décision dont il est injuste de faire porter les coûts aux seuls consommateurs de gaz** »⁵⁷. Option consommateurs partage ce constat. Elle observe toutefois qu'élargir l'assiette sans réduire le volume invendu ne ferait que répartir autrement une charge inchangée : la question de l'assiette vient après celle du volume, non à sa place.

C'est pourquoi le présent mémoire porte sur le volume avant de porter sur la répartition. Les recommandations qui suivent visent à réduire l'invendu, en redéfinissant l'unité de l'exigence, en élargissant les usages admissibles et en dirigeant la ressource là où elle évite le plus d'émissions. Une charge réduite se répartit plus équitablement qu'une charge inchangée.

**La question n'est pas de savoir qui paie le plus.
Elle est de savoir qui a les moyens d'y échapper.**

L'effet se mesure alors en trois asymétries.

- 1. Le client résidentiel ne dispose d'aucun levier de sortie.** L'exemption des frais de socialisation s'obtient en achetant volontairement une proportion de gaz de source renouvelable au moins égale au seuil réglementaire⁵⁸. Rien n'interdit à un ménage de le faire; ce qui l'en empêche est le coût, qu'il supporte sur un budget domestique là où une entreprise l'intègre à son prix de revient. Il ne peut davantage négocier son approvisionnement ni arbitrer entre les formes d'énergie.
- 2. Il ne bénéficie pas de l'exemption SPEDE.** Celle-ci s'applique à l'acheteur volontaire. Le client soumis aux frais de socialisation paie la charge sans obtenir l'avantage.
- 3. Il absorbe les transferts décidés ailleurs.** Le distributeur a chiffré l'effet d'une vente ciblée d'attributs à un client industriel, selon les modalités que réclamaient les grands industriels : le tarif de socialisation passerait de 3,50 à 3,68 ¢/m³⁵⁹. La différence est payée par ceux qui restent.

⁵⁷ BEAUDOIN, D., précité, sommaire exécutif.

⁵⁸ ÉNERGIR, Bulletin bleu, Tarifs et conditions de service, mai 2024, reproduit à l'annexe F de la pièce B-0056 (R-4287-2024) : les frais de socialisation « s'appliqueront aux clients dont l'achat de GNR est inférieur à 2 %, cible réglementaire actuelle de quantité de GNR devant être livrée, pour chaque cycle de facturation ». Le seuil réglementaire est passé à 5 % le 1^{er} octobre 2025.

⁵⁹ ÉNERGIR, Réponse à la demande de renseignements, dossier R-4320-2025, pièce B-0074, 19 mars 2026. Le distributeur y évalue l'effet d'une vente ciblée de gaz de source renouvelable à un client industriel selon les modalités proposées par l'Association des grands industriels du Québec : le tarif de socialisation passerait de 3,50 à 3,68 ¢/m³, ce dernier correspondant au rapport entre un coût à socialiser de 205,2 M\$ et une consommation résiduelle de gaz naturel traditionnel de 5 570 Mm³, réduite du volume du client devenu exempté.

6. Troisième niveau — l'efficacité de l'organisation

Un instrument bien mesuré et une ressource bien allouée ne suffisent pas si l'organisation qui les met en œuvre gaspille ce qu'elle a déjà. Ce troisième niveau est le moins discuté et le plus déterminant.

6.1 Les actifs : ce que vaut un réseau déjà construit

Le réseau gazier québécois existe. Il est construit, largement amorti, et payé par ses clients. La question de son avenir se pose donc en termes de rendement du capital immobilisé, non en termes de principe.

Ce que la Régie a elle-même établi

Dans le dossier R-4169-2021, portant sur les mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments, la Régie a examiné deux scénarios et en a chiffré l'écart⁶⁰.

Scénario	Capacité additionnelle requise en 2030	Coût de cette capacité
Électrification complète du chauffage des bâtiments	2 070 MW	2,7 G\$
Biénergie électricité – gaz naturel	63 MW	—
Écart évité	2 007 MW	≈ 1,7 G\$ d'économies

Tableau 21 — Comparaison des besoins en capacité de pointe.

Ces chiffres méritent d'être lus lentement. Électrifier entièrement le chauffage des bâtiments exigerait 2 070 MW de capacité additionnelle d'ici 2030, à un coût estimé à 2,7 G\$, soit environ 1 300 \$ par kilowatt de pointe. La biénergie, en confiant au gaz les seules heures les plus froides, ramène ce besoin à 63 MW.

Le réseau gazier rend donc, aujourd'hui, un service de capacité que le système électrique devrait autrement construire. Ce service n'est comptabilisé nulle part dans l'évaluation du dispositif GSR.

Le réseau gazier n'est pas seulement un vecteur de molécules. C'est une capacité de pointe déjà construite et déjà payée. Le charger d'usages que l'électricité rend à moindre coût gaspille cet actif ; lui confier la pointe le rentabilise.

Le distributeur chiffre lui-même cette valeur, et son estimation confirme que l'usage compte autant que le volume. Un milliard de pieds cubes de gaz de source renouvelable employé en biénergie éviteraient environ 350 MW de puissance, contre un peu plus de 100 MW en consommation continue dans le bâtiment et un peu plus de 40 MW dans l'industrie⁶¹. **Le même mètre cube évite donc huit fois plus de puissance selon qu'il est brûlé en pointe ou en base.**

Cette dimension échappe pourtant aux exercices d'évaluation existants. L'étude réalisée par CanmetÉNERGIE, une division de Ressources naturelles Canada, sur les usages du gaz de source renouvelable dans l'industrie, indique expressément que « *le rôle potentiel du GSR comme voie de stockage d'énergie et comme stratégie de réduction de la pointe électrique n'a pas été modélisé* »⁶². La valeur de capacité n'est donc pas contestée : elle n'a simplement jamais été mise en balance avec les autres usages.

⁶⁰ Régie de l'énergie, dossier R-4169-2021, décision du 19 mai 2022 et pièces déposées à ce dossier. Électrification complète du chauffage des bâtiments : 2 070 MW de capacité additionnelle en 2030, à un coût estimé de 2,7 G\$. Scénario de biénergie : 63 MW.

⁶¹ ÉNERGIR, Atelier GNR, précité, diapositive 12. Un milliard de pieds cubes de GNR employé en biénergie éviteraient environ 350 MW, contre un peu plus de 100 MW en consommation continue dans le bâtiment et un peu plus de 40 MW dans le secteur industriel.

⁶² Idem, diapositive 12 : « *Limite de l'étude : le rôle potentiel du GSR comme voie de stockage d'énergie et comme stratégie de réduction de la pointe électrique n'a pas été modélisé dans cette étude.* »

Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques publié le 30 juin 2026 confirme que cet enjeu s'aggrave plutôt qu'il ne se résorbe : les besoins additionnels de puissance du Québec pourraient atteindre environ 2 GW d'ici 2030, 12 GW d'ici 2040, et jusqu'à 22 GW à l'horizon 2050⁶³. Chaque mégawatt de pointe que le réseau gazier permet de ne pas construire prend donc de la valeur avec le temps, et non l'inverse.

Une mise en garde

Option consommateurs formule cette observation dans le seul registre de l'efficience du capital, et elle en marque immédiatement la limite. Reconnaître au réseau gazier une valeur de capacité de pointe ne signifie pas que les clients d'un réseau doivent financer les activités de l'autre. Le principe que défend Option consommateurs est exactement inverse : chaque service doit être payé par ceux qui en bénéficient.

C'est du reste le même principe qui fonde son opposition à la socialisation actuelle du gaz de source renouvelable. La cohérence est complète : les clients captifs d'électricité ne devraient pas financer la décarbonation gazière, et les clients captifs du gaz ne devraient pas financer un dispositif dont ils ne retirent aucun avantage qui leur soit propre.

6.2 Les acheteurs : pourquoi un seul acheteur achète mal

La section 3 a décrit la position du distributeur : tenu d'acquérir un volume déterminé avant une échéance déterminée, sur un marché peu profond. Cette position n'est pas une faute de gestion, c'est une inefficience de structure, et elle est corrigible.

Trois défauts en découlent, tous mesurables.

Le prix. Un acheteur contraint révèle sa contrainte. Il paie une prime de rareté que le marché lui facture parce qu'il ne peut pas se retirer.

La qualité. Le plafond étant libellé en dollars par gigajoule, l'acheteur est indifférent entre une molécule à intensité négative et une molécule à 40 g éq. CO₂/MJ. Il achète la moins chère au gigajoule, non la plus performante à la tonne.

L'origine. Le volume devant être trouvé quelque part, il est trouvé là où il existe, incluant à l'extérieur du Québec.

Un marché où plusieurs acheteurs peuvent contracter directement auprès des producteurs corrige les trois défauts à la fois, sans qu'aucune subvention nouvelle ne soit nécessaire.

6.3 L'information : ce qu'il faut publier, et ce qu'il n'est pas nécessaire de publier

L'évaluation du dispositif bute aujourd'hui sur une donnée manquante : le différentiel de prix entre approvisionnements québécois et étrangers. Cette donnée figure dans des contrats commerciaux, dont la confidentialité est requise, d'autant que les deux distributeurs sont également concurrents sur certains segments.

Option consommateurs propose plutôt de contourner cet obstacle.

Ce n'est pas le prix qu'il faut publier. C'est l'intensité carbone.

L'intensité carbone d'un site de production n'est pas une information commercialement sensible : c'est une caractéristique physique du gisement, mesurable et vérifiable par un tiers. Un registre public des intensités

⁶³ PGIRE 2026-2050, précité, note 32, orientation 2. Les besoins additionnels de puissance du Québec sont évalués à environ 2 GW d'ici 2030, 12 GW d'ici 2040 et jusqu'à 22 GW à l'horizon 2050.

carbone vérifiées par site permettrait à toute partie de calculer le rendement carbone d'un approvisionnement sans qu'aucun prix confidentiel ne soit divulgué.

L'enjeu n'est pas théorique. Le distributeur retient aujourd'hui des valeurs génériques (20 g éq. CO₂/MJ pour la biométhanisation, 40 g pour l'enfouissement) tandis qu'un intervenant industriel estime la plage réelle entre -300 et +30. L'écart est d'un ordre de grandeur, et il détermine directement la valeur des attributs, donc le montant restitué au tarif, donc la facture du client captif.

Tant que cette donnée demeure générique, toute discussion sur la valorisation optimale reste théorique, et toute proposition, y compris celles du présent mémoire, invérifiable.

6.4 Le fil conducteur des trois niveaux

Les trois niveaux ne sont pas indépendants. Ils s'enchaînent.

Sans mesure commune du coût par tonne, aucune allocation ne peut être justifiée. Sans allocation fondée sur le rendement, l'organisation achète au hasard. Et sans une organisation capable d'acheter la performance plutôt que le volume, la mesure et l'allocation restent lettre morte.

6.5 Une question que les trois niveaux laissent ouverte

Les trois niveaux qui précèdent supposent tous qu'une comparaison soit possible. Une observation s'impose donc, que le présent mémoire consigne sans en tirer de recommandation.

Trois montants établis aux sections précédentes relèvent de trois vecteurs énergétiques distincts : 285,4 M\$ de socialisation du gaz de source renouvelable pour la seule année 2026-2027 (dont près de 199 M\$ au titre de l'année elle-même et le reste récupérant le solde des exercices antérieurs), 2,7 G\$ de capacité de pointe si le chauffage des bâtiments s'électrifiait entièrement, et 130 200 \$ de diesel par tracteur et par année. Ils sont décidés dans trois dossiers distincts. Ils se commandent mutuellement. Et ils échoient au même consommateur.

Chacun des distributeurs doit déposer un plan d'approvisionnement conforme au Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques : quinze ans pour Hydro-Québec, dix ans pour Énergir et pour Enbridge Gaz Québec. Ces plans seront examinés séparément, réseau par réseau. **Aucun n'aura à démontrer que le mètre cube qu'il propose d'acquérir vaut mieux que le mégawatt qu'un autre propose de construire.**

Option consommateurs revient sur ce constat en conclusion du présent mémoire. Elle ne le traduit pas en recommandation : les quinze recommandations qui suivent portent sur l'instrument, l'allocation et l'organisation de la filière, non sur l'architecture institutionnelle du secteur énergétique.

La partie III applique successivement ces niveaux aux cinq questions du ministre.

PARTIE III

Cinq réponses

Aux cinq questions posées par le ministre, dans leur ordre

7. Première question — la trajectoire optimale jusqu'en 2035

Le ministre demande : « la progression optimale et prévisible des exigences de distribution de GSR jusqu'en 2035, en présentant différents scénarios et leurs impacts tarifaires par catégorie de consommateurs ».

Option consommateurs soutient qu'aucune trajectoire de pourcentages ne peut être qualifiée d'optimale tant que l'unité dans laquelle l'exigence est libellée demeure inchangée. La question du « *combien* » vient après celle du « *en quoi* ».

7.1 Quatre unités qui ne se parlent pas

Instrument	Unité	Ce que l'unité mesure
Obligation réglementaire	Mm ³	Un volume de gaz
Tarif facturé au client	¢/m ³	Prix d'un volume de gaz
Contrats d'approvisionnement	\$/GJ	Prix d'un contenu énergétique
Attributs environnementaux	\$/tonne	Prix d'une quantité de carbone

Tableau 22 — Les quatre unités du dispositif actuel.

Une obligation volumétrique est, par construction, aveugle à l'intensité carbone. Elle attribue la même valeur à un mètre cube issu d'un projet à intensité négative et à un mètre cube issu d'un lieu d'enfouissement à 40 g éq. CO₂/MJ. Le distributeur qui achète n'a aucune raison réglementaire de payer davantage pour le premier, et achète, rationnellement, le moins cher des deux. Or l'acheteur qui poursuit un objectif de décarbonation cherche des émissions évitées, non un volume de gaz. Le constat doit toutefois être nuancé : la section 2.1 a montré qu'une large part des acheteurs volontaires se contentent du minimum requis pour échapper aux frais de socialisation. Pour eux, c'est l'exemption qui compte, non la performance carbone, et c'est précisément ce qui fait d'une obligation au volume un instrument de décarbonation si peu efficient.

7.2 Redénommer l'exigence en carbone

La correction est d'une simplicité désarmante : libeller l'exigence en tonnes de CO₂ évitées, ou en gigajoules pondérés par l'intensité carbone, plutôt qu'en volume.

Trois effets en découlent, et ils se produisent simultanément.

- 1. Le volume à acquérir diminue.** À résultat climatique identique, une molécule deux fois moins carbonée compte pour deux. Le tonnage physique requis baisse d'autant.
- 2. Le volume invendu diminue dans la même proportion.** Et avec lui, mécaniquement, les frais de socialisation — dont la partie I a montré qu'ils dépendent du volume invendu, non du prix.
- 3. La production québécoise devient la plus avantageuse à contracter.** Structurellement moins carbonée, elle offre le meilleur rendement à la tonne. Aucune préférence nationale n'a besoin d'être inscrite : l'arithmétique s'en charge.

Une seule mesure allège la facture du consommateur captif et rapatrie la filière. C'est la recommandation centrale du présent mémoire.

7.3 Porter l'obligation sur le gaz mis en circulation dans l'économie québécoise

Le règlement actuel ne comptabilise que les volumes distribués par canalisations en franchise. Un mètre cube de gaz renouvelable québécois livré à une station de ravitaillement pour camions lourds ne compte

nulle part, alors même qu’il évite davantage d’émissions que le même mètre cube brûlé dans une chaudière résidentielle.

Option consommateurs propose que l’exigence porte sur le gaz mis en circulation dans l’économie québécoise: elle s’appliquerait à quiconque met du gaz en circulation au Québec, quel que soit le mode de livraison (canalisation, gaz naturel comprimé ou liquéfié).

Ce que change le déplacement du point d’application

	Obligation à la distribution	Obligation sur la gaz mis en circulation
Volumes visés	Franchise seulement	Tout gaz mis en circulation
Transport lourd	Invisible au règlement	Pleinement comptabilisé
Neutralité au mode de livraison	Non	Oui
Débouchés admissibles	Limités au réseau bâti	Ouverts à tout usage
Disposition particulière requise	Une par exception	Aucune

Tableau 23 — Effet du déplacement du point d’application de l’obligation.

Cette proposition résout d’un seul geste ce que plusieurs dispositions particulières régleraient imparfaitement. Elle rend l’exigence indifférente au mode de livraison, et cesse ainsi d’exclure de son champ les usages où la molécule a le plus de valeur.

7.4 L’horizon : 2050, et non 2035

Le ministre demande une progression « *jusqu’en 2035* ». Option consommateurs soumet respectueusement que cet horizon est désormais trop court.

Le 30 juin 2026, le gouvernement a publié le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050⁶⁴. Premier du genre, établi en vertu de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques, ce plan devient le cadre de référence de la politique énergétique québécoise et fixe des orientations, des objectifs et des cibles sur vingt-cinq ans.

Le PGIRE porte explicitement sur toutes les sources d’énergie consommées au Québec, y compris le gaz. Il prévoit des économies de 14 TWh de gaz naturel d’ici 2050, un ajout cumulatif d’environ 50 TWh de bioénergies sur la même période, et le verdissement progressif du réseau gazier⁶⁵. Une exigence de gaz de source renouvelable dont la trajectoire s’arrête en 2035 ne peut être ni comparée à ces cibles, ni arbitrée contre elles.

Quatre raisons rendent l’extension nécessaire.

- 1. Le cadre de référence gouvernemental porte maintenant à 2050.** Un avis dont l’horizon s’arrête neuf ans plus tôt ne peut alimenter la planification qui est requise.
- 2. Les contrats d’approvisionnement courent sur vingt ans.** Un contrat signé en 2027 lie la clientèle jusqu’en 2047. Arrêter la trajectoire en 2035 revient à ne modéliser que la première moitié de l’engagement.
- 3. Les plans d’approvisionnement gaziers doivent déjà porter sur dix à quinze ans.** Déposés en 2026 et compatibles avec le PGIRE, ils atteignent donc 2036 à 2041. L’horizon de 2035 est en deçà de ce que la planification exige déjà des distributeurs.

⁶⁴ Ministère de l’Économie, de l’Innovation et de l’Énergie, Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050, publié le 30 juin 2026, dépôt légal, Bibliothèque et Archives nationales du Québec, juin 2026. Le PGIRE est établi en vertu de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2025, c. 24. Il couvre un horizon de vingt-cinq ans et sera mis à jour tous les six ans.

⁶⁵ PGIRE 2026-2050, précité, note 32. Orientation 1 : économies de 50 TWh en électricité et de 14 TWh en gaz naturel d’ici 2050. Orientation 2 : besoins additionnels de puissance d’environ 2 GW d’ici 2030, 12 GW d’ici 2040 et jusqu’à 22 GW à l’horizon 2050. Bioénergies : ajout cumulatif d’environ 11 TWh d’ici 2030, 30 TWh d’ici 2040 et 50 TWh d’ici 2050. Investissements additionnels totaux d’environ 87 G\$ (dollars réels de 2024) d’ici 2050.

- 4. L'arbitrage entre instruments exige un horizon commun.** Comparer le coût par tonne du GSR à celui de l'électrification ou de l'efficacité énergétique suppose que les trois soient évalués sur la même période.

Option consommateurs n'établit pas ici cette trajectoire : elle ne dispose ni des données d'approvisionnement, ni des projections de volumes qui permettraient de le faire avec rigueur, et il est probable que les distributeurs ne soient en mesure de fournir des projections détaillées que jusqu'en 2035. Elle recommande néanmoins que l'avis de la Régie porte sur un horizon 2050, quitte à ce que la période postérieure à 2035 soit traitée par jalons plutôt que par projections annuelles.

**Une trajectoire qui s'arrête en 2035 ne dit pas où mène le chemin.
Elle dit seulement jusqu'où on a regardé.**

R-3 Que l'exigence de distribution soit redéfinie en tonnes de CO₂ évitées, ou en gigajoules pondérés par l'intensité carbone, plutôt qu'en volume.

R-4 Que l'obligation porte sur le gaz mis en circulation dans l'économie québécoise plutôt que sur le seul gaz distribué par canalisations, de manière à rendre l'exigence neutre au mode de livraison ; et que la trajectoire des exigences soit établie jusqu'en 2050 plutôt que jusqu'en 2035, afin d'être comparable aux objectifs gouvernementaux et aux autres instruments de décarbonation.

8. Deuxième question — réduire les frais de socialisation

Le ministre demande : « les mécanismes permettant de réduire, voire d'éliminer les frais de socialisation et les chocs tarifaires, et d'en répartir équitablement l'impact ».

La formule du surcoût socialisé comporte deux facteurs, et un seul est pilotable : le volume invendu. Réduire la socialisation revient donc à une question unique, comment fait-on en sorte que le gaz de source renouvelable trouve preneur ?

Option consommateurs propose trois leviers. Le premier réduit le volume requis. Les deux autres créent de la demande solvable.

8.1 Premier levier, réduire le volume requis

La redénomination carbone recommandée en R-3 agit directement. À résultat climatique constant, un portefeuille moins carboné exige moins de mètres cubes. Le volume susceptible de rester invendu diminue dans la même proportion.

C'est le levier le plus puissant du mémoire, et le seul qui agisse simultanément sur le coût pour le consommateur et sur le développement de la filière québécoise.

8.2 Deuxième levier : la pointe hivernale

La section 6.1 a établi le chiffre : électrifier entièrement le chauffage des bâtiments exigerait 2 070 MW de capacité de pointe additionnelle d'ici 2030, à un coût de 2,7 G\$. La biénergie ramène ce besoin à 63 MW.

Le gaz consommé pendant les heures de pointe hivernale rend donc un service dont la valeur de remplacement est considérable. Il s'agit précisément d'un usage sans substitut économique : construire de la capacité électrique pour quelques dizaines d'heures par hiver est l'emploi le moins efficient du capital que le système énergétique québécois puisse faire.

Ce constat commande deux conséquences pour le dispositif GSR.

Le gaz renouvelable consacré à la pointe rend un double service. Il évite des émissions, comme tout mètre cube de gaz de source renouvelable. Et il permet de maintenir la biénergie dans une trajectoire de décarbonation : c'est la biénergie qui épargne au réseau électrique une capacité très coûteuse, que le gaz soit fossile ou renouvelable, mais seul le gaz renouvelable la rend compatible avec la cible de carboneutralité.

Ce débouché est solvable et durable, parce qu'il repose sur une réalité du réseau électrique et non sur une préférence volontaire.

Ce que cela signifie concrètement

L'usage du gaz en pointe hivernale n'est pas une hypothèse : c'est un dispositif existant, que la Régie a déjà examiné et approuvé sous le nom de biénergie.

Un bâtiment en biénergie est équipé de deux appareils de chauffage : un appareil électrique, qui assure le chauffage la quasi-totalité de l'année, et un appareil au gaz, qui prend le relais lorsque la température descend sous un seuil convenu, généralement entre -12 et -15 °C. Le basculement est automatique et l'occupant ne s'en aperçoit pas. Le confort est identique; seule la source d'énergie change.⁶⁶

⁶⁶ Un système biénergie associe un appareil de chauffage électrique, thermopompe ou plinthes, à un appareil au gaz naturel. Le basculement s'effectue automatiquement à une température de consigne, généralement située entre -12 et -15 °C, sans intervention de l'occupant. Régie de l'énergie, dossier R-4169-2021.

Ces heures sont peu nombreuses. Le chauffage au gaz n'intervient que pendant les quelques dizaines à quelques centaines d'heures les plus froides de l'hiver, celles-là mêmes qui déterminent la capacité que le réseau électrique doit pouvoir fournir. **Le reste de l'année, le bâtiment est chauffé à l'électricité.**

La proposition du présent mémoire tient en une phrase : que le gaz brûlé pendant ces heures soit du gaz de source renouvelable. Le volume en cause est modeste, parce que la durée l'est. Selon l'estimation du distributeur, éviter les 2 007 MW de capacité additionnelle établis à la section 6.1 suppose environ 162 Mm³ de gaz par année, soit à peu près la moitié du gisement québécois accessible établi à la section 3.4.⁶⁷

Deux précisions s'imposent. Ce volume ne s'ajoute pas à celui du transport lourd : les deux usages puisent au même gisement, et l'arbitrage entre eux relève précisément de la comparaison des rendements carbone que recommande le présent mémoire. Et il ne suppose aucune conversion nouvelle : les bâtiments en biénergie consomment déjà du gaz pendant ces heures. **La seule question est de savoir lequel.**

Qui paie l'écart de coût

Reste la question décisive. Le gaz de source renouvelable coûte plus cher que le gaz fossile qu'il remplacerait pendant ces heures. Qui acquitte la différence ?

L'écart est calculable. Sur 162 Mm³, au surcoût unitaire de 68,4 ¢/m³ établi à la section 1, il représente **environ 111 M\$ par année.**

Ce surcoût ne peut pas être laissé au client en biénergie. Un ménage de ce type ne brûle du gaz que pendant les heures les plus froides de l'hiver, soit quelques centaines de mètres cubes par année. Pour 500 m³, acheter du gaz de source renouvelable plutôt que du gaz fossile coûterait environ 342 \$ de plus, tandis que l'exonération des frais de socialisation qu'il obtiendrait en retour lui ferait économiser 23 \$⁶⁸. **L'avantage qu'il retire ne couvre donc pas le quinzième de la dépense qu'il consent, et ce rapport ne dépend pas du volume : il est le même pour tous les clients.**

Le déséquilibre est de structure, non de montant : ce que ce ménage paie individuellement produit un bénéfice collectif, une capacité électrique qu'il devient inutile de construire, dont profitent tous les clients du réseau. **Aucun client n'a intérêt, à lui seul, à financer un service dont tout le monde tire avantage.**

Et le déséquilibre est de structure, non de montant : ce que ce ménage paie individuellement produit un bénéfice collectif, une capacité électrique qu'il devient inutile de construire, dont profitent tous les clients du réseau. **Aucun client n'a intérêt, à lui seul, à financer un service dont tout le monde tire avantage.**

Ce que cette dépense évite l'est également. Les 2 007 MW de capacité additionnelle représentent 2,7 G\$ d'investissement. Étalaé sur la durée de vie d'un actif de réseau, cet investissement correspond à une charge annuelle de l'ordre de **179 M\$**⁶⁹.

Une seconde ressource s'y ajoute. Les volumes consacrés à la pointe engendrent des attributs environnementaux : au taux de 8 \$ le gigajoule que le distributeur retient lui-même comme écart entre ses trajectoires tarifaires avec et sans unités de conformité, les 162 Mm³ en produisent environ 50 M\$ par année, ce qui ramène le surcoût net à 61 M\$.

La comparaison est donc directe : **111 M\$ de surcoût annuel, ou 61 M\$ une fois les attributs déduits, contre 179 M\$ de charge annuelle évitée.** La dépense se finance elle-même et laisse un solde de quelque 68 M\$ par année.

⁶⁷ Calcul d'Option consommateurs à partir de l'estimation du distributeur selon laquelle un milliard de pieds cubes de gaz de source renouvelable employé en biénergie évitent environ 350 MW de puissance (ÉNERGIR, Atelier GNR, précité, diapositive 12). Éviter les 2 007 MW d'écart établis au tableau de la section 6.1 suppose environ 5,7 milliards de pieds cubes, soit quelque 162 Mm³ par année.

⁶⁸ Calcul d'Option consommateurs. Le surcoût unitaire du gaz de source renouvelable est de 68,426 ¢/m³, soit le tarif de fourniture du GSR diminué du taux de fourniture du gaz naturel et du tarif SPEDE, conformément à la section 1.1; les frais de socialisation retenus sont ceux de 2026-2027, soit 4,65 ¢/m³. Sur 500 m³, le surcoût s'établit ainsi à 342 \$ et les frais évités à 23 \$. Le rapport entre les deux, de 14,7, est indépendant du volume consommé. Le volume de 500 m³ est une hypothèse d'illustration, représentative d'un bâtiment en biénergie dont l'appareil au gaz n'intervient que pendant les heures les plus froides.

⁶⁹ Annuité constante calculée sur 40 ans au taux de 6 %, appliquée aux 2,7 G\$ d'investissement établis au dossier R-4169-2021. Le résultat demeure du même ordre pour toute durée comprise entre 30 et 50 ans et tout taux compris entre 5 et 7 % : l'annuité évitée s'établit alors entre 148 et 218 M\$, contre un surcoût annuel de 111 M\$. Le calcul ne tient pas compte des coûts d'exploitation et d'entretien de la capacité évitée ni des pertes de transport, qui joueraient dans le même sens.

Il en découle une limite utile. L'écart de coût que cette valeur permet de couvrir s'établit à environ 110 ¢/m³, contre 68,4 ¢/m³ aujourd'hui. L'usage en pointe supporte donc un gaz sensiblement plus cher que l'usage courant : ce qui en fait le débouché le plus solide pour la production québécoise, dont la section 3.4 a montré qu'elle deviendra plus coûteuse.⁷⁰

Par quel mécanisme

La démonstration qui précède ne dit pas encore qui paie. Sur ce point, Option consommateurs a déjà pris position devant la Régie, et cette position mérite d'être rappelée, car elle éclaire ce que le présent mémoire recommande et ce qu'il écarte.

En 2022, dans le dossier portant sur les mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments, Option consommateurs s'est opposée à l'offre biénergie telle que soumise. Le motif n'était pas la biénergie elle-même, mais le mécanisme retenu pour la financer : **un transfert de 85 M\$ de la clientèle d'Hydro-Québec vers le distributeur gazier, sans fondement législatif, sans répartition connue entre catégories tarifaires et sans aucun des tests réglementaires usuels**, que les distributeurs avaient refusé de produire. Option consommateurs soutenait alors qu'une contribution provenant des tarifs payés par les clients d'Hydro-Québec afin de réduire le revenu requis du distributeur gazier constituait une brèche manifeste au principe de la causalité des coûts, et que le législateur aurait dû l'encadrer par règlement, comme il l'a fait pour le SPEDE et pour la quote-part versée à Transition énergétique Québec⁷¹.

Elle relevait par ailleurs que le coût de réduction de cette offre se situait entre 200 et 700 \$ la tonne, contre environ 40 \$ au système de plafonnement et d'échange. **C'est le même écart, mesuré de la même manière, que celui que la section 1 établit aujourd'hui pour le gaz de source renouvelable.**

Cette position n'a pas changé, mais le cadre de la présente demande, lui, est différent. **La Régie n'est pas saisie d'une demande d'approbation : elle doit conseiller le ministre sur ce que le règlement et la loi devraient prévoir.** Ce qui manquait en 2022, une base légale, une méthode de quantification et une règle de répartition, relève précisément de ce que le présent avis peut recommander d'instituer.

Option consommateurs ne s'oppose donc pas à ce que la valeur de capacité rendue par le réseau gazier soit reconnue et, le cas échéant, répartie entre les réseaux. Elle y pose trois conditions cumulatives, qui sont la traduction de ce qu'elle réclamait en 2022. Premièrement, **que la valeur soit d'abord quantifiée** selon une méthode publique, ce qu'aucun exercice réglementaire n'a fait à ce jour et qui fait l'objet de la recommandation R-6. Deuxièmement, **que toute répartition entre clientèles repose sur un fondement législatif ou réglementaire explicite**, à l'image du traitement réservé au SPEDE, et non sur une entente entre distributeurs. Troisièmement, **que la causalité des coûts soit respectée** : les sommes portées au tarif d'une clientèle doivent correspondre à un service dont cette clientèle bénéficie, démontré par les tests économiques usuels.

À ces conditions, il ne s'agit pas d'un transfert entre distributeurs, mais de **l'acquisition d'un service de puissance par celui qui en a besoin**. La distinction est décisive au regard de la causalité des coûts : compenser un distributeur pour des volumes perdus ne sert pas le service de distribution d'électricité, alors qu'acquérir une réduction de pointe à un prix inférieur au coût de la capacité évitée le sert directement. C'est la logique que la Régie applique depuis longtemps aux programmes de gestion de la demande en puissance, dont elle vérifie la neutralité tarifaire⁷². En l'absence d'un tel mécanisme, ce service continue d'être rendu gratuitement, et son coût, supporté par la seule clientèle gazière.

Tant qu'aucun mécanisme n'est institué, la solution demeure celle que décrit la présente section, et elle ne coûte rien : le consommateur d'électricité n'est appelé à contribuer d'aucune manière, et le consommateur

⁷⁰ L'écart unitaire admissible s'obtient en divisant l'annuité évitée par le volume : 179 M\$ pour 162 Mm³, soit environ 110 ¢/m³. L'écart actuel entre le gaz de source renouvelable et le gaz naturel est de 68,4 ¢/m³.

⁷¹ OPTION CONSOMMATEURS, Argumentation, dossier R-4169-2021, pièce C-OC-0029, 28 février 2022, par. 20 à 24 et 32 à 34. Option consommateurs y soutenait que l'inclusion de la contribution GES dans la base tarifaire n'était conforme ni à l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie pour Hydro-Québec, ni à l'article 49 pour le distributeur gazier, et que les distributeurs avaient refusé de produire le test du participant, le test de neutralité tarifaire, le test du coût total des ressources et le test des coûts sociétaux.

⁷² Régie de l'énergie, décision D-2019-164, dossier R-4076-2018, par. 302. La Régie y applique le test de neutralité tarifaire au programme de gestion de la demande en puissance offert à la clientèle d'affaires, en retenant notamment un coût évité de fourniture en puissance et en estimant l'effet du programme sur les tarifs.

de gaz n'acquiesce pas davantage que ce que l'exigence réglementaire lui impose déjà. Il s'agit de choisir où va le gaz de source renouvelable, non d'en acheter davantage.

8.3 Troisième levier : le transport lourd

Le ministre cherche de la demande volontaire. Elle existe, elle est solvable, et le règlement actuel l'ignore parce qu'elle ne passe pas par le réseau de distribution en franchise. La recommandation R-4 lève cet obstacle.

Le gisement d'émissions

Les véhicules routiers lourds représentent environ 9 % des émissions totales de gaz à effet de serre du Québec et près du quart des émissions du secteur des transports. Leurs émissions ont augmenté de 170 % depuis 1990 et continuent de croître. C'est le principal usage québécois qui évolue dans la mauvaise direction.

C'est aussi le seul grand usage pour lequel aucune solution électrique mature n'existera avant 2035. Le gaz naturel comprimé fossile y réduit les émissions d'au moins 20 %; le gaz de source renouvelable les réduit d'au moins 85 %. Ces valeurs sont des planchers : la réduction effective varie selon l'origine du biogaz, et les filières à intensité carbone négative, fumiers et lisiers notamment, la dépassent sensiblement.

Ce que le gisement québécois permet

La section 3.4 a établi que le gisement québécois accessible se situe entre 250 et 380 Mm³ par année d'ici 2035, et entre 350 et 490 Mm³ si la production actuellement exportée était rapatriée. **Cette contrainte commande la lecture du présent débouché.** Le transport lourd n'ajoute pas de volume au gisement : il en revendique une part, en concurrence avec la chaleur industrielle à haute température et la pointe hivernale, qui sont les deux autres usages sans substitut à court terme.

Un tracteur longue distance consomme l'équivalent de 62 000 m³ par année. Le nombre de véhicules que le gisement québécois permettrait de convertir se déduit donc directement de la part qui lui serait affectée⁷³.

Part du gisement affectée au transport lourd	Volume (Mm ³)	Tracteurs (unités)	GES évités (t éq. CO ₂ /an)
30 %	105 à 147 Mm ³	1 700 à 2 400	210 000 à 300 000
50 %	175 à 245 Mm ³	2 800 à 4 000	350 000 à 500 000
Totalité (hypothèse extrême)	350 à 490 Mm ³	5 600 à 7 900	700 000 à 980 000

Tableau 24 — Conversion du transport lourd permise par le gisement québécois, selon la part qui lui serait affectée.

Ces ordres de grandeur appellent trois remarques.

D'abord, le transport lourd ne consommera pas tout le gisement, et n'a pas à le faire. La conversion d'environ 3 000 tracteurs, la moitié du gisement rapatrié dans son hypothèse basse, éviterait déjà quelque 350 000 tonnes par année, à un coût par tonne sans commune mesure avec celui du dispositif actuel. Le débouché est rentable bien avant d'être saturé.

Ensuite, **l'électrification prendra une part croissante du parc lourd.** La batterie convient déjà à la distribution urbaine, au transport régional et aux retours au dépôt quotidiens. Le gaz de source renouvelable n'a pas vocation à décarboner l'ensemble du camionnage, mais le segment où l'autonomie, la charge utile et le temps de ravitaillement excluent la batterie : le transport longue distance et le hors-route lourd. La demande à desservir est donc plus étroite que le parc, ce qui rapproche l'offre et la demande plutôt que de les éloigner.

⁷³ La consommation retenue est de 62 000 m³ de gaz de source renouvelable par tracteur et par année, équivalent énergétique des 52 500 litres de diesel établis plus haut. Le nombre de tracteurs correspondant se déduit du volume disponible; il ne constitue pas une cible.

Enfin, cette allocation ne s'ajoute pas à l'obligation réglementaire : elle s'y substitue, pour peu que la recommandation R-4 soit retenue. Dès lors que l'obligation porte sur le gaz mis en circulation dans l'économie québécoise et non sur le seul gaz distribué par canalisations, **le mètre cube livré à une station de ravitaillement compte au même titre que celui livré à un bâtiment**. Les volumes ne se cumulent pas; ce sont les mêmes molécules, dirigées vers l'usage où elles évitent le plus d'émissions par dollar.

Le gaz vendu à un transporteur est payé par ce transporteur : il sort des volumes invendus, et donc des frais de socialisation.

Pourquoi cette demande est solvable

Un transporteur ne convertit pas sa flotte par conviction climatique : il la convertit si le calcul est favorable. Il l'est. Un tracteur longue distance parcourt environ 150 000 km par année et consomme 35 litres aux 100 km, soit 52 500 litres de diesel. Au prix des contrats québécois déjà signés, le gaz de source renouvelable revient à 1,83 \$ le litre équivalent diesel une fois comprimé et distribué en station, contre 2,48 \$ pour le diesel, soit un avantage d'environ un quart. Cet avantage n'est pas un objectif de politique publique : c'est l'écart que produit aujourd'hui le prix du gaz déjà contracté. Sur 52 500 litres, il représente 32 550 \$ par tracteur et par année.⁷⁴

Cet avantage a toutefois un seuil. Il s'amenuise à mesure que le coût du gaz de source renouvelable marginal augmente, et **disparaît au-delà d'environ 32 \$/GJ**. Or la section 3.4 a établi que les projets à venir se situent entre 45 et 60 \$/GJ. L'avantage repose donc sur les contrats existants, et la conversion du transport lourd est d'autant plus rentable qu'elle intervient tôt.

Une précision s'impose ici, car elle touche la principale étude québécoise consacrée au sujet. Réalisée pour le gouvernement du Québec, elle conclut que le camion au gaz de source renouvelable obtient les meilleurs résultats économiques de toutes les technologies carboneutres examinées : une valeur actualisée nette de 1,6 G\$ et un ratio bénéfice-coût de 2,2, contre 1,1 pour le camion électrique à batterie⁷⁵.

Cette conclusion repose toutefois sur un prix du gaz de source renouvelable de 15,80 à 16,34 \$/GJ. Le tarif en vigueur est aujourd'hui de 25,04 \$/GJ, et les coûts de production observés se situent entre 41,71 et 57,43 \$/GJ. L'étude identifie par ailleurs le prix du gaz de source renouvelable parmi les paramètres auxquels ses résultats sont les plus sensibles.

Option consommateurs signale cet écart plutôt que de s'en prévaloir. La démonstration qui suit n'en dépend pas : elle ne repose pas sur un prix du gaz de source renouvelable, mais sur le prix du diesel qu'il remplace. C'est ce qui la distingue des autres usages examinés dans le présent mémoire, et ce qui la rend robuste à la hausse des coûts de production.

Le seul usage où le gaz de source renouvelable se vend à son coût réel

La différence tient à l'énergie remplacée. Dans un bâtiment, le gaz de source renouvelable se substitue à du gaz naturel fossile dont le coût se situe entre 6 et 8 \$/GJ : l'écart, de 33 à 51 \$/GJ, doit être socialisé. Dans un tracteur, il se substitue à du diesel qui, à 2,48 \$ le litre pour un contenu énergétique d'environ 38,3 MJ par litre, revient à quelque 65 \$/GJ.

⁷⁴ Le calcul retient l'équivalence énergétique de 38,3 MJ par litre de diesel et un coût de compression, de distribution en station et de marge de 0,65 \$ par litre équivalent diesel, conformément aux paramètres retenus plus haut. Au prix des contrats québécois déjà signés, soit 30,7 \$/GJ, le prix à la pompe s'établit à 1,83 \$/L éd, contre 2,48 \$/L pour le diesel. L'avantage s'annule lorsque le prix du gaz de source renouvelable atteint environ 32 \$/GJ. Le prix du diesel de 2,48 \$ le litre est le prix moyen relevé au Québec par la Régie de l'énergie dans son bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers du 27 juillet 2026, pendant la suspension de la taxe d'accise fédérale, ce qui rend le calcul prudent. Les paramètres du tracteur (150 000 km par année, 35 litres aux 100 km, soit 52 500 litres de diesel) sont des hypothèses d'Option consommateurs, représentatives d'un tracteur routier longue distance.

⁷⁵ CPCS et Chaire de gestion du secteur de l'énergie, Décarboner le transport lourd longue distance dans l'Est du Canada, étude réalisée pour le gouvernement du Québec, présentation du 22 mai 2024, diapositives 21 et 22. L'étude retient un prix du GNR de 15,80 à 16,34 \$/GJ, attribué à Energir, et classe le prix du GNR parmi les paramètres auxquels ses résultats sont « *plus sensibles* ».

Le transport lourd est donc le seul usage examiné dans le présent mémoire où le gaz de source renouvelable se vend à son coût réel en dégageant une marge, et non un écart à combler. C'est aussi le seul dont le financement ne repose ni sur le tarif ni sur le budget de l'État.

Cette comparaison appelle toutefois une précision, car deux grandeurs différentes sont en jeu. Les 65 \$/GJ du diesel et le prix du gaz à la pompe s'entendent carburant livré au réservoir; les coûts de production du gaz de source renouvelable, de 41,71 à 57,43 \$/GJ, s'entendent molécule injectée au réseau. Entre les deux s'intercalent la compression, la station et la marge de l'exploitant, soit environ 0,65 \$ par litre équivalent diesel, quelque 17 \$/GJ.

Une fois cet écart pris en compte, la marge est réelle mais étroite. Au prix des contrats québécois déjà signés, soit 30,7 \$/GJ, le gaz revient à 1,83 \$ le litre équivalent diesel à la pompe, contre 2,48 \$ pour le diesel. Au coût de production des lieux d'enfouissement, 41,71 \$/GJ, il revient à 2,25 \$, l'avantage tombe à 9 %. À celui de la biométhanisation, 57,43 \$/GJ, il atteint 2,85 \$: le gaz devient plus cher que le diesel qu'il remplace.

Le transport lourd demeure donc le seul usage examiné dans le présent mémoire où le gaz de source renouvelable se vend sans écart à combler, ni par le tarif ni par le budget de l'État. **Mais cette propriété tient au prix du gaz déjà contracté, et non à celui des approvisionnements futurs.** C'est ce qui rend le calendrier déterminant, comme la suite de la présente section l'établit.

Le second expert mandaté par la Régie parvient à la même conclusion, et en fait sa recommandation principale. Il écrit que **présumer que le gaz de source renouvelable sera utilisé dans les bâtiments et l'industrie, « c'est le contraindre à concurrencer les sources d'énergie les moins chères qui soient »**, alors que le coût des carburants liquides employés en transport « offre aux énergies alternatives plus de marge de manœuvre pour être exploitées de manière rentable »⁷⁶.

Un second élément mérite d'être relevé : les programmes américains qui valorisent les attributs n'octroient de crédits que si le gaz sert de carburant de transport⁷⁷. **Ce n'est donc pas un hasard si la production québécoise s'exporte : elle va là où l'usage qu'on en fait lui donne sa pleine valeur.**

Les émissions évitées se calculent selon la même convention que celle retenue à la section 1 : consommation annuelle de diesel multipliée par le facteur d'émission réglementaire⁷⁸, auquel s'applique le taux de substitution.

⁷⁶ BEAUDOIN, D., précité, section « Cibler quel segment de marché ? ».

⁷⁷ Idem. L'expert relève que les programmes américains, Renewable Fuel Standard et Low Carbon Fuel Standard, n'octroient de crédits que si le gaz de source renouvelable est utilisé comme carburant de transport ou comme intrant à la production d'un tel carburant, de sorte que ces régimes visent la décarbonation des transports et non celle des bâtiments ou de l'industrie.

⁷⁸ Facteur d'émission du carburant diesel : RDOCECA, annexe A.2, section QC.1.7, tableau 1-2 (CO₂ : 2,663 kg/L; CH₄ : 0,133 g/L; N₂O : 0,400 g/L) et annexe A.1 pour les potentiels de réchauffement planétaire. Le règlement fournit les mêmes facteurs par gigajoule, soit 72,73 kg éq. CO₂/GJ, qui multipliés par le pouvoir calorifique supérieur de 38,30 GJ/kL du tableau 1-1 restituent la même valeur.

Gaz	Facteur (tableau 1-2)	PRG (annexe A.1)	Contribution
Dioxyde de carbone	2,663 kg/L	1	2,663000 kg/L
Méthane	0,133 g/L	25	0,003325
Oxyde nitreux	0,400 g/L	298	0,119200
Facteur d'émission du diesel			2,7855 kg éq. CO₂/L

Tableau 25 — Reconstruction du facteur d'émission du carburant diesel à partir du RDOCECA.

$$52\,500\text{ L} \times 2,7855\text{ kg/L} = 146,2\text{ t brutes} \rightarrow \times 85\% = 124,3\text{ t évitées}$$

Le taux de substitution de 85 % correspond au remplacement intégral du diesel par du gaz de source renouvelable. Il tient compte du méthane imbrûlé des moteurs à gaz et des émissions en amont; il s'agit d'une hypothèse retenue par Option consommateurs et non d'une valeur réglementaire, contrairement au facteur d'émission ci-dessus.

Poste	Bénéficiaire	Montant annuel
Économie de carburant	Transporteur	32 550 \$
Économie d'entretien	Transporteur	4 500 \$
Amortissement du surcoût à l'acquisition	Transporteur	- 714 \$
Valeur des GES évités (124,3 t à 45 \$/t)	Collectivité	5 594 \$
Bénéfice consolidé		41 930 \$

Tableau 26 — Décomposition du bénéfice annuel par tracteur converti. Le poste d'amortissement est négatif parce qu'il constitue une dépense et non un gain : le surcoût d'acquisition d'un tracteur au gaz naturel s'établit à environ 35 000 \$, ramené à 5 000 \$ après l'aide du programme Écocamionnage, et amorti sur sept ans. Les bénéfices sanitaires associés à la réduction des polluants atmosphériques ne sont pas comptabilisés, faute de méthode de répartition reproductible.

Sur 3 000 camions à l'horizon 2030, l'économie de carburant représente près de 98 M\$ par année rendus à l'industrie québécoise du camionnage, et un avantage de coût direct sur les transporteurs concurrents.

Ce que confirme la littérature indépendante

Une seconde étude, consacrée au marché californien, précise les conditions dans lesquelles ce débouché produit ses effets. Ces conditions sont réunies au Québec, et la recommandation R-7 les y inscrit expressément.

La flotte dédiée. Un approvisionnement dédié en biométhane génère plus de 50 % d'économies par rapport au gaz conventionnel et 55 % sur le cycle de vie du véhicule. Le chiffre plus faible parfois cité, 11 %, vise un camion alimenté au mélange général du réseau californien, où le gaz de source renouvelable ne représente que 5,2 % des volumes : il mesure une dilution, non une substitution.

Le réseau électrique de référence. La même étude conclut qu'en Californie, convertir le biogaz en électricité destinée au transport rendrait 81 % d'économies plutôt que 55 %, parce que cette électricité y déplace de la production thermique. Au Québec, la production est hydraulique à 94 % : la même conversion déplacerait de l'hydroélectricité déjà décarbonée, et la tonne évitée tendrait vers zéro, tandis que le mètre cube brûlé dans un tracteur déplace du diesel à 2,7855 kg éq. CO₂ le litre. **Le critère retenu par l'étude, comparé à l'usage alternatif de la ressource, conduit donc, appliqué au Québec, à diriger le biogaz vers le transport.**

La rareté de la ressource. L'étude plafonne le potentiel californien à 8,9 % de la demande en carburant lourd. Loin de contredire l'allocation proposée, ce constat la commande : une ressource limitée doit être dirigée là où aucune autre solution n'existe. C'est la logique du tableau 20 ci-dessus.

La traçabilité de l'approvisionnement. L'étude recommande enfin de restreindre la comptabilité par attribution documentaire aux volumes produits et livrés sur le territoire, environ 70 % du gaz de source

renouvelable crédité en 2021 provenant de l'extérieur sans exigence de livraison. Cette recommandation converge avec la recommandation R-12 du présent mémoire.

Une filière déjà en exploitation au Québec

Le moteur au gaz naturel de 15 litres est en production de série depuis septembre 2024 et offert par Peterbilt, Kenworth et Freightliner. Les moteurs de génération précédente, de 12 litres et 400 chevaux, cantonnaient la filière au transport régional en deçà de 36 300 kg; celui-ci, à 500 chevaux et 1 850 lb-pi de couple, ouvre la longue distance à pleine charge. C'est ce qui rend le présent débouché accessible aujourd'hui alors qu'il ne l'était pas lorsque le règlement a été conçu.

Groupe Robert exploite depuis 2011 une flotte de 160 tracteurs au gaz naturel sur le corridor Boucherville–Mississauga, avec des stations de ravitaillement privées aux deux extrémités, et a mené les premiers essais canadiens du moteur de 15 litres. Après un an d'exploitation, l'autonomie dépasse 1 000 kilomètres, soit l'aller-retour sur l'autoroute 401 avec un seul plein, en tirant un train routier. **La motorisation est identique que le carburant soit fossile ou renouvelable** : convertir une flotte au gaz de source renouvelable ne demande aucune modification du véhicule, seulement une molécule disponible.

D'autres flottes québécoises sont déjà converties : C.A.T. inc. depuis 2014, avec 110 véhicules et le premier camion lourd de classe 8 au gaz de source renouvelable au Canada en 2019; Ricova, avec 40 camions sur un parc de 130; Minimax Express, sur le service de charges partielles entre l'Ontario et le Québec.

Le taux de substitution de 85 % retenu plus haut trouve enfin une corroboration de terrain : le principal transporteur au gaz du Québec évalue à 15 ou 20 % la réduction obtenue avec du gaz conventionnel et à plus de 85 % celle obtenue avec du gaz de source renouvelable, qu'il qualifie de technologie la moins émissive présentement offerte pour la longue distance.

L'obstacle résiduel

Au-delà de la comptabilisation réglementaire, le Québec compte onze stations publiques de ravitaillement, presque toutes concentrées sur l'axe autoroutier Québec-Toronto. Une flotte nationale ne se convertit pas sur un corridor unique. La planification du maillage territorial relève d'une fonction que le dispositif actuel n'attribue à personne.

Un modèle existe pourtant déjà au Québec, et il fonctionne. À Chicoutimi, un transporteur régional exploitant une flotte au gaz naturel comprimé depuis plusieurs années s'est associé à un distributeur de produits pétroliers et à un fournisseur d'équipements pour ouvrir une station de ravitaillement **accessible au public**⁷⁹. La flotte captive assure le volume de base qui rend l'investissement viable; l'ouverture au public permet à d'autres transporteurs de convertir sans avoir à construire leur propre installation.

Ce modèle mérite d'être relevé parce qu'il résout le problème de l'amorçage sans subvention permanente : **c'est la flotte du premier converti qui finance l'infrastructure du suivant**. Il est reproductible partout où un transporteur de taille suffisante est établi à proximité du réseau, et il ne demande au régulateur que de ne pas y faire obstacle.

R-5 Que l'exigence soit modulée par catégorie de consommateurs selon le critère de substituabilité technique (la capacité de faire autrement) et non selon l'exposition à la concurrence.

R-6 Que la valeur de capacité de pointe rendue par le réseau gazier soit reconnue et quantifiée dans l'évaluation des instruments, et que le gaz de source renouvelable consacré à la pointe hivernale soit reconnu pour le double service qu'il rend : l'évitement d'émissions et le maintien de la biénergie, qui épargne au réseau électrique une capacité coûteuse.

⁷⁹ La station d'Énergie Tergasa, à Chicoutimi, est exploitée par une coentreprise réunissant le Groupe Alfred Boivin, RL Énergies et Solutions de Gaz Décentralisées Canada. Sa construction a bénéficié d'une contribution de 991 504 \$ de Ressources naturelles Canada, entente P-056, janvier 2019 à juin 2021. Le Groupe Alfred Boivin, transporteur de la région, exploitait déjà une flotte au gaz naturel comprimé avant d'ouvrir la station au public.

R-7 Que le transport lourd soit reconnu comme débouché structurant pour le gaz de source renouvelable, à trois conditions cumulatives : (i) que l’approvisionnement soit dirigé vers des flottes dédiées plutôt que dilué dans le mélange du réseau ; (ii) qu’il soit physiquement tracé, à l’exclusion de toute attribution documentaire sans livraison; et (iii) que son intensité carbone soit vérifiée par site conformément à la recommandation R-12. Enfin, qu’une fonction de planification du maillage territorial des stations de ravitaillement soit par ailleurs explicitement attribuée.

9. Troisième question — réduire la dépendance aux importations

Le ministre demande : « les moyens de réduire la dépendance aux importations de GSR, y compris les options possibles liées aux volumes déjà contractés ».

Le Québec peut reprendre sa propre production sans coût additionnel pour le consommateur, parce que cette production vaut objectivement davantage que celle qu'il importe. Il ne s'agit pas d'ériger une barrière, mais de cesser d'être le seul marché à ne pas payer la qualité carbone.

9.1 Acheter en dollars par tonne évitée

C'est la traduction opérationnelle de la redénomination carbone, et la proposition la plus simple du mémoire.

Un acheteur qui contracte en dollars par gigajoule compare des volumes. Un acheteur qui contracte en dollars par tonne de CO₂ évitée compare des résultats climatiques. Le prix par tonne s'obtient en divisant le prix par gigajoule par l'intensité carbone vérifiée du site : **à performance égale, la molécule la moins carbonée devient la moins chère.**

L'élégance du mécanisme tient à ceci : il rapatrie la production québécoise sans qu'aucune disposition ne fasse référence à l'origine des volumes. Ce n'est pas une mesure protectionniste, c'est un changement d'unité de mesure. Les projets québécois de biométhanisation remontent parce qu'ils sont, en moyenne, les plus performants, non parce qu'ils sont québécois.

Ce mécanisme suppose évidemment que les intensités carbone soient connues et vérifiées, ce qui renvoie au registre proposé en section 11.

	Appel d'offres en \$/GJ	Appel d'offres en \$/tonne
Ce que compare l'acheteur	Un coût d'énergie	Un coût de résultat climatique
Molécule à faible intensité carbone	Désavantagée si plus chère	Avantagée à performance égale
Molécule à forte intensité carbone	Retenue si moins chère au GJ	Pénalisée à hauteur de son IC
Effet sur la production québécoise	Exclue par le plafond	Compétitive par sa performance
Préférence nationale inscrite	Sans objet	Aucune

Tableau 27 — Effet du changement d'unité sur le classement des soumissions.

L'élégance du mécanisme tient à ceci : il rapatrie la production québécoise sans qu'aucune disposition ne fasse référence à l'origine des volumes. Ce n'est pas une mesure protectionniste, c'est un changement d'unité de mesure. Les projets québécois remontent en tête parce qu'ils sont, en moyenne, les plus performants et non pas parce qu'ils sont québécois.

Ce mécanisme suppose évidemment que les intensités carbone soient connues et vérifiées, ce qui renvoie au registre proposé en section 11.

9.2 Ouvrir l'achat à plusieurs acheteurs

La section 6.2 a exposé les trois défauts d'un acheteur unique et contraint : il paie une prime de rareté, il achète le volume plutôt que la performance, et il achète là où le volume existe ; c'est-à-dire hors Québec.

Option consommateurs propose d'autoriser explicitement l'exploitant de station de ravitaillement, l'agrégateur et le client industriel à contracter directement auprès des producteurs, l'attribut demeurant reconnu au titre de l'exigence quel que soit l'acheteur.

Le distributeur cesse alors d'être le passage obligé. Il demeure acheteur, mais parmi d'autres et sa contrainte réglementaire cesse de se traduire en prime de prix facturée au client captif.

Cette ouverture est le complément naturel de la recommandation R-4 : dès lors que l'obligation porte sur le gaz mis en circulation, elle n'a plus de raison de désigner un acheteur unique.

9.3 Les volumes déjà contractés

Le ministre demande explicitement quelles options existent sur les volumes déjà engagés. Option consommateurs ne se prononce pas sur l'opportunité d'une résiliation avant d'avoir pris connaissance des conditions contractuelles.

Elle observe toutefois qu'un engagement de vingt ans conclu sous un régime réglementaire que le gouvernement s'apprête à modifier soulève une question légitime de partage du risque entre l'actionnaire et la clientèle. Le principe applicable est constant : le risque commercial d'un engagement contracté par une entreprise réglementée ne devrait pas être intégralement reporté sur des clients qui n'ont pas participé à la décision.

R-8 Que l'acquisition de gaz de source renouvelable se fasse en dollars par tonne de CO₂ évitée plutôt qu'en dollars par gigajoule, le prix par tonne s'obtenant par division du prix par gigajoule par l'intensité carbone vérifiée du site.

R-9 Que l'achat soit ouvert à plusieurs acheteurs (exploitants de stations, agrégateurs, clients industriels) l'attribut demeurant reconnu au titre de l'exigence quel que soit l'acheteur.

10. Quatrième question — les incitatifs à un approvisionnement compétitif

Le ministre demande : « les incitatifs permettant d'assurer un approvisionnement compétitif en GSR ».

10.1 Un plafond qui protège, mais qui n'oriente pas

Option consommateurs tient d'emblée à écarter un malentendu. **Le plafond de prix est une protection que le consommateur captif ne doit pas perdre** : il borne ce que la clientèle peut être appelée à payer pour un volume qu'elle n'a pas demandé, et son retrait exposerait directement la facture. Le mémoire n'en recommande donc ni la suppression ni le relèvement uniforme.

Un plafond a toutefois une limite : il protège du prix sans rien dire de ce qui est acheté. Appliqué uniformément, il rend l'acheteur indifférent entre deux molécules dont la valeur climatique diffère d'un facteur considérable. Il borne la dépense, il n'oriente pas la ressource.

**Le plafond protège du prix. La prime oriente la ressource.
À ce stade de développement de la filière, le Québec a davantage besoin
d'orientation que de protection.**

Option consommateurs ne demande pas le retrait des balises, mais leur différenciation selon l'intensité carbone : relevées pour les projets les plus performants, abaissées pour les autres. À enveloppe égale, un tel plafond oriente la ressource au lieu d'en subir le prix.

La différenciation proposée conserve donc la protection et y ajoute l'orientation. À enveloppe égale, un plafond relevé pour les projets à faible intensité carbone et abaissé pour les autres dirige l'achat vers les molécules les plus performantes, **sans que le montant total exposé à la clientèle augmente**. C'est la conjonction des deux qui protège réellement : le plafond limite ce qu'on paie, sa différenciation garantit ce qu'on obtient en échange.

Un relèvement uniforme, tel que réclamé par certains participants, augmenterait le coût moyen du portefeuille sans améliorer sa performance carbone, et se répercuterait intégralement sur le client captif.

10.2 Le mécanisme de soutien à la production

Une prime pilotée plutôt qu'un prix garanti

Reste à savoir quelle forme donner à ce soutien. Un prix d'achat garanti protège le producteur, mais il fait porter au financeur public la totalité du risque de marché : si les prix montent, le soutien continue d'être versé au même niveau et l'écart devient une rente.

Option consommateurs recommande plutôt une **prime pilotée** : un complément de revenu versé au producteur, exprimé en dollars par tonne de CO₂ évitée, révisé périodiquement selon un calendrier annoncé à l'avance et décroissant à mesure que la filière se développe.

Trois propriétés en découlent, et chacune sert le consommateur.

D'abord, **le coût public est borné et connu d'avance**. La prime est fixée en montant et en durée; elle ne suit pas le prix du marché et ne peut donc pas dériver.

Ensuite, **tout projet performant est admis**, et non le seul mieux-disant. Le producteur touche la prime et vend sa molécule à l'acheteur de son choix. Le volume québécois croît au lieu d'être rationné, ce qui importe compte tenu de l'étroitesse du gisement établie à la section 3.4.

Enfin, **le pilotage s'appuie sur un signal observable** : si la production continue de s'exporter, la prime est insuffisante; si les projets affluent et que les exportations reculent, elle peut être abaissée plus vite que prévu. Le régulateur n'a pas à deviner le juste prix, il l'ajuste sur un fait constaté.

Un précédent existe, et la Régie l'a elle-même versé au présent dossier. Le Royaume-Uni soutient l'injection de biométhane par un tarif garanti sur quinze ans, versé selon trois paliers décroissants et plafonné en volume au-delà duquel plus aucun paiement n'est dû⁸⁰. Les paiements sont en outre réduits lorsque la production repose majoritairement sur des matières qui ne sont pas des résidus, ce qui écarte la concurrence avec les usages alimentaires.

Trois traits de ce dispositif méritent d'être relevés. **Le premier est le plafond de volume** : le soutien cesse au-delà d'un seuil, ce qui borne la dépense publique sans borner la production. **Le deuxième est le mode de financement** : le soutien n'est pas porté par le tarif de distribution, mais par un prélèvement distinct imposé aux fournisseurs de gaz, calculé par point de mesurage et par jour. Son taux est fixé chaque année par le ministre responsable de l'énergie, publié avant le début de l'exercice, et son administration relève du régulateur⁸¹. Le coût du soutien est ainsi établi, connu et révisable indépendamment des tarifs de distribution.

Le troisième est le plus important pour le présent mémoire. **Le tarif n'est pas versé au volume : il est conditionné à la performance**. Le biométhane n'y donne droit que si ses émissions de cycle de vie demeurent inférieures ou égales à 24 grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule injecté, valeur que le producteur doit déclarer chaque trimestre, et les paiements sont réduits lorsque moins de la moitié des intrants sont des matières résiduelles⁸². Le soutien public y rémunère donc la qualité du gisement et la nature des matières employées, et non le simple fait d'injecter des mètres cubes.

C'est la même logique que celle des recommandations R-8 et R-12 : **un soutien ne peut être calibré sur la performance carbone que si cette performance est mesurée site par site et vérifiée par un tiers**. Le dispositif britannique repose sur une déclaration trimestrielle du producteur et sur un rapport d'audit annuel préparé par un auditeur indépendant⁸³. Option consommateurs recommande que le Québec retienne au moins cette exigence, avec des déclarations plus fréquentes compte tenu de la volatilité des intrants, et que les services de l'État conservent le pouvoir de vérifier les installations et les déclarations en tout temps.

Le gouvernement britannique a par ailleurs comparé ce mécanisme au contrat pour différence, en vue de lui succéder. Il relève que le contrat pour différence favorise la production à grande échelle, au détriment possible des petits producteurs, tandis qu'une obligation imposée aux fournisseurs stimule la demande mais offre moins de certitude de revenu.

Deux enseignements en découlent pour le Québec. Le premier tient au calendrier : **le contrat pour différence n'a pas été retenu pour lancer la filière**, mais examiné une fois celle-ci établie et ses coûts connus. Le second tient à la taille des projets : ce mécanisme favorise la production à grande échelle, alors que le gisement québécois qui reste à développer est constitué de petites et moyennes installations, réparties sur le territoire.

⁸⁰ Green Gas Support Scheme et Green Gas Levy, Royaume-Uni, documents déposés au présent dossier par la Régie (pièces A-0009 à A-0030). Le soutien y prend la forme d'un tarif garanti sur quinze ans, versé selon trois paliers dégressifs — les 60 000 premiers MWh injectés, les 40 000 suivants, puis le solde jusqu'à 250 GWh, au-delà desquels aucun paiement n'est versé. Les paiements sont réduits lorsque plus de la moitié du biogaz provient de matières qui ne sont pas des résidus. Le financement est assuré par une redevance distincte imposée à tous les fournisseurs de gaz fossile, établie en pence par point de mesurage et par jour.

⁸¹ Green Gas Levy Guidance, précité, par. 1.2 et 1.4 : le taux du prélèvement est fixé chaque année par le ministre de la Sécurité énergétique et de la Carboneutralité, puis publié avant le début de l'exercice; l'Office des marchés du gaz et de l'électricité (Ofgem) en assure l'administration, la perception et le contrôle.

⁸² Green Gas Support Scheme Guidance, précité, par. 13.4 : le biométhane ne donne droit au tarif que si ses émissions de cycle de vie sont inférieures ou égales à 24 g éq. CO₂ par mégajoule injecté, valeur que le producteur doit déclarer trimestriellement. Les paiements sont en outre réduits lorsque moins de la moitié des intrants sont des matières résiduelles.

⁸³ Green Gas Support Scheme Guidance, précité, par. 10.30 et 10.42 : les participants produisent une déclaration trimestrielle et, chaque année, un rapport d'audit de durabilité préparé par un auditeur indépendant qui ne leur est pas lié, portant sur chaque lot de biométhane produit au cours des douze mois précédents.

Or le Québec en est au commencement. Moins d'une dizaine d'installations produisaient du gaz de source renouvelable en 2023, et la section 3.4 a établi que la moitié du potentiel accessible n'est ni contractée ni financée. **Le temps est donc au pilotage par la prime, qui admet tout projet performant, et non à un mécanisme qui sélectionne les plus gros.** Le contrat pour différence pourrait en revanche devenir une option intéressante dans un second temps, lorsque la filière sera constituée et qu'un prix de référence québécois aura émergé, afin de contenir le coût du soutien lorsque les marchés rémunèrent davantage la production.

Option consommateurs ne se prononce pas sur le niveau initial de la prime, qui relève d'une analyse des coûts de production propres à chaque filière. Elle observe seulement que ce niveau devrait être établi par tonne de CO₂ évitée plutôt que par gigajoule, de sorte que le soutien rémunère la performance et non le volume.

	Dispositif actuel	Avec prime pilotée
Prix reçu par le producteur	Plafonné, indifférent à l'IC	Marché, complété par tonne évitée
Acheteur possible	Le distributeur	Tout acheteur québécois
Arbitrage export	Favorable aux États-Unis	Neutralisé par le reversement
Effet sur le tarif du client captif	Socialisation croissante	Borné, et nul si le marché est haut
Obligation d'achat forcée	Oui	Non

Tableau 28 — Comparaison du dispositif actuel et de la prime pilotée.

Option consommateurs souligne le point qui fonde son appui : ce mécanisme ne transite pas par le tarif. Il ne crée aucune charge nouvelle pour le client captif, et il rend inutile une partie de la socialisation actuelle en substituant de la demande volontaire à de la demande contrainte.

10.3 Le moyen supprimé

Un fait mérite d'être versé au débat sur les incitatifs, car il n'a pas été relevé au dossier. Le **Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable** est échu depuis le 31 mars 2024. Il finançait jusqu'à 75 % des coûts d'une étude de gisement ou de faisabilité, à concurrence de 300 000 \$, et jusqu'à 15 M\$ par projet de production⁸⁴. Rien ne l'a remplacé depuis deux ans et demi.

Le Québec a donc conservé l'obligation d'acheter du gaz de source renouvelable et supprimé le moyen d'encourager sa production. Que les distributeurs ne trouvent, pour l'essentiel, que de l'offre étrangère à contracter n'a dès lors rien d'étonnant : aucune étude de gisement n'est financée au Québec depuis 2024, et un projet de production ne se conçoit pas sans étude préalable.

Cette suppression frappe la première marche d'une séquence qui en compte trois. L'étude de gisement et de faisabilité vient d'abord : le promoteur y dépense quelques centaines de milliers de dollars sans savoir encore s'il existe un projet. Le développement vient ensuite (ingénierie, permis, raccordement, financement) et engage plusieurs millions, mais sur une base désormais connue. L'exploitation vient enfin, et suppose un revenu prévisible sur vingt ans.

Un second programme a connu le même sort. Le **Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage** finançait la construction des installations elles-mêmes : jusqu'à **1 000 \$ par tonne de matières organiques traitées annuellement, subventionnés à 50 %**, le cumul avec une contribution fédérale pouvant atteindre 73⅓ % du coût du projet⁸⁵. Il a cessé de recevoir des demandes le 31 décembre 2023.

⁸⁴ Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable, ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie. Le volet « études » finançait jusqu'à 75 % des coûts admissibles, à concurrence de 300 000 \$ par étude de gisement ou de faisabilité; le volet « projets » accordait jusqu'à 15 M\$ par projet de production. Le programme est échu depuis le 31 mars 2024.

⁸⁵ Cadre normatif du Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage, phase IV, ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, tableau 1. Les dépenses admissibles

Un ordre de grandeur permet de mesurer ce que représentait ce soutien. Une installation traitant 100 000 tonnes de matières organiques par année ouvrirait droit à des dépenses admissibles de 100 M\$, soit une aide québécoise pouvant atteindre 50 M\$, et jusqu'à 73 M\$ en incluant la part fédérale.

Rapporté aux frais de socialisation, le contraste est net. La charge de 285,4 M\$ facturée en 2026-2027 se décompose en deux parts : environ 86 M\$ de rattrapage des années antérieures, qui s'éteindra en 2030, et près de 199 M\$ de charge courante, qui se reconduira⁸⁶. **Cette seule part récurrente équivaut chaque année à l'aide québécoise de quatre installations de 100 000 tonnes.** Le Québec consacre donc des sommes importantes pour acheter des volumes que personne n'achète, l'équivalent de ce qu'il faudrait pour construire les installations qui les produiraient.

Chacune de ces marches appelle un instrument différent, et ils ne sont pas interchangeables. Un tarif garanti, si généreux soit-il, ne fait pas naître un projet dont l'étude n'a jamais été faite : un promoteur qui ignore son gisement et ses coûts ne peut évaluer si le tarif lui convient, et aucun financeur n'entrera au tour de développement sans cette évaluation. C'est pourquoi le rétablissement du financement des études conditionne l'efficacité de tout mécanisme de soutien à l'exploitation.

L'étude produit par ailleurs l'intensité carbone vérifiée du site, celle-là même dont la section 11 fait le pivot d'une valorisation juste des attributs. Une seule dépense conditionne donc trois choses : l'existence du projet, sa bancabilité, et la mesure de sa performance carbone.

Un exemple concret vient d'être versé au dossier. Enbridge Gaz Québec, qui ne comptait jusqu'ici aucun fournisseur québécois, négocie trois projets de production dans sa franchise de l'Outaouais, représentant environ 26,39 Mm³ par année, soit quelque 13,5 % des volumes qu'elle prévoit distribuer en 2030. Le distributeur précise que les intensités carbone de ces projets *« n'ont pas encore été déterminées et font toujours l'objet d'études »*⁸⁷.

Le second distributeur va plus loin encore. Dans son estimation du potentiel de production québécoise, il consacre une catégorie entière (de 50 à 70 Mm³ par année, soit le cinquième du total) aux projets qui pourraient être développés *« grâce à la mise en place du futur programme de soutien gouvernemental d'ici à 2030 »*, et se réfère à l'enveloppe de 270 M\$ sur cinq ans annoncé au Plan de mise en œuvre 2026-2031 du Plan pour une économie verte.⁸⁸

Autrement dit : **un cinquième du potentiel de production québécois repose, de l'aveu du distributeur, sur un programme qui n'est pas encore institué.** La recommandation qui suit ne demande donc pas une dépense nouvelle : elle demande que soit rétabli sans délai l'instrument dont l'existence est déjà présupposée par les prévisions déposées au présent dossier.

Ces études sont précisément celles que le programme échu finançait.

L'ordre de grandeur mérite d'être posé. La part récurrente des frais de socialisation, près de 199 M\$ par année, équivaut à plus de six cents études de faisabilité, ou à treize projets de production au plafond du programme. Le dispositif consacre ainsi, chaque année, l'équivalent de plusieurs décennies de soutien à la production pour acheter des volumes que personne n'achète.

Option consommateurs recommande le rétablissement sans délai du financement des études de gisement et de faisabilité, financé par le Fonds d'électrification et de changements climatiques, donc par le budget

maximales s'établissent à 1 000 \$ par tonne de matières organiques à traiter annuellement, subventionnées à 50 %. Le cumul avec une contribution fédérale ne peut excéder 73⅓ %. Le programme a cessé de recevoir des demandes le 31 décembre 2023.

⁸⁶ La décomposition est établie par la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante à partir de la pièce B-0158 du dossier R-4334-2026 : cavalier tarifaire de 1,349 ¢/m³ et socialisation prévisionnelle de 3,103 ¢/m³, soit respectivement 30 % et 70 % de la charge de 2026-2027. Le cavalier récupère le solde non facturé des années 2024-2025 et 2025-2026, étalé sur quatre ans conformément à la décision D-2026-059; il s'éteint en 2030.

⁸⁷ Idem, section 1. Les trois projets, identifiés comme fournisseurs 8, 9 et 10, représenteraient environ 26,39 Mm³ par année, soit quelque 13,5 % des volumes que le distributeur prévoit distribuer en 2030. Le document précise que *« les données relatives à l'intensité carbone des projets en franchise en cours de négociation [...] n'ont pas encore été déterminées et font toujours l'objet d'études »*.

⁸⁸ Idem, section 1.1. Le distributeur fonde cette catégorie sur *« l'émergence de nouveaux projets susceptibles de bénéficier d'éventuels futurs programmes de soutien financier d'ici à 2030, notamment celui prévu à la mise à jour du plan de mise en œuvre du Plan pour une économie verte »*, lequel prévoit une enveloppe de 270 M\$ sur cinq ans.

de l'État et non par le tarif. C'est la mesure la moins coûteuse de tout le dossier, et la seule dont l'effet se mesure en dix-huit mois.

Cette recommandation répond en outre à une lacune établie à la section 3.3 : les études de potentiel sur lesquelles repose l'architecture réglementaire datent de 2018 et retenaient un prix d'achat de 15 \$/GJ. Nul ne sait aujourd'hui quel gisement serait mobilisable aux coûts réellement observés. Financer les études, c'est produire la donnée qui manque à tous les participants au présent dossier, y compris à Option consommateurs.

10.4 Une objection que le mémoire formule lui-même

On objectera que le gisement québécois est suffisamment vaste pour absorber les cibles, en s'appuyant sur les études de potentiel réalisées depuis 2018.

La section 3.3 a exposé pourquoi cet argument ne tient plus : l'étude de 2018 évaluait le potentiel à un prix d'achat modélisé de 15 \$/GJ, alors que les coûts observés se situent entre 41,71 et 57,43 \$/GJ. Le gisement de deuxième génération, qui représente la plus grande part des 144,3 millions de GJ annoncés, se situe entre 40 et 90 \$/GJ et demeure hors de portée à l'horizon considéré.

Il ne s'agit pas de contester l'existence du gisement, mais de constater qu'il n'est pas disponible au prix auquel il a été promis. C'est précisément pourquoi un mécanisme de prime, calibré sur le coût réel et ciblé sur la performance, est préférable à un plafond calibré sur une hypothèse périmée.

R-10 Que le soutien à la production québécoise prenne la forme d'une prime versée au producteur, exprimée en dollars par tonne de CO₂ évitée, décroissante selon un calendrier annoncé à l'avance, et révisable au vu des volumes exportés.

R-11 Que le plafond de prix uniforme soit remplacé par un plafond différencié selon l'intensité carbone vérifiée du site de production.

R-15 Que soit rétabli sans délai le financement des études de gisement et de faisabilité de production de gaz de source renouvelable, échu depuis le 31 mars 2024, que son montant soit calibré sur le coût réel d'une étude complète, incluant l'analyse de cycle de vie et l'étude de raccordement, et qu'il soit assuré par le budget de l'État plutôt que par le tarif.

11. Cinquième question — la valorisation optimale des attributs

Le ministre demande : « les moyens d'assurer une valorisation optimale des attributs environnementaux, notamment les unités de conformité au Règlement sur les combustibles propres et les obligations découlant du SPEDE ».

11.1 L'état des lieux

Attribut	Créé et vendu par	Bénéficiaire final
Unités de conformité au RCP	Le distributeur, dans ses activités non réglementées	L'ensemble de la clientèle, par le tarif GSR
Exemption du tarif SPEDE	—	L'acheteur volontaire seulement
Attribut « renouvelable »	—	L'acheteur volontaire

Tableau 29 — Répartition actuelle des attributs environnementaux.

Depuis la décision D-2026-059, les revenus nets de la vente des unités de conformité transitent par un compte d'écarts dédié et sont intégrés au tarif du gaz de source renouvelable. Le marché demeure mince : 113 970 unités créées au 30 septembre 2025, dont 67 500 vendues en 2025, à partir de onze sites. La valeur intégrée au tarif a été portée de 4,111 à 12,708 ¢/m³ pour l'année 2026-2027, ce qui ramène le tarif du gaz de source renouvelable de 93,835 à 85,239 ¢/m³⁸⁹. Elle atteindrait 36,2 ¢/m³ en 2029-2030.

Ces valeurs se traduisent en montants. Le crédit de 2026-2027 représente environ 39 M\$, celui projeté pour 2029-2030 quelque 111 M\$, soit un quasi-triplement en quatre ans.

Une telle progression suppose un accroissement considérable du nombre d'unités créées. Au prix moyen constaté sur le marché fédéral, atteindre 111 M\$ exigerait de l'ordre de 750 000 unités en 2029-2030, contre 113 970 au 30 septembre 2025. Or le nombre d'unités qu'un mètre cube engendre dépend directement de son intensité carbone, laquelle n'est pas connue, comme l'établit la section qui suit.

C'est là que réside la fragilité du dispositif. **Une valorisation de cette ampleur repose aujourd'hui sur des intensités carbone génériques, que nul n'a vérifiées site par site.** Si les valeurs réelles sont inférieures aux valeurs retenues, le crédit annoncé ne se matérialisera pas et l'écart retombera sur le tarif. Si elles sont supérieures, la clientèle aura payé plus qu'il n'était nécessaire. Dans les deux cas, **le consommateur supporte le risque d'une donnée qu'il ne peut pas vérifier.**

Option consommateurs a formulé une réserve voisine dans la cause tarifaire. Tout en appuyant l'intégration immédiate pour l'année en cours, favorable à la clientèle, elle a relevé que les revenus tirés des unités de conformité sont **susceptibles de varier** et qu'aucune comparaison n'a été produite entre cette intégration immédiate et l'option d'un lissage, alors que la Régie l'avait expressément demandée⁹⁰.

Les deux préoccupations se rejoignent : l'une porte sur la méthode d'intégration, l'autre sur la fiabilité de la donnée qui détermine le montant à intégrer. **Dans les deux cas, le tarif absorbe aujourd'hui une valeur que la clientèle ne peut ni vérifier ni comparer à une autre.**

C'est pourquoi la détermination des intensités carbone par site, certifiée par un tiers indépendant, n'est pas une exigence de transparence accessoire : elle est la condition de solidité de l'ensemble du mécanisme de valorisation. Un crédit tarifaire qui atteindra plus de 100 M\$ par année ne peut reposer sur une valeur approximative.

⁸⁹ ÉNERGIR, pièce B-0158, dossier R-4334-2026, p. 4. La valeur nette des revenus tirés des unités de conformité intégrée au tarif passe de 4,111 ¢/m³ à 12,708 ¢/m³, ce qui ramène le tarif du gaz de source renouvelable de 93,835 ¢/m³ à 85,239 ¢/m³ pour l'année 2026-2027.

⁹⁰ OPTION CONSOMMATEURS, Plan d'argumentation, dossier R-4334-2026, pièce C-OC-0018, 9 septembre 2026, par. 40 à 46. Option consommateurs y appuie l'intégration immédiate pour l'année 2026-2027, tout en relevant que la décision D-2026-059, par. 239, imposait à Énergir de présenter dans chaque dossier tarifaire les deux options d'intégration du solde et leurs impacts tarifaires, et que seule l'intégration immédiate a été déposée.

11.2 Le registre des intensités carbone

Toute valorisation repose sur une donnée que personne ne possède avec certitude : l'intensité carbone réelle de chaque site.

Le distributeur retient des valeurs génériques (20 g éq. CO₂/MJ pour la biométhanisation, 40 g pour l'enfouissement) tandis qu'un intervenant industriel estime la plage réelle entre -300 et +30, les émissions évitées n'étant pas prises en compte. L'écart est d'un ordre de grandeur et détermine directement la valeur captée, donc le montant restitué au tarif, donc la facture du client captif.

Or la pratique inverse existe déjà au Québec. Dans ses réponses à la Régie déposées au présent dossier, Enbridge Gaz Québec publie les intensités carbone de ses approvisionnements contrat par contrat : 13 g éq. CO₂/MJ pour trois de ses fournisseurs, 16 g éq. CO₂/MJ pour un quatrième⁹¹. Ce sont des valeurs contractuelles et vérifiables, non des moyennes de filière.

Deux enseignements en découlent. Le registre que recommande le présent mémoire ne demande donc rien d'extraordinaire : un distributeur québécois le fait déjà. Et les valeurs ainsi publiées sont sensiblement inférieures à la valeur générique de 20 g éq. CO₂/MJ retenue ailleurs pour la biométhanisation : ce qui confirme que les moyennes de filière sous-estiment la performance des meilleurs approvisionnements, et donc la valeur des attributs qu'ils génèrent.

Option consommateurs propose la constitution d'un registre public des intensités carbone vérifiées par un tiers, site par site.

Ce registre présente une propriété que le mémoire tient à souligner, parce qu'elle lève l'objection principale : il ne divulgue aucun prix. L'intensité carbone n'est pas une information commercialement sensible mais une caractéristique physique du gisement. Les préoccupations légitimes de confidentialité commerciale, y compris entre distributeurs concurrents, demeurent donc entièrement préservées.

Sans ce registre, ni l'achat en dollars par tonne (R-8), ni le plafond différencié (R-11), ni le soutien lié à la performance (R-10) ne peuvent fonctionner. C'est la donnée qui conditionne tout le reste.

11.3 Rendre visible le prix de l'attribut

Le distributeur achète aujourd'hui un ensemble indivis (la molécule et son attribut) à un prix unique en dollars par gigajoule, puis crée et vend les unités de conformité.

Option consommateurs propose non pas de vendre séparément l'un et l'autre (les règles de conformité l'interdisent, puisqu'un même bénéfice environnemental ne peut être reconnu deux fois) mais de rendre visible, dans le contrat comme dans le tarif, la part du prix qui rémunère la molécule et celle qui rémunère la performance carbone.

Le consommateur ne paie alors que ce qu'il reçoit effectivement, et le producteur québécois capte la pleine valeur de la performance qu'il fournit, sans avoir à sortir du Québec pour être payé pour sa qualité carbone.

Cette décomposition est la condition d'un prix vérifiable. Tant que la molécule et son attribut sont payés d'un seul montant, nul ne peut établir si le second est correctement valorisé ou, si le consommateur paie le juste prix.

11.4 La transparence des revenus tirés des attributs

Une dernière zone d'ombre subsiste, et elle porte sur des sommes considérables. Le distributeur applique au tarif du gaz de source renouvelable un crédit tiré de la vente des unités de conformité, porté à 12,708

⁹¹ Idem, tableau 2. Les intensités carbone y sont indiquées contrat par contrat : 13 g éq. CO₂/MJ pour trois fournisseurs et 16 g éq. CO₂/MJ pour un quatrième. Elles ne sont pas disponibles pour les contrats antérieurs à l'entrée en vigueur du Règlement sur les combustibles propres. Les prix d'achat demeurent caviardés dans la version publique.

¢/m³ pour l'année 2026-2027. Ce crédit réduit la facture du client. Trois questions demeurent pourtant sans réponse publique.⁹²

Qui détient l'attribut

La réponse n'est pas dans le Règlement : elle est dans les contrats. Enbridge Gaz Québec l'indique expressément : la valorisation des unités « *peut permettre de réduire le prix du GSR dans le cadre de ces contrats, selon les modalités contractuelles applicables* »⁹³. Selon le contrat, l'attribut demeure donc au producteur, qui le vend où il veut (c'est le mécanisme des exportations décrit à la section 3.2) ou revient au distributeur, qui le monétise. Les contrats ne sont pas publics.

À quel prix il se vend

Le marché existe, mais il est étroit et volatil. Le rapport d'Environnement et Changement climatique Canada établit un prix moyen trimestriel de 149 à 166 \$ la tonne, pour un minimum observé de 3,52 \$ et un maximum de 280 \$⁹⁴. **Le prix varie donc d'un facteur quatre-vingt selon la transaction.**

Qui conserve l'écart

C'est la question que le présent mémoire ne peut trancher, faute d'information publique. Le crédit porté au tarif est établi à l'avance, sur une valeur estimée. Si la vente réelle rapporte davantage, **l'écart revient-il à la clientèle ou demeure-t-il au distributeur ?** Le traitement des écarts entre valeur estimée et valeur réalisée n'est pas décrit dans les pièces déposées.

L'ordre de grandeur justifie la question. Le distributeur évalue lui-même l'effet des unités de conformité à 8 \$ le gigajoule à compter de 2030, et chiffre à 822 M\$ sur neuf ans l'écart entre ses trajectoires de socialisation avec et sans cette valorisation. **Une variation de 20 % sur ce montant représente plus de 160 M\$,** davantage que la totalité des frais de socialisation d'une année récente.

Option consommateurs ne présume d'aucune irrégularité. Elle observe qu'un revenu de cette ampleur, tiré d'un actif dont la propriété est contractuelle et dont le prix varie d'un facteur considérable, devrait faire l'objet d'une reddition de compte publique. **Le client captif finance l'acquisition de ces attributs par le tarif; il est fondé à savoir ce qu'ils ont rapporté.**

R-12 Qu'un registre public des intensités carbone vérifiées par un tiers, site par site, soit constitué et tenu à jour ; que la part du prix rémunérant l'attribut carbone soit identifiée distinctement de celle rémunérant la molécule ; et que soient publiés annuellement le volume d'unités de conformité créées, les revenus effectivement tirés de leur vente et le traitement de l'écart entre ces revenus et le crédit porté au tarif.

R-13 Que toute dérogation à la mutualisation de la valeur des attributs soit intégralement compensée, et subordonnée à une démonstration préalable de neutralité tarifaire pour les clients.

⁹² ÉNERGIR, pièce B-0158, dossier R-4334-2026, p. 4 : la valeur nette des revenus tirés des unités de conformité intégrée au tarif est portée de 4,111 ¢/m³ à 12,708 ¢/m³ pour l'année 2026-2027.

⁹³ ENBRIDGE GAZ QUÉBEC, pièce EGQ-1, Document 1, précitée, section 1 : la valorisation des unités de conformité « peut permettre de réduire le prix du GSR dans le cadre de ces contrats, selon les modalités contractuelles applicables ». Le distributeur ajoute, au sujet des frais de socialisation, que « toute utilisation de revenus associés à la vente d'UC en réduction des frais de socialisation pourrait aussi avoir un impact supplémentaire à la baisse » : le conditionnel indiquant que cette affectation n'est pas acquise.

⁹⁴ ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, Rapport trimestriel sur les données du marché des unités de conformité du Règlement sur les combustibles propres, 2024, T1 à T4, cité par ÉNERGIR, Plan d'approvisionnement gazier, R-4334-2026, pièce B-0006. Le rapport précise que les cessions peuvent être effectuées sans prix ou à un prix voisin de zéro, dans le cadre d'accords conclus au moment de la création, et qu'à ce titre les prix déclarés « peuvent ne pas refléter entièrement la valeur de marché ». Le plafond réglementaire est de 300 \$ la tonne.

12. Conclusion

Le présent mémoire a établi trois montants. La socialisation du gaz de source renouvelable coûtera près de 1,2 G\$ d'ici 2035. La capacité de pointe qu'exigerait une électrification complète du chauffage des bâtiments a été chiffrée par la Régie à 2,7 G\$. Le carburant du transport lourd représente 130 200 \$ par tracteur et par année.

Ces trois montants relèvent de trois vecteurs énergétiques. Ils sont examinés dans trois dossiers distincts. Ils se commandent pourtant mutuellement : le gaz consacré à la pointe est de la capacité électrique qu'on ne construit pas; le gaz consacré au transport lourd est du gaz qui ne se socialise pas. Et ils échoient au même consommateur, qui acquitte les trois factures.

Aucune instance ne les met en regard.

Ce n'est pas une négligence, mais la conséquence d'une architecture où chacun fait exactement ce qui lui est demandé. Le régulateur tranche sur preuve, entre parties, sur ce qu'on lui soumet : c'est sa fonction, et il l'exerce. Les distributeurs planifient leur propre réseau : c'est leur rôle, et rien ne les autorise à arbitrer pour un autre. Le gouvernement fixe les orientations : c'est sa responsabilité.

Reste que comparer les options avant d'engager la dépense n'est confié à personne. Or c'est l'opération dont dépend l'efficacité que le présent mémoire réclame. **On ne peut pas éliminer davantage de tonnes par dollar si nul n'a la charge de comparer les dollars.**

Option consommateurs porte ce constat à l'attention du ministre.

Le Québec s'est donné un objectif légitime et l'a doté d'un instrument mal calibré. Cet instrument mesure des mètres cubes là où l'objectif se compte en tonnes. Il plafonne un prix là où il faudrait orienter une ressource. Il répartit une charge là où il faudrait allouer un gisement. Il désigne un acheteur unique là où plusieurs achèteraient mieux. Et il ignore la valeur d'un réseau que les consommateurs ont déjà payé.

Aucune des corrections proposées dans le présent mémoire ne diminue l'ambition climatique du Québec. Toutes visent à obtenir davantage de tonnes évitées par dollar dépensé, et récompense les producteurs avec le meilleur produit et non le plus grand volume. Ceci bénéficierait en grande partie aux producteurs québécois.

Devant un chantier dont Hydro-Québec chiffre à environ 200 G\$ d'investissement d'ici à 2035, et dont le rapport préliminaire du PGIRE évalue un coût supplémentaire de 307 à 536 G\$ à l'horizon 2050, le rendement de chaque dollar n'est pas seulement une préoccupation comptable. C'est une exigence pour la faisabilité de la transition.

Prises ensemble, les recommandations qui précèdent permettent d'aligner le Québec sur une véritable trajectoire de décarbonation, optimisée sur ses coûts : une trajectoire qui obtient davantage de tonnes évitées par dollar dépensé, qui exploite les actifs déjà construits plutôt que de les gaspiller, et dont le coût est porté par ceux qui disposent des moyens d'y répondre.

Elles s'inscrivent dans le cadre que le Québec vient de se donner. Le Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 fixe désormais les orientations énergétiques du Québec sur vingt-cinq ans, et la loi confie expressément à la Régie la réalisation d'une transition ordonnée, au meilleur coût. L'avis demandé par le ministre est la première occasion d'appliquer ce mandat à un instrument existant.

Une politique climatique qui coûte huit fois le prix du marché, fait fuir la production nationale et ignore les actifs déjà payés n'est pas une politique optimale.

Option consommateurs remercie la Régie de l'attention portée au présent mémoire et se tient disponible pour tout complément.

13. Recommandations consolidées

Les quinze recommandations qui suivent forment un ensemble cohérent, organisé selon les trois niveaux d'efficacité exposés en partie II. Trois d'entre elles conditionnent les autres : la redénomination carbone de l'exigence (R-3), le registre des intensités carbone (R-12) et l'achat en dollars par tonne (R-8). Sans elles, les autres mesures perdent leur point d'appui.

Niveau 1, L'efficacité de l'instrument

R-1 Que soit publié annuellement le prix implicite du carbone de chaque instrument de politique énergétique québécois, calculé selon une méthode uniforme et rendue publique.

R-2 Qu'aucun instrument ne puisse imposer un prix implicite du carbone excédant un multiple déterminé du prix courant du marché québécois du carbone sans autorisation explicite et publique.

R-3 Que l'exigence de distribution soit redéfinie en tonnes de CO₂ évitées, ou en gigajoules pondérés par l'intensité carbone, plutôt qu'en volume.

R-4 Que l'obligation porte sur le gaz mis en circulation dans l'économie québécoise plutôt que sur le seul gaz distribué par canalisations, de manière à rendre l'exigence neutre au mode de livraison ; et que la trajectoire des exigences soit établie jusqu'en 2050 plutôt que jusqu'en 2035, afin d'être comparable aux objectifs gouvernementaux et aux autres instruments de décarbonation.

R-14 Assortir tout instrument d'une revue quinquennale portant sur le coût réalisé par tonne évitée et d'une clause d'extinction en l'absence de reconduction explicite.

Niveau 2, L'efficacité de l'allocation

R-5 Que l'exigence soit modulée par catégorie de consommateurs selon le critère de substituabilité technique (la capacité de faire autrement) et non selon l'exposition à la concurrence.

R-6 Que la valeur de capacité de pointe rendue par le réseau gazier soit reconnue et quantifiée dans l'évaluation des instruments, et que le gaz de source renouvelable consacré à la pointe hivernale soit reconnu pour le double service qu'il rend : l'évitement d'émissions et le maintien de la biénergie, qui épargne au réseau électrique une capacité coûteuse.

R-7 Que le transport lourd soit reconnu comme débouché structurant pour le gaz de source renouvelable, à trois conditions cumulatives : (i) que l'approvisionnement soit dirigé vers des flottes dédiées plutôt que dilué dans le mélange du réseau ; (ii) qu'il soit physiquement tracé, à l'exclusion de toute attribution documentaire sans livraison ; et (iii) que son intensité carbone soit vérifiée par site

conformément à la recommandation R-12. Enfin, qu'une fonction de planification du maillage territorial des stations de ravitaillement soit par ailleurs explicitement attribuée.

Niveau 3, L'efficience de l'organisation

R-8 Que l'acquisition de gaz de source renouvelable se fasse en dollars par tonne de CO₂ évitée plutôt qu'en dollars par gigajoule, le prix par tonne s'obtenant par division du prix par gigajoule par l'intensité carbone vérifiée du site.

R-9 Que l'achat soit ouvert à plusieurs acheteurs (exploitants de stations, agrégateurs, clients industriels) l'attribut demeurant reconnu au titre de l'exigence quel que soit l'acheteur.

R-10 Que le soutien à la production québécoise prenne la forme d'une prime versée au producteur, exprimée en dollars par tonne de CO₂ évitée, décroissante selon un calendrier annoncé à l'avance, et révisable au vu des volumes exportés.

R-11 Que le plafond de prix uniforme soit remplacé par un plafond différencié selon l'intensité carbone vérifiée du site de production.

R-12 Qu'un registre public des intensités carbone vérifiées par un tiers, site par site, soit constitué et tenu à jour ; que la part du prix rémunérant l'attribut carbone soit identifiée distinctement de celle rémunérant la molécule ; et que soient publiés annuellement le volume d'unités de conformité créées, les revenus effectivement tirés de leur vente et le traitement de l'écart entre ces revenus et le crédit porté au tarif.

R-13 Que toute dérogation à la mutualisation de la valeur des attributs soit intégralement compensée, et subordonnée à une démonstration préalable de neutralité tarifaire pour les clients.

R-15 Que soit rétabli sans délai le financement des études de gisement et de faisabilité de production de gaz de source renouvelable, échu depuis le 31 mars 2024, que son montant soit calibré sur le coût réel d'une étude complète, incluant l'analyse de cycle de vie et l'étude de raccordement, et qu'il soit assuré par le budget de l'État plutôt que par le tarif.

Notes et sources

Toutes les données chiffrées du présent mémoire proviennent des sources ci-dessous. Aucune n'a été estimée, extrapolée ou reconstituée.

Décisions et pièces de la Régie de l'énergie

Référence	Objet	Données utilisées
D-2026-059	Décision sur le fond, dossier R-4320-2025, 17 juin 2026	Formule du surcoût socialisé ; trajectoire des frais de socialisation ; solde de 234,2 M\$; récupération sur quatre ans ; traitement des revenus d'unités de conformité
D-2026-037	Balises de prix, 31 mars 2026	Maintien de la balise de 35 \$ ₂₀₂₂ /GJ
R-4329-2026	Avis de la Régie au ministre dans le cadre de l'élaboration du PGIRE 2026-2050, 30 mars 2026	Conditions à réunir pour que le PGIRE constitue un véritable outil de planification, de pilotage et d'ajustement ; crédibilité opérationnelle, économique et institutionnelle ; vingt et une recommandations
R-4169-2021	Décision du 19 mai 2022 et pièces déposées, mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments	Capacité additionnelle de 2 070 MW en électrification complète ; coût de 2,7 G\$; 63 MW en biénergie ; économie de 1,682 G\$
D-2024-113	Caractéristiques d'approvisionnement	Reconduction des balises de prix et des plafonds volumétriques
D-2024-028	Cession de volumes	Mécanisme de cession selon l'intensité carbone
D-2023-022	Balises initiales	Prix maximaux de 45 et 35 \$ ₂₀₂₂ /GJ ; moyenne de portefeuille de 25 \$/GJ ; durée de vingt ans
B-0056 (R-4287-2024)	Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR, cause tarifaire 2025-2026	Obligation réglementaire, ventes volontaires et volumes invendus 2025-2029 ; origine des volumes contractés ; prix moyen des contrats approuvés
B-0006 (R-4334-2026)	Plan d'approvisionnement gazier, Énergir-H, Document 1	Valorisation du GSR sur les marchés américains ; LCFS à 5,80 \$CAD/GJ ; exportation de deux LET québécois ; unités de conformité RCP par catégorie
B-0033 (R-4334-2026)	Faits saillants de la cause tarifaire 2026-2027	Incidence tarifaire par cas type ; consommation du cas type résidentiel (1 955 m ³) ; hausse de 228,3 M\$ des frais de socialisation
B-0063 (R-4334-2026)	Établissement du revenu requis, Énergir-N, Document 1	Revenu requis par service 2025 à 2026-2027 ; ajustement tarifaire de 399,8 % au service de socialisation ; baisse de 1,8 % des services de distribution, transport et équilibrage
B-0074 (R-4320-2025)	Simulation du distributeur	Consommation résiduelle de 5 870 Mm ³
C-AQPER-0014 (R-4320-2025)	Rapport d'expert	Prix moyens à la mise en service : 41,71 \$/GJ (LET) et 57,43 \$/GJ (biométhanisation)
A-0035 (R-4353-2026)	Avis de B. Marcoux à la Régie, 10 septembre 2026	Potentiel de 4,4 à 6,6 % des volumes de 2035 ; demande volontaire de 21,0 Mm ³ en 2026 ; coût cumulé de socialisation de 1,25 à 1,43 G\$
Rapport de D. Beaudoin (R-4353-2026)	Rapport d'expertise, version 1.4, 21 septembre 2026	Ciblage du transport comme débouché ; part de 1,5 % des besoins énergétiques du Québec ; assiette de la socialisation

Référence	Objet	Données utilisées
Énergir-1, Document 1 (R-4353-2026)	Réponse à la demande de renseignements, version révisée du 2 septembre 2026	Potentiel accessible de 250 à 380 Mm ³ et prix moyens de 40 à 47 \$ ₂₀₃₅ /GJ ; trajectoires tarifaires avec et sans unités de conformité
EGQ-1, Document 1 (R-4353-2026)	Réponse d'Enbridge Gaz Québec, 28 août 2026	Volumes invendus de 95 à 96 % ; intensités carbone de 13 et 16 g éq. CO ₂ /MJ ; projets de l'Outaouais
B-0158 (R-4334-2026)	Pièce déposée à la cause tarifaire	Valeur nette des unités de conformité portée à 12,708 ¢/m ³ ; décomposition du tarif de socialisation entre cavalier et part courante
C-OC-0018 (R-4334-2026)	Plan d'argumentation d'Option consommateurs, 9 septembre 2026	Position sur l'intégration des revenus d'unités de conformité et sur la composante prévisionnelle des frais de socialisation
C-OC-0029 (R-4169-2021)	Argumentation d'Option consommateurs, 28 février 2022	Opposition au transfert entre réseaux ; causalité des coûts ; coût de réduction de 200 à 700 \$ la tonne
D-2019-164 (R-4076-2018)	Programme de gestion de la demande en puissance	Application du test de neutralité tarifaire à un programme de réduction de pointe

Tableau 30 — Pièces et décisions de la Régie citées au mémoire.

Documents des distributeurs et d'Hydro-Québec

Source	Données utilisées
Tarifs d'Énergir en vigueur depuis le 1^{er} octobre 2025	Tarif GSR de 94,884 ¢/m ³ (25,04 \$/GJ)
Rapport mensuel sur le coût du service de fourniture, juillet 2025, déposé à la Régie	Taux de fourniture de 17,884 ¢/m ³ (4,72 \$/GJ) ; tarif SPEDE de 8,574 ¢/m ³ ; indices Dawn, Empress, AB-NIT et Henry Hub en \$CAN/GJ
Bulletins tarifaires d'Énergir, 2024 et 2025	Historique du tarif GSR : 72,457 ¢/m ³ (2023-2024) et 85,818 ¢/m ³ (2024-2025)
Méthodologies de calcul et de preuve des réductions d'émissions, Énergir	Facteur d'émission de 1,889 kg éq. CO ₂ /m ³ ; application au GSR des facteurs du gaz fossile
Hydro-Québec, Plan d'action 2035, Vers un Québec décarboné et prospère, novembre 2023, et mise à jour publiée par l'entreprise	Investissements de l'ordre de 200 G\$ d'ici 2035. Plan initial : 155 à 185 G\$, dont 90 à 110 G\$ pour la croissance de la capacité de production et de transport
Conditions de service et Tarif d'Énergir, en vigueur	Exonération des frais de socialisation au seuil réglementaire ; exemption du tarif SPEDE sur l'achat volontaire

Tableau 31 — Documents publiés par les distributeurs et Hydro-Québec.

Sources réglementaires et gouvernementales

Source	Données utilisées
Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RLRQ, c. Q-2, r. 15), à jour au 1^{er} avril 2026	Annexe A.1 : potentiels de réchauffement planétaire. Annexe A.2, QC.1.7 : tableau 1-1 (pouvoirs calorifiques), tableau 1-2 (facteurs du carburant diesel), tableau 1-4 (CO ₂ du gaz naturel), tableau 1-7 (CH ₄ et N ₂ O du gaz naturel). Traitement des émissions biogéniques
Ministère de l'Environnement, résultats des ventes aux enchères	Prix de règlement de 39,63 \$ CAD (47 ^e vente conjointe, 20 mai 2026) ; prix moyen de 44,65 \$ pour 2023
Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec 2026-2050, publié le 30 juin 2026	Orientations énergétiques à l'horizon 2050 ; besoins de puissance de 2 GW (2030), 12 GW (2040) et 22 GW (2050) ; économies de 14 TWh de gaz naturel ; ajout de 50 TWh de bioénergies ; investissements de 87 G\$
Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2025, c. 24	Mandat de la Régie : transition ordonnée, au meilleur coût ; obligation de plans d'approvisionnement gaziers sur dix à quinze ans

Source	Données utilisées
CORDIER, M. et al., WSP Canada et Deloitte, Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030), octobre 2018, R-4156-2021, pièce B-0133	Prix d'achat modélisé de 15 \$/GJ ; potentiel de 25,8 M GJ (1 ^{re} génération) et de 144,3 M GJ en 2030
Projet de règlement modifiant le RGSR, avril 2026	Cibles de 5 %, 7 % et 10 % ; cibles par catégorie ; exemption des consommateurs industriels et agricoles
Lettre du ministre à la Régie, 14 juillet 2026	Mandat et libellé des cinq questions
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE, 16 janvier 2026, R-4329-2026, pièce B-0002	Surcoût d'investissement de 307 à 536 G\$ pour une décarbonation partielle d'ici 2050 ; déficit d'approvisionnement de 111 à 221 TWh (modèle NATEM-QC)
Régie de l'énergie, Avis A-2026-01, dossier R-4329-2026, 30 mars 2026	Délimitation par la Régie de sa propre portée (par. 14) ; constat que le rapport préliminaire ne constitue pas le plan prévu à l'article 14.3 (par. 27-28) ; recommandations R3, R4 et R5 sur les coûts complets
Ministère des Finances du Québec, Plan budgétaire de mars 2026	Dettes nette d'environ 250 G\$ au 31 mars 2026, soit 38,8 % du PIB; dette brute de l'ordre de 47 % du PIB
Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur, RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3	Seuils d'injection de 2 %, 5 % et 10 %
Décret 1245-2026, décret de préoccupation, 21 août 2026	Choc tarifaire lié à la récupération des coûts du GSR ; iniquités entre consommateurs ; nouveaux raccordements
Environnement et Changement climatique Canada, Systèmes de tarification du carbone au Canada, mise à jour du 15 mai 2026	Trajectoire révisée du prix de référence : 95 \$ en 2026, 115 \$ en 2030, 140 \$ en 2040
Régie de l'énergie, bulletin d'information sur les prix des produits pétroliers, 27 juillet 2026	Prix moyen du diesel au Québec de 2,48 \$ le litre
Green Gas Support Scheme Guidance et Green Gas Levy Guidance, Royaume-Uni	Tarif garanti sur quinze ans et trois paliers ; seuil de 24 g éq. CO ₂ /MJ ; déclaration trimestrielle et audit annuel ; prélèvement par point de mesurage
Department for Energy Security and Net Zero, Future Policy Framework for Biomethane Production: A Call for Evidence, février 2024	Comparaison du contrat pour différence et de l'obligation imposée aux fournisseurs

Tableau 32 — Sources réglementaires et gouvernementales.

Limites de l'information disponible

Trois lacunes affectent la précision, sans affecter les conclusions :

Les prix contractuels demeurent inaccessibles. Le différentiel entre approvisionnements québécois et étrangers ne peut être établi à partir des versions publiques. Le mémoire s'abstient de le chiffrer, et propose en R-12 un mécanisme qui rend son obtention inutile.

Les intensités carbonées réelles ne sont pas connues par site. Le mémoire retient les valeurs génériques du distributeur, qui sont les plus défavorables à sa propre démonstration.

Les pouvoirs calorifiques publiés diffèrent légèrement selon la source. Le mémoire contourne la difficulté en raisonnant en unité volumétrique.