

Le gaz renouvelable dans la transition énergétique du Québec

Trajectoires, usages, coûts, sécurité énergétique et gouvernance

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 GSR produit au Québec

Dossier R-4353-2026

Benoit Marcoux

benoit@marcoux.ca

514-953-7469

10 septembre 2026

Table des matières

Table des matières	2
Sommaire exécutif.....	4
1. Mandat, méthode et limites.....	6
1.1. Objet du rapport.....	6
1.2. Approche.....	6
1.3. Conventions de conversion	6
1.4. Incertitudes et limites	7
2. La trajectoire gazière dans la transition énergétique.....	8
2.1. Une diminution importante du gaz fossile est désormais l'hypothèse centrale	8
2.2. De la valorisation d'un résidu à une obligation de livraison	8
2.3. Cibles réglementaires actuelles et projet de modification.....	9
2.4. Finalité du cadre d'intervention relatif au gaz renouvelable	10
2.5. Le gaz devrait se concentrer là où la molécule conserve une valeur particulière	11
2.6. Quatre indicateurs complémentaires.....	11
2.7. La prévisibilité comme condition de réussite.....	12
3. Production, disponibilité, importations et attributs.....	14
3.1. De quoi parle-t-on ?	14
3.2. Situation québécoise.....	14
3.3. Potentiel de production : des estimations à qualifier	16
3.4. Retenir et valoriser davantage la production locale	17
3.5. Attributs environnementaux : la molécule et ses droits associés	18
3.6. Importer du gaz renouvelable n'est pas équivalent à le produire ici	19
4. Usages, substitution et différenciation sectorielle.....	22
4.1. Le bon objet de comparaison est le service rendu	22
4.2. Bâtiments	22
4.3. Industrie	23
4.4. Usages non énergétiques.....	24
4.5. Production d'électricité, pointe, secours et alimentation sur site.....	24
4.6. Transport et régions éloignées	25
4.7. Une grille d'analyse plutôt qu'un classement imposé	26
5. Coûts, tarification, socialisation et compétitivité.....	27
5.1. Distinguer le coût du projet, le prix d'acquisition et le tarif	27
5.2. La socialisation : ampleur et causes	28
5.3. Orienter la demande durable et résorber la socialisation	29
5.4. Parité économique, coût net et valeur des attributs.....	31
5.5. Mesures transitoires pour les industries exposées	33
6. Réseau gazier, sécurité énergétique et répartition des coûts.....	34
6.1. Baisse des volumes, coûts fixes et utilisation des actifs	34

6.2.	Configurations possibles du réseau.....	34
6.3.	Coordination gaz-électricité.....	35
6.4.	Stockage, capacité de soutirage et flexibilité	36
6.5.	Sécurité énergétique et résilience	37
6.6.	Dépenses énergétiques et effets distributifs.....	37
7.	<i>Enseignements de trois juridictions.....</i>	<i>38</i>
7.1.	Colombie-Britannique : un mélange obligatoire associé à une offre volontaire.....	38
7.2.	Californie : une obligation liée à la réduction du méthane.....	38
7.3.	France : certificats de production et séparation du soutien	38
7.4.	Synthèse du balisage.....	39
8.	<i>Cap de long terme et cadre d'action à l'horizon 2050.....</i>	<i>40</i>
8.1.	Une destination claire, des moyens révisables.....	40
8.2.	Relier l'offre réglementaire à une demande réelle	40
8.3.	La parité économique comme test.....	41
8.4.	Corridors de gaz distribué et facteurs de bascule	41
8.5.	Jalons et déclencheurs de révision	42
9.	<i>Recommandations.....</i>	<i>43</i>
9.1.	Suivre explicitement la diminution du gaz fossile.....	43
9.2.	Relier l'offre réglementaire à la demande et aux corridors de volumes	43
9.3.	Orienter la demande durable et résorber la socialisation	44
9.4.	Comparer le coût complet des solutions et valoriser les attributs	44
9.5.	Retenir et valoriser davantage la production québécoise.....	44
9.6.	Différencier les trajectoires sans figer un ordre de priorité	45
9.7.	Coordonner les trajectoires du gaz et de l'électricité.....	45
9.8.	Mettre en place une gouvernance permanente et plus large que le gaz renouvelable	45
9.9.	Prévoir des mesures d'urgence temporaires, avec révision et échéance.....	46
10.	<i>Conclusion.....</i>	<i>47</i>

Sommaire exécutif

La place du gaz ne peut plus être ramenée à une simple question d'approvisionnement. La transition met en jeu, à la fois, les émissions, la disponibilité de l'électricité, la compétitivité, les coûts des réseaux, le stockage, la gestion des matières résiduelles et la sécurité énergétique.

La direction de la transition est désormais claire. Le *Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 (PGIRE)* prévoit une baisse d'environ 42 % de la consommation de gaz fossile entre 2022 et 2050.¹ Énergir anticipe de son côté une réduction d'environ 45 % des volumes gazeux distribués². Ces deux exercices ne portent pas exactement sur le même objet : le premier décrit le gaz fossile, le second l'ensemble des gaz distribués. Ils justifient néanmoins d'examiner les conséquences d'une baisse durable des volumes, sans présumer aujourd'hui de l'empreinte précise du réseau en 2050.

À l'horizon 2050, la conclusion la plus solide est que le Québec utilisera beaucoup moins de gaz fossile. À long terme, le point d'arrivée retenu comme hypothèse analytique dans ce rapport est un système qui utilise beaucoup moins de gaz qu'aujourd'hui. Le gaz qui subsisterait serait largement renouvelable et concentré dans les usages où la molécule, la pointe, le stockage ou la résilience conservent une valeur élevée. Cette configuration pourrait ne pas être atteinte en 2050. Le gaz fossile pourrait subsister lorsque son coût de remplacement demeure disproportionné ou que le captage réduit suffisamment ses émissions sur le cycle de vie.

Le gaz renouvelable ne remplacera pas les volumes fossiles un pour un. En 2024, les ventes québécoises de gaz fossile représentaient environ 241 PJ (6,36 Gm³, 66,9 TWh). La production locale de gaz renouvelable est très petite en comparaison, à 5,38 PJ (142 Mm³, 1,49 TWh), et une part importante est exportée, notamment depuis des sites d'enfouissement, tandis qu'Énergir importe pour satisfaire ses obligations. Ces flux d'import-export sont du même ordre de grandeur, sans être exactement comparables en raison des années, des contrats et des attributs considérés.^{3 4}

Le coût constitue déjà une contrainte. Pour 2026-2027, Énergir projetait 274 Mm³ de volumes réglementaires invendus (10,4 PJ, 2,89 TWh), puis 348 Mm³ en 2029-2030 (13,2 PJ, 3,67 TWh). La décision D-2026-059 réduit le financement du solde, mais ne règle ni le passif historique, ni l'exposition créée par les contrats existants, ni l'écart entre les achats obligatoires et la demande. Le constat s'impose : nettement plus cher que le gaz fossile, le gaz renouvelable se vend mal. Cette difficulté a aussi une histoire. Conçu notamment pour faire émerger une filière québécoise de production de gaz renouvelable, le mandat volumétrique crée aujourd'hui une demande réglementaire largement satisfaite

-
- 1 Gouvernement du Québec, Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050, 2026 : <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO-plan-gestion-integre-ressources-energetiques.pdf>
 - 2 Énergir, Trajectoire 2050 : une vision de notre réseau décarboné : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/05/7-PPT_Energir.pdf
 - 3 Pineau, P.-O. et Whitmore, J., État de l'énergie au Québec 2026, p. 14, après exclusion des 175 PJ exportés : <https://energie.hec.ca/eeq/>
 - 4 Aviseo Conseil, Étude économique sur la filière québécoise du gaz naturel renouvelable, 2026, p. 3 et 18 : https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf

par des importations, alors qu'une part importante de la production locale est exportée vers des marchés qui rémunèrent mieux ses attributs.

Le défi n'est donc pas d'écouler le plus de gaz renouvelable possible. Il est de l'orienter vers des usages durables où sa valeur justifie son coût, puis de réduire l'écart entre l'offre contractée et cette demande. La socialisation résiduelle serait un coût de transition à circonscrire et à résorber, non un financement permanent de la filière.

L'électrification demeure centrale, mais sa progression est contrainte par l'énergie, la puissance et les délais de raccordement. Les nouveaux approvisionnements prendront plusieurs années à se matérialiser. Cette contrainte ne favorise pas en soi le gaz renouvelable ; elle réduit temporairement le nombre de solutions disponibles et renforce le besoin de séquencer les conversions.

La baisse des volumes distribués ne toucherait pas toutes les parties du réseau de la même manière. À long terme, tandis que les usages se concentrent autour des pôles industriels, de la pointe, du stockage et des producteurs locaux, certains segments de distribution résidentielle pourraient être moins utilisés, voire déclassés. Les besoins de transport, de stockage et de soutirage ne diminueraient toutefois pas nécessairement au même rythme que les volumes annuels. Dans l'ensemble, il s'agit de risques à examiner, et non d'un programme prédéterminé de retrait d'actifs.

Enfin, le rapport fait de la prévisibilité une condition de la transition. Il propose des jalons et une gouvernance permanente, plus large que le gaz renouvelable, pour coordonner les trajectoires gazières et électriques, surveiller les contrats et la socialisation, tester le stockage et déclencher les révisions, sans transformer la Régie en planificateur opérationnel.

1. Mandat, méthode et limites

1.1. Objet du rapport

Ce rapport analyse le rôle du gaz renouvelable dans la transition énergétique du Québec à l'horizon 2050, ainsi que les décisions de long terme qui devront être prises d'ici là. L'analyse couvre les cibles réglementaires, la disponibilité de la ressource, les importations, les coûts, les attributs environnementaux, les usages, l'avenir du réseau gazier, la sécurité énergétique et la gouvernance.

Il répond au mandat confié par la Régie. La lettre du ministre et les documents gouvernementaux connexes servent à comprendre le contexte ; ils ne sont toutefois pas traités comme des demandes supplémentaires qui élargiraient ce mandat.

Il ne s'agit pas de fixer dès maintenant une combinaison énergétique détaillée pour 2050 : les coûts, les technologies, la capacité électrique, les matières premières et la demande industrielle demeurent trop incertains. Dans ce rapport, maximiser le développement et l'utilisation du gaz renouvelable signifie en maximiser la valeur climatique, économique et systémique, et non le volume brut. L'analyse présente donc des constats, des critères et des options réglementaires. Il ne fixe ni l'empreinte future du réseau ni un calendrier de retrait d'actifs; ces questions demeurent à trancher sur preuve dans les dossiers appropriés.

1.2. Approche

Pour les besoins du rapport, les sources peuvent être classées généralement en quatre familles :

1. **Cadre normatif.** Les textes réglementaires et les décisions de la Régie ;
2. **Planification publique.** Les documents de planification du gouvernement du Québec ;
3. **Preuve au dossier.** La preuve publique déposée par les distributeurs et les intervenants ;
4. **Balitage externe.** La littérature institutionnelle, des articles journalistiques, des communiqués de presse, et les expériences d'autres juridictions.

Les affirmations d'une entreprise, d'une association sectorielle ou d'une étude commandée sont identifiées comme telles. Le rapport distingue les faits, l'analyse et les recommandations. Il expose les facteurs qui peuvent justifier des trajectoires d'offre et de demande différentes.

1.3. Conventions de conversion

Les quantités de gaz sont présentées, lorsque l'information le permet, en volume, en joules et en wattheures. Le facteur indicatif est de 37,9 MJ par mètre cube : 1 Mm³ (37,9 TJ, 10,5 GWh). Le Canada utilise surtout les mètres cubes et les GJ ; les États-Unis, les pieds cubes, les therms et les Btu ; l'Europe, les mètres cubes et les wattheures. L'unité originale est parfois conservée pour faciliter la vérification.

Ces conversions comparent des ordres de grandeur, pas des usages. Le pouvoir calorifique varie selon le gaz et les conditions de mesure. Certains usages sont non énergétiques. De plus, une thermopompe fournit davantage de chaleur utile par unité d'énergie qu'une chaudière, tandis que la production d'hydrogène puis de méthane à partir d'électricité entraîne des pertes. Les valeurs converties sont donc des repères comptables, non des coefficients de substitution.

Pour simplifier le texte et éviter les abréviations, le rapport préfère les termes « gaz fossile » pour désigner le gaz naturel d'origine géologique, et « gaz renouvelable » pour désigner les gaz de source renouvelable (GSR). Les GSR comprennent les gaz produits à partir de matières organiques ou d'énergies renouvelables dont les propriétés permettent leur intégration dans le réseau gazier, comme l'hydrogène vert et le gaz naturel renouvelable (GNR). Lorsque la distinction n'est pas requise, il utilise simplement « gaz ».

1.4. Incertitudes et limites

Les principaux facteurs d'incertitude sont les suivants :

- la demande industrielle et le rythme de remplacement des équipements ;
- la rénovation des bâtiments et les gains d'efficacité ;
- la puissance, la capacité d'acheminement et l'énergie électrique disponible ;
- les prix du gaz fossile et du gaz renouvelable, de l'électricité, du carbone et des attributs ;
- la réalisation des projets québécois de production et la maturité des nouvelles filières ;
- l'intérêt pour le gaz renouvelable par les différentes catégories d'utilisateurs ; et
- l'évolution des normes et la durée de vie des actifs gaziers.

Ces incertitudes ne justifient pas l'inaction. Elles appellent plutôt une trajectoire assortie d'analyses de sensibilité et de jalons. La structure réglementaire, la propriété des attributs et la récupération des coûts doivent être clarifiées bien avant 2050.

2. La trajectoire gazière dans la transition énergétique

2.1. Une diminution importante du gaz fossile est désormais l'hypothèse centrale

Le PGIRE 2026-2050 prévoit que la consommation totale d'énergie au Québec passera d'environ 496 TWh en 2022 à 470 TWh en 2050, malgré la croissance démographique et économique. La consommation d'électricité atteindrait environ 281 TWh, en hausse d'environ 40 %, tandis que celle de gaz fossile diminuerait d'environ 42 %.⁵

Une baisse marquée du gaz fossile fait donc partie de la planification gouvernementale. Le PGIRE prévoit néanmoins des volumes résiduels en 2050, notamment pour les usages difficiles à remplacer ou non énergétiques.

Énergir anticipe une conclusion comparable. Les volumes distribués passeraient de 6,26 Gm³ en 2022 (237 PJ, 65,9 TWh, 221 bcf) à 3,45 Gm³ en 2050 (131 PJ, 36,4 TWh, 122 bcf), soit une baisse de 45 %. Leur composition évoluerait aussi au profit du gaz renouvelable, de l'hydrogène à faibles émissions et du gaz fossile avec captage. Il ne s'agit pas d'une trajectoire réglementaire, mais cette vision confirme que le distributeur ne prévoit pas le maintien des volumes historiques.⁶

Derrière ces deux trajectoires se trouvent trois questions distinctes :

- quelle quantité totale de gaz sera encore utile ;
- quelle quantité de ce gaz demeurera d'origine fossile ;
- quelles propriétés — énergie, puissance, stockage, matière première ou flexibilité — justifieront son utilisation.

2.2. De la valorisation d'un résidu à une obligation de livraison

Le gaz renouvelable québécois ne s'est pas d'abord développé comme substitut général au gaz fossile. En 2003, le premier projet canadien d'injection dans un gazoduc valorisait le biogaz d'un site d'enfouissement près de Sainte-Geneviève-de-Berthier. L'enjeu était concret : capter un méthane autrement torché ou, lorsqu'il n'était pas capté, émis dans l'atmosphère, puis transformer ce résidu en énergie commercialisable.⁷

Le contexte économique était également différent. Les prix nord-américains du gaz fossile étaient sensiblement plus élevés et plus volatils au milieu des années 2000. L'essor du gaz de schiste à partir

5 Gouvernement du Québec, Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050 : <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/publications-adm/politique/PO-plan-gestion-integre-ressources-energetiques.pdf>

6 Énergir, Trajectoire 2050 : une vision de notre réseau décarboné, p. 5 : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/05/7-PPT_Energir.pdf, page 5.

7 Régie de l'énergie du Canada, « Aperçu du marché : Deux décennies de croissance du gaz naturel renouvelable au Canada », 19 avril 2023 : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marchés/2023/aperçu-marché-deux-decennies-croissance-gaz-naturel-renouvelable-canada.html>; Gazoduc Trans Québec & Maritimes, À propos : <https://www.gazoductqm.com/fr/a-propos/>

d'environ 2005 a ensuite accru l'offre et contribué à une période prolongée de prix plus faibles. Ce changement a élargi l'écart de coût entre les deux gaz.⁸

En 2019, le Québec a imposé aux distributeurs une quantité minimale de gaz renouvelable à livrer. Les échanges parlementaires montrent que la progression graduelle du seuil devait notamment créer un marché prévisible et favoriser l'émergence d'une filière québécoise. Le gouvernement reconnaissait qu'une obligation trop élevée dès le départ aurait pu être satisfaite par des importations sans produire le développement local recherché.⁹ On peut s'interroger : est-ce que l'objectif initial a été atteint ?

La situation actuelle permet de mieux cerner la performance de l'instrument choisi. L'obligation vise un volume livré, non son origine québécoise, son intensité carbone, son usage final ou la volonté des clients d'en payer le coût. Une grande partie du gaz renouvelable distribué au Québec est ainsi importée, tandis qu'une part importante de la production québécoise est exportée vers des marchés qui rémunèrent mieux certains attributs. Les volumes réglementaires qui ne trouvent pas d'acheteur volontaire entraînent une socialisation de leur surcoût.¹⁰

Au fil du temps, les objectifs se sont donc élargis : réduction des émissions de méthane, valorisation des déchets, économie circulaire, développement régional, production québécoise et décarbonation du réseau gazier. Ils sont complémentaires, sans être équivalents ni nécessairement servis par le même instrument. Il faut maintenant préciser les résultats recherchés et adapter les moyens au contexte actuel.

2.3. Cibles réglementaires actuelles et projet de modification

Le règlement en vigueur établit une quantité minimale de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur. La trajectoire est passée de 1 % en 2020 à 2 % en 2023 et à 5 % en 2025. Elle prévoit 7 % en 2028 et 10 % en 2030. L'obligation porte sur le portefeuille du distributeur, non sur chaque client pris individuellement.¹¹

Le projet réglementaire d'avril 2026 reporte à 2032 l'atteinte du taux général de 10 % et ajoute des exigences pour les bâtiments. Le traitement varie selon le distributeur, la taille du client et le type de raccordement.

8 U.S. Energy Information Administration, U.S. dry natural gas production growth levels off following decline in natural gas prices, 11 juin 2012 : ; Average wholesale natural gas prices fell 31% in 2012, 8 janvier 2013 : <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9490>

9 Assemblée nationale du Québec, Journal des débats de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, 16 avril 2019 : <https://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/capern-42-1/journal-debats/CAPER-190416.html>

10 Pineau, P.-O. et Whitmore, J., État de l'énergie au Québec 2026, p. 14 : <https://energie.hec.ca/eeq/>; Aviséo Conseil, Étude économique sur la filière québécoise du gaz naturel renouvelable, 2026, p. 15 et 18 : https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf; Régie de l'énergie, décision D-2026-059, 17 juin 2026 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf

11 Québec, Règlement concernant la quantité de gaz de source renouvelable devant être livrée par un distributeur, RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01 : <https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/rc/R-6.01,%20r.%203.01>

Régime ou clientèle	2026-2027	2028	2030	2032 et après
Règlement actuel — portefeuille du distributeur	5 %	7 %	10 %	10 %
Projet — Énergir, bâtiments existants de moins de 5 000 m ³ /an	5 %	7 %	7 %	10 %
Projet — Énergir, bâtiments existants de 5 000 m ³ /an ou plus	5 %	9 %	9 %	16 %
Projet — Énergir, nouveaux bâtiments	100 %	100 %	100 %	100 %
Projet — Enbridge Gaz Québec, bâtiments existants de moins de 5 000 m ³ /an	5 % en 2027	7 %	9 %	16 %
Projet — Enbridge Gaz Québec, bâtiments existants de 5 000 m ³ /an ou plus	5 % en 2027	9 %	9 %	16 %
Projet — Enbridge Gaz Québec, nouveaux bâtiments	5 % en 2027	7 % ou 9 % selon le volume	9 %	16 %

Pour Enbridge Gaz Québec, les nouveaux bâtiments ne seraient pas soumis immédiatement à une exigence de 100 %. Les secteurs industriel et agricole resteraient compris dans l'obligation générale, sans être assujettis aux nouvelles exigences sectorielles.

Selon le mémoire gouvernemental, le report à 2032 réduirait les coûts de 130 à 155 millions de dollars en 2030. Les exigences visant les bâtiments auraient toutefois peu d'effet additionnel sur les volumes et les émissions en 2032. Ces estimations dépendent des prix et de la demande futurs.¹² Dans sa demande à la Régie, le Ministre indique qu'il ne va pas recommander au gouvernement d'édicter le projet de règlement tel que publié en avril 2026.

2.4. Finalité du cadre d'intervention relatif au gaz renouvelable

À l'horizon 2050, le Québec devrait donc utiliser beaucoup moins de gaz fossile. Le PGIRE attribue néanmoins au réseau gazier un rôle stratégique, notamment pour la pointe, la résilience et certains usages difficiles à électrifier. À long terme, le point d'arrivée retenu comme hypothèse analytique dans ce rapport est un système qui utilise beaucoup moins de gaz qu'aujourd'hui. Le gaz qui subsisterait serait largement renouvelable et concentré dans les usages moléculaires, difficiles à substituer ou à forte valeur systémique. Une part accrue pourrait être produite au Québec ou au Canada; il s'agit toutefois d'une déduction analytique, et non d'une conclusion du PGIRE. Le gaz fossile pourrait subsister lorsque son remplacement demeure disproportionné ou que le captage et la séquestration réduisent suffisamment ses émissions sur le cycle de vie.

Les politiques devraient conduire progressivement vers cet état, principalement en s'appuyant sur l'efficacité énergétique, l'électrification et la planification des réseaux. Or, le cadre actuel sur lequel le Ministre demande l'avis de la Régie agit surtout sur l'offre réglementaire. Il ne garantit ni la diminution

12 Gouvernement du Québec, Mémoire au Conseil des ministres, dossier 2026-0077, p. 3-8 : https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/gouvernement/MCE/dossiers-soumis-conseil-ministres/26-27/2026-0077_memoire.pdf

du volume total, ni une demande correspondante, ni une production locale, ni une réduction déterminée des émissions ou du coût par tonne évitée.

Développer une filière québécoise, réduire les émissions, renforcer la résilience et atteindre une proportion réglementaire demeurent des objectifs distincts. Parce qu'ils se sont superposés au fil du temps, on ne peut présumer qu'un seul instrument les atteindra tous. Les politiques devraient être choisies selon le résultat recherché, puis adaptées lorsque le contexte économique ou les marchés changent.

2.5. Le gaz devrait se concentrer là où la molécule conserve une valeur particulière

La demande de gaz fossile devrait diminuer principalement par l'efficacité énergétique et par le recours à l'électricité, à la biomasse directe, au stockage de l'énergie, et au gaz renouvelable. Le choix dépendra du service recherché. Par exemple, une thermopompe industrielle peut souvent fournir la chaleur requise jusqu'à environ 200 °C, notamment lorsqu'une source de chaleur fatale est disponible. Entre environ 200 et 2 000 °C, l'électricité est possible, mais le gaz peut être moins coûteux selon le procédé. Au-delà, l'arc, le plasma et d'autres technologies électriques sont généralement plus appropriés. La biomasse peut aussi être pertinente pour le chauffage à basse température près d'une ressource durable.

Le gaz conservera surtout de la valeur comme intrant chimique, pour certains procédés thermiques où il demeure avantageux, pour la pointe et le secours, ou lorsque l'électrification exigerait des investissements disproportionnés. La production de méthanol et d'ammoniac, certains procédés industriels, particulièrement en métallurgie, le transport maritime et les régions éloignées en fournissent des exemples.

Le volume total de gaz devrait donc baisser, tandis que la part renouvelable augmentera. La ressource étant limitée, le gaz renouvelable ne remplacera pas les volumes fossiles un pour un ; il gagnera à être dirigé vers les usages où la molécule rend le plus de services.

Le rythme de certaines conversions restera toutefois limité par la disponibilité de l'électricité. Une contrainte d'énergie, de puissance ou de raccordement ne rend pas le gaz renouvelable préférable ; elle réduit temporairement les options réalisables et oblige à mieux séquencer les décisions.

2.6. Quatre indicateurs complémentaires

Le pourcentage de gaz renouvelable est utile, mais incomplet : un même taux peut correspondre à des volumes très différents et ne garantit pas que la consommation fossile diminue.

Aucun indicateur ne suffit à lui seul. Le suivi devrait plutôt s'appuyer sur un tableau de bord de quatre indicateurs complémentaires. Ils éclairent des dimensions différentes, sans découper le système en catégories étanches.

Le volume absolu de gaz fossile. Il mesure directement la disparition graduelle de l'énergie fossile. Il peut être exprimé en m³, en PJ et en TWh, avec un indice de référence pour faciliter le suivi.

La part de gaz renouvelable. Elle mesure la transformation de l'approvisionnement et fournit un signal de développement de marché. Elle demeure pertinente, notamment pour les distributeurs. Toutefois,

dans un contexte de la décroissance des volumes totaux, la part du gaz renouvelable ne donne pas une indication claire de l'évolution de la production en valeur absolue.

L'intensité carbone sur le cycle de vie. Elle distingue des ressources qui portent toutes l'étiquette « renouvelable », mais dont les effets diffèrent selon la matière première, les émissions évitées, les fuites de méthane, l'énergie utilisée pour la transformation et le transport, ainsi que le sort des attributs environnementaux.

L'origine et la rétention au Québec. Cet indicateur mesure la part du gaz renouvelable consommé au Québec qui y est produite, ou à tout le moins au Canada, avec les attributs nécessaires à la déclaration environnementale.

Ensemble, ces indicateurs mesurent la sortie du gaz fossile, la composition de l'offre, sa qualité climatique et la contribution de la filière locale de production.

2.7. La prévisibilité comme condition de réussite

La transition énergétique engage des actifs dont la durée de vie atteint souvent plusieurs décennies. Producteurs, industriels, distributeurs et consommateurs ont besoin d'une prévisibilité suffisante sur les volumes, les coûts et la capacité des réseaux. Au-delà de l'énergie, de la puissance et des matériaux stratégiques, la denrée la plus rare et peut-être la plus critique de la transition énergétique est la prévisibilité.

La prévisibilité ne signifie pas que les trajectoires doivent être immuables. Une politique crédible annonce :

- une direction de long terme ;
- une trajectoire centrale accompagnée d'analyses de sensibilité lorsque l'incertitude est forte ;
- des jalons intermédiaires ;
- les indicateurs qui seront observés ;
- les seuils qui déclencheront une révision ;
- la manière dont les coûts échoués ou les écarts de conformité seront traités.

Cette approche rejoint l'avis de la Régie sur le PGIRE. Elle évite de poursuivre une trajectoire devenue trop coûteuse, sans pour autant décourager l'investissement par des changements imprévisibles. La prévisibilité compte particulièrement pour les contrats d'approvisionnement, souvent conclus pour des durées allant jusqu'à 20 ans, et parfois plus¹³, et pour les investissements industriels.¹⁴

13 Régie de l'énergie, Décision sur la demande d'approbation de la caractéristique de durée du contrat d'achat de gaz de source renouvelable conclu avec WM Québec inc., https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4213-2022/doc/R-4213-2022-A-0121-Dec-Dec-2024_02_21.pdf#page=23

14 Régie de l'énergie, Avis dans le cadre de l'élaboration du PGIRE, A-2026-01, 30 mars 2026 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4329-2026/doc/R-4329-2026-A-0011-Avis-Avis-2026_03_30.pdf. Pour la durée maximale de 20 ans des contrats : décision D-2026-037, tableau 1, p. 9 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0039-Dec-Dec-2026_03_31.pdf

Le Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable n'accepte actuellement aucune demande ; le gouvernement annonce qu'il sera disponible lors de son renouvellement. Cette interruption ne modifie pas directement l'obligation réglementaire de livraison de gaz renouvelable, mais il s'agit d'un facteur important. Selon l'AQPER, l'absence de ce soutien peut toutefois réduire la compétitivité des projets québécois par rapport aux approvisionnements extérieurs. Cette interruption illustre néanmoins le besoin de cohérence temporelle entre les obligations réglementaires, les contrats de long terme et les instruments de développement de l'offre.¹⁵ L'arrêt soudain d'un tel programme nuit aussi à l'émergence d'un écosystème performant pour la mise en œuvre de nouveaux sites de production de gaz renouvelable.

15 Gouvernement du Québec, « À propos du Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable », mise à jour du 15 juillet 2026 : <https://www.quebec.ca/entreprises-et-travailleurs-autonomes/liste-partielle-aide-financiere/production-commercialisation-distribution/production-gaz-naturel-renouvelable/a-propos> Sur l'incidence du soutien public sur la compétitivité des projets québécois : Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER), dossier R-4320-2025, pièce C-AQPER-0019, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-C-AQPER-0019-Audi-PiecesAudi-2026_03_11.pdf; voir également Les Affaires, « Le gaz naturel de source renouvelable est-il viable au Québec? », <https://www.lesaffaires.com/secteurs/le-gaz-naturel-de-source-renouvelable-est-il-viable-au-quebec/>

3. Production, disponibilité, importations et attributs

3.1. De quoi parle-t-on ?

Le biogaz provient de la décomposition de matières organiques sans oxygène. Il peut être brûlé sur place pour produire de la chaleur industrielle, ou avec des torchères. Il peut aussi être traité et utilisé comme carburant ou encore épuré aux normes du réseau. Il devient alors du biométhane, désigné dans la réglementation québécoise comme du gaz de source renouvelable. La production de gaz d'un lieu d'enfouissement est souvent parmi les moins coûteuses, car la matière est déjà concentrée et la captation réduit aussi les émissions de méthane.¹⁶

Pour les besoins du rapport, les filières sont regroupées dans une typologie simplifiée de trois générations :

- **première génération** : digestion anaérobie de résidus organiques, boues, fumiers et matières agricoles, ainsi que captation et épuration du biogaz de sites d'enfouissement ;
- **deuxième génération** : gazéification de biomasse ligneuse ou d'autres matières solides, par méthanisation ;¹⁷
- **troisième génération** : méthane de synthèse (méthanation) produit à partir d'hydrogène et de CO₂, lorsque l'hydrogène est lui-même produit avec une électricité à faibles émissions.

Cette typologie décrit la technologie. Elle ne classe pas, à elle seule, la performance environnementale, qui dépend de chaque projet.

3.2. Situation québécoise

Selon l'État de l'énergie au Québec 2026, la production québécoise a atteint environ 142 Mm³ en 2025 (5,38 PJ, 1,49 TWh). Une part importante a été exportée, notamment vers les États-Unis, tandis qu'Énergir a distribué 123 Mm³ de gaz renouvelable (4,68 PJ, 1,30 TWh), dont environ 18 % provenaient de projets québécois.¹⁸

Les exportations québécoises et les importations d'Énergir sont ainsi du même ordre de grandeur, sans être exactement équivalentes, puisque les années, les périmètres et les attributs diffèrent. Une part importante des volumes historiquement exportés provient de sites d'enfouissement, une filière mature dont les actifs sont largement amortis et qui peut obtenir une valeur élevée sur le marché américain à court terme, malgré la volatilité des prix.¹⁹

16 Gouvernement du Québec, Gaz naturel renouvelable : <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/sources-energie/bioenergies/gaz-naturel-renouvelable>

17 Régie de l'énergie, décision D-2026-037, par. 30, p. 13; Énergir, Le potentiel technique québécois du GNR, p. 17 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0039-Dec-Dec-2026_03_31.pdf et https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/05/7-PPT_Energir.pdf

18 Pineau, P.-O. et Whitmore, J., État de l'énergie au Québec 2026, p. 14 : <https://energie.hec.ca/eeq/>

19 Whitmore, J. et Pineau, P.-O., État de l'énergie au Québec 2026, p. 14 : <https://energie.hec.ca/eeq/>. Office national de l'énergie, « Deux décennies de croissance du gaz naturel renouvelable au Canada », sur le gaz de site d'enfouissement destiné aux États-Unis : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees->

Aviso Conseil estime la production québécoise de 2024 à 147 Mm³ (5,59 PJ, 1,55 TWh), dont 36,4 Mm³ (1,38 PJ, 383 GWh) étaient livrés à Énergir. En 2033, ces volumes pourraient atteindre respectivement 351 Mm³ (13,3 PJ, 3,70 TWh) et 241 Mm³ (9,11 PJ, 2,53 TWh). Malgré des périmètres différents, les sources concordent : la production locale augmente, mais demeure modeste à l'échelle du marché total du gaz.²⁰

La disponibilité physique ne garantit pas la disponibilité contractuelle. Retenir la production exige des contrats finançables, des raccordements et une valeur nette suffisante pour concurrencer les acheteurs étrangers. Les exportations se font souvent sur des marchés plus variables, alors que les importations d'Énergir reposent davantage sur des contrats de long terme, car l'entreprise, en tant que service public, est tenue à la prudence.

Ces flux croisés ne sont pas nécessairement incohérents. Chaque producteur compare l'offre d'Énergir à ses autres débouchés, dont la valeur dépend notamment du coût de production, de l'accès aux crédits réglementaires, de la valeur du carbone et des attributs environnementaux, ainsi que des conditions contractuelles. Un producteur québécois peut donc avoir intérêt à exporter, alors qu'un producteur américain accepte de vendre à Énergir. Faute d'accès aux contrats, il n'est toutefois pas possible d'établir le poids de chacun de ces facteurs.

L'EPA avait proposé de réduire de moitié les crédits associés aux combustibles renouvelables importés. La règle finale pour 2026 et 2027 n'applique pas cette réduction, mais annonce l'intention d'adopter un traitement distinct à compter de 2028 ou peu après. Ce risque pourrait réduire l'avantage des exportations et faciliter la rétention de certains volumes, sans justifier une politique durable fondée sur la fermeture présumée du marché américain.²¹

Si la prime offerte par le marché américain diminuait fortement, les producteurs québécois qui y exportent actuellement pourraient se tourner rapidement vers Énergir. Sans garde-fous, une pression pourrait alors s'exercer sur le distributeur pour qu'il absorbe ces volumes, même en l'absence d'une demande durable. Si les contrats étaient conclus à des prix proches des balises réglementaires de 35 \$/GJ et de 45 \$/GJ, la socialisation pourrait augmenter plutôt que diminuer. Une offre locale plus abondante ne devrait donc créer ni obligation d'achat ni présomption que ces balises constituent des prix de référence. Tout achat excédant les besoins de la clientèle devrait être justifié explicitement, et son coût présenté séparément.

analyse/marches-energetiques/apercu-marches/2023/apercu-marche-deux-decennies-croissance-gaz-naturel-renouvelable-canada.html

- 20 Aviso Conseil, Étude économique sur la filière québécoise du gaz naturel renouvelable, 2026, p. 15 et 18 : https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf
- 21 U.S. Environmental Protection Agency, Renewable Fuel Standard, règle finale 2026-2027, notamment section I.C : <https://public-inspection.federalregister.gov/2026-06275.pdf>. La proposition prévoyait une réduction de 50 % des RIN associés aux combustibles importés : <https://public-inspection.federalregister.gov/2025-11128.pdf>

3.3. Potentiel de production : des estimations à qualifier

Les estimations du potentiel de production se comparent difficilement. L'année de référence, les usages concurrents retenus, les distances de collecte et de raccordement ainsi que les coûts varient d'une étude à l'autre. Un potentiel élevé sur papier ne constitue donc pas, à lui seul, une production susceptible d'être réalisée et contractée dans le délai étudié.²²

Il faut donc distinguer le potentiel théorique du potentiel techniquement exploitable, durable et économiquement accessible. Une ressource forestière peut être trop éloignée ou trop dispersée pour être mobilisée. La fermeture d'une installation de pâtes et papiers peut réduire les flux locaux de résidus et modifier l'économie de leur collecte. De même, la production d'une usine d'épuration des eaux peut être insuffisante pour justifier son raccordement. L'estimation d'un gisement ne constitue pas, à elle seule, une prévision de production.

Les estimations les plus élevées reposent surtout sur la biomasse forestière, les résidus ligneux et, à plus long terme, la méthanation. Il faut garder trois limites en vue. D'abord, ces matières ont d'autres débouchés, comme la chaleur et les carburants liquides. Ensuite, la production d'hydrogène, puis de méthane à partir d'électricité, entraîne des pertes importantes, même si cette filière peut être utile pour le stockage ou les usages moléculaires de l'hydrogène. Enfin, ces technologies demandent davantage de capitaux et leurs coûts demeurent incertains, mais possiblement plus élevés que la production de première génération.

Les comparaisons internationales confirment surtout une forte dispersion. L'AIE situe 90 % du potentiel durable mondial de biométhane entre 10 et 30 \$ US/GJ, avec une moyenne d'environ 22 \$ US/GJ en Europe. Les balises québécoises de 35 et 45 dollars de 2022 par GJ et le tarif volontaire de 21,6 \$/GJ de FortisBC ne sont pas directement comparables : la concentration du gisement, les distances, l'échelle, les infrastructures déjà amorties, les subventions, les attributs, la devise et la durée des contrats diffèrent. Les premiers volumes issus de sites d'enfouissement peuvent être concurrentiels ; mobiliser des ressources plus dispersées ou de nouvelles filières tend toutefois à relever le coût marginal. Cette relation devrait être présentée par courbes d'offre, par région et par filière, plutôt que par un potentiel unique.²³

Le cadre québécois devrait donc préserver une option pour ces filières sans bâtir la conformité de court terme sur leur disponibilité présumée.

Dans sa réponse du 28 août 2026, Énergir situe entre 250 et 380 Mm³ (9,48 à 14,4 PJ, 2,63 à 4,00 TWh) la production québécoise qui pourrait devenir accessible d'ici 2035. La fourchette comprend 125 Mm³ (4,74 PJ, 1,32 TWh) déjà visés par des contrats québécois signés, des projets subventionnés ou susceptibles de l'être, ainsi que des développements plus incertains après 2030, notamment de

22 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?, HEC Montréal, 2024, notamment p. 14-18 : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/11/RAPPORT_AtelierGNR.pdf

23 Agence internationale de l'énergie, Outlook for Biogas and Biomethane, 2025 : <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane/key-findings>. Pour les balises québécoises : Régie de l'énergie, décision D-2026-037, tableau 1, p. 9 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0039-Dec-Dec-2026_03_31.pdf

deuxième et de troisième génération. Elle décrit le portefeuille de projets qu'Énergir juge accessibles, et non une estimation indépendante du potentiel économique. Sa partie supérieure dépend de nouveaux soutiens publics, de technologies émergentes et de projets qui ne sont pas encore réalisés. Même entièrement retenue au Québec, cette production ne représenterait qu'environ 4,4 à 6,6 % des volumes de gaz qu'Énergir projette distribuer en 2035.²⁴

3.4. Retenir et valoriser davantage la production locale

La production québécoise peut réduire les besoins d'importation de gaz renouvelable par « book-and-claim » si ses volumes et ses attributs sont retenus au Québec. Elle réduit aussi directement l'importation physique de gaz. De plus, la production locale peut soutenir des activités régionales, diversifier les sources et rendre certains services au réseau. Cependant, la production locale ne réduit pas nécessairement les engagements déjà contractés. Avec des contrats d'importation de longue durée, le distributeur pourrait devoir revendre certains volumes.

Ces bénéfices varient selon les projets. Énergir n'a pas quantifié l'effet global de la production locale sur la sécurité énergétique. Elle estime toutefois qu'en cas de bris du pipeline de TQM, la production injectée à Sainte-Sophie pourrait éviter une perte de service dans les Laurentides. Cet exemple illustre une valeur possible pour le réseau, sans justifier la même prime pour chaque projet québécois.²⁵

Les matières servant à produire le gaz renouvelable sont davantage réparties sur le territoire nord-américain que les gisements de gaz fossile. Une production plus distribuée pourrait donc rapprocher une partie de l'offre des lieux de consommation et réduire certains besoins de transport à longue distance. Cet effet ne serait toutefois pas automatique : il dépendrait de l'emplacement des projets, des raccordements, des contrats et de la configuration du réseau.

Une analyse prudente des bénéfices devrait porter au moins sur quatre dimensions, qui peuvent se recouper :

- **Approvisionnement.** La réduction des importations, contractuelles et physiques, et la diversité des sources ;
- **Réseau.** L'emplacement par rapport aux contraintes du réseau ;
- **Disponibilité.** La production disponible pendant les périodes critiques ;
- **Dépendances et coût.** La dépendance aux intrants importés et le coût de ces intrants.

Soutenir la production, augmenter la consommation et apparier les deux sont trois objectifs différents. Une préférence locale devrait préciser celui qu'elle poursuit, reposer sur une valeur démontrable et afficher son coût.

La valorisation locale devrait rechercher la plus grande valeur nette, non le plus grand volume. Dans ce rapport, l'expression « tranche québécoise » désigne une catégorie distincte d'approvisionnement qui permettrait de tenir compte explicitement de l'origine québécoise. Elle ne signifie pas nécessairement

24 Énergir, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/doc/R-4353-2026-C-Énergir-0004-DDR-RepDDR-2026_08_31.pdf, tableau 1, p. 6, et tableau 7, p. 16.

25 Énergir, réponses aux demandes de renseignements, R-4320-2025, pièce B-0052, réponse 1.7, p. 4 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-B-0052-DDR-RepDDR-2026_03_06.pdf

un quota rigide ni une obligation d'acheter toute production locale. Son importance et ses conditions seraient révisées périodiquement selon l'offre réellement disponible, son coût net par rapport aux autres approvisionnements et la valeur démontrée des bénéfices locaux décrits précédemment. La forme du mécanisme et ses paramètres chiffrés seraient déterminés sur preuve par le gouvernement ou la Régie.

Cette approche reconnaîtrait que le prix en dollars par gigajoule n'épuise pas la comparaison. Il faudrait aussi considérer l'intensité carbone, les attributs transférés, les services rendus au réseau, la résilience et le coût d'opportunité des producteurs. L'origine québécoise ne créerait toutefois ni droit automatique à un contrat ni présomption que tout écart de coût est justifié.

Le soutien à l'offre peut prendre plusieurs formes : études de gisement et de faisabilité ; aide à l'investissement ; crédit de production lié à l'intensité carbone ; soutien aux raccordements (ou au gaz porté), au stockage et aux installations de compression, de liquéfaction ou de ravitaillement. Chaque instrument devrait être comparé selon l'additionnalité, le coût par tonne évitée, la durée du soutien et la source de financement. Une aide aux infrastructures peut être plus efficace qu'une prime versée tout au long d'un contrat.²⁶

3.5. Attributs environnementaux : la molécule et ses droits associés

Un mètre cube de biométhane peut réunir plusieurs valeurs : énergie, caractère renouvelable, réduction d'émissions, unité de conformité, gestion des déchets ou production de digestat.

Si la molécule et certains attributs ou droits associés sont cédés séparément, les droits de chaque acheteur doivent être précis. Une même réduction d'émissions ne peut servir à plusieurs obligations incompatibles.

Cette séparation s'apparente à un système de créances comptables, ou « book-and-claim » : la molécule est livrée par le réseau, tandis qu'un attribut certifié est retiré pour le compte d'un acheteur. L'analogie avec une obligation financière démembrée (« stripped bond ») peut être faite, puisque le principal et les coupons d'intérêts peuvent aussi circuler séparément. Dans les deux cas, la valeur dépend d'une propriété claire, d'une traçabilité rigoureuse et d'un registre fiable.²⁷

La décision D-2026-059 permet d'attribuer à la clientèle réglementée les revenus des unités de conformité. Selon les hypothèses du dossier, ils réduiraient le tarif de 4,6 à 36,2 cents par mètre cube (1,20 à 9,60 \$/GJ) selon les années. Cette large fourchette commande des hypothèses prudentes.²⁸

26 Gouvernement du Québec, Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable :

<https://www.quebec.ca/entreprises-et-travailleurs-autonomes/liste-partielle-aide-financiere/production-commercialisation-distribution/production-gaz-naturel-renouvelable/a-propos>

27 Environnement et Changement climatique Canada emploie l'expression « système de créances comptables (book and claim) » pour le gaz naturel renouvelable; son admissibilité dépend du mécanisme réglementaire visé : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/reglement-combustibles-propres/conformite/methode-quantification-generique.html>

28 Régie de l'énergie, décision D-2026-059, 17 juin 2026 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf

Les projections plus récentes d'Énergir donnent un ordre de grandeur concret. Pour 2031, le coût à socialiser serait de 153 M\$ avec les unités de conformité, contre 289 M\$ sans leur contribution. L'écart atteint 136 M\$, soit environ 47,0 %. Les attributs peuvent donc transformer l'économie d'un approvisionnement. Leur valeur demeure toutefois incertaine et ne crée pas, à elle seule, une demande volontaire pour la molécule.²⁹

Les appels d'offres devraient comparer le prix brut, le coût net après attributs, l'intensité carbone et les bénéfices locaux démontrés. Ils devraient préciser quels attributs sont transférés, retirés ou conservés.

Un attribut ne réduit le coût que si son produit revient à celui qui paie l'approvisionnement. La valeur des crédits devrait donc être attribuée au contrat qui la génère, avec des règles contre le double comptage et une estimation prudente de sa durée.

L'intensité carbone ne dépend pas seulement de la filière. Elle varie selon les matières utilisées, le procédé, l'énergie consommée, les fuites de méthane et le scénario de référence. Un registre public pourrait présenter des valeurs de cycle de vie par projet ou approvisionnement, établies selon une méthode commune, vérifiées par un tiers et assorties d'une période de validité. Il ne serait pas nécessaire d'y divulguer les prix ni les autres conditions commerciales.³⁰

3.6. Importer du gaz renouvelable n'est pas équivalent à le produire ici

Un gaz renouvelable importé peut procurer un bénéfice climatique et réduire le coût de conformité sans produire les mêmes retombées régionales ni rendre les mêmes services au réseau qu'une installation québécoise. L'origine ne doit donc être ni ignorée ni confondue avec la performance environnementale. Il faut également distinguer les horizons de marché : EBI semble principalement vendre les attributs environnementaux sur des marchés à court terme, tandis qu'Énergir s'approvisionne au moyen d'engagements à plus long terme. Cette asymétrie peut influencer sur les prix observés, la répartition des risques et la comparabilité des offres; elle devrait toutefois être documentée avant d'en tirer des conclusions.

Certains approvisionnements américains sont offerts à moindre coût que la production québécoise, mais cet écart ne peut être attribué à une cause unique. Il peut tenir à la nature et à la taille des projets, à la concentration des matières, à des subventions ou des crédits à l'investissement, à des infrastructures déjà amorties ou aux coûts de raccordement. Le financement, la maturité et la profondeur du marché, la concurrence entre fournisseurs ainsi que les coûts de transaction peuvent aussi intervenir. Enfin, les règles de valorisation du carbone et des attributs environnementaux, les aides publiques, la durée des contrats, les différences entre marchés à court et à long terme et le partage des risques compliquent les comparaisons.

Ces facteurs devraient être étudiés sur une base commune. La comparaison devrait porter sur le coût net, après les aides, les crédits et les attributs, et tenir compte du transport, du raccordement, de

29 Énergir, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/doc/R-4353-2026-C-Énergir-0006-DDR-RepDDR-2026_08_31.pdf, renseignements 3 et 4, p. 1.

30 Association des consommateurs industriels de gaz, preuve au dossier R-4320-2025, 30 mars 2026, p. 25-29 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-C-ACIG-0029-Preuve-Memoire-2026_03_30.pdf

l'horizon de commercialisation et des conditions contractuelles. Elle permettrait de distinguer la part structurelle de l'écart de celle qui pourrait être réduite par une meilleure coordination du marché, des règles mieux adaptées, des infrastructures communes ou d'autres interventions ciblées.

L'AQPER décrit le marché américain comme plus mature et plus liquide que le marché québécois. Les flux qui en résultent sont bidirectionnels : Énergir y achète une grande partie de ses approvisionnements, tandis que des producteurs québécois y vendent leur gaz ou ses attributs. Cette configuration s'écarte d'un modèle d'économie circulaire principalement locale. Elle peut aussi donner l'impression que les achats réglementaires québécois soutiennent la filière américaine.

Le mouvement inverse doit toutefois être considéré. Les marchés américains procurent des débouchés et des revenus à des producteurs québécois. Selon l'AQPER, le marché américain soutient ainsi le secteur québécois du GNR en contribuant au contrôle du prix, même en l'absence d'un marché local suffisamment développé au Québec. Sa profondeur permet également à Énergir d'obtenir des approvisionnements qui modèrent le coût de son portefeuille. Il s'agit donc moins d'un transfert à sens unique que d'une interdépendance. Celle-ci procure actuellement certains avantages, mais expose le Québec aux prix, aux règles d'admissibilité et aux politiques environnementales américaines. La valeur relative des importations et de la production locale pourrait changer rapidement si ces conditions évoluent.³¹

La valeur relative des approvisionnements peut aussi changer rapidement. L'EPA avait proposé de réduire de 50 % le nombre de RIN associés aux combustibles renouvelables importés ou produits à partir de matières étrangères. Cette réduction n'a pas été appliquée aux années 2026 et 2027, mais l'EPA a annoncé un traitement correspondant à compter de 2028. Une telle modification réduirait la valeur de certains débouchés américains et pourrait ramener vers le Québec des volumes actuellement exportés.

Un resserrement plus important des règles américaines, pouvant aller jusqu'à la perte d'admissibilité de certains volumes étrangers, n'est pas annoncé et ne devrait pas être présumé. Il constitue néanmoins un scénario de risque. Le cadre québécois ne devrait donc reposer ni sur la permanence du débouché américain ni sur sa fermeture éventuelle.

La « tranche québécoise » est ici une catégorie distincte d'approvisionnement qui permettrait de reconnaître la valeur de l'origine locale. Elle ne constituerait pas nécessairement un quota fixe ni une obligation d'acheter toute production québécoise. Elle pourrait être établie lorsque les bénéfices démontrés de cette production justifient son coût net différentiel.

Son importance et ses conditions seraient révisées périodiquement selon l'offre disponible, les coûts comparables, l'intensité carbone, les attributs transférés, les services rendus au réseau et l'horizon des engagements contractuels. Le gouvernement ou la Régie pourrait déterminer sur preuve la part visée et l'écart de coût admissible. Ce coût différentiel devrait être publié.

La tranche ne garantirait pas un débouché à chaque projet et ne servirait pas simplement à absorber les écarts de coût. Elle devrait s'accompagner d'un travail visant à réduire les composantes évitables de cet

31 AQPER, Projets de GNR au Québec - Analyse de modèles financiers, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-C-AQPER-0019-Audi-PiecesAudi-2026_03_11.pdf, p. 26.

écart. Ses paramètres seraient aussi réexaminés lorsque les règles américaines modifient sensiblement la valeur des exportations ou la quantité de gaz renouvelable offerte au Québec.

4. Usages, substitution et différenciation sectorielle

4.1. Le bon objet de comparaison est le service rendu

S'en tenir au prix par GJ peut conduire à de mauvaises décisions. Ce que l'on recherche peut être de la chaleur, une réaction chimique, la locomotion ou une puissance de secours. Le coût du service comprend alors l'équipement, l'énergie, l'entretien, le raccordement, les émissions et le risque d'interruption.

Une même quantité de gaz n'a donc pas la même valeur d'un usage à l'autre. Les molécules de méthane utilisé comme intrant chimique ne se remplacent pas directement par des électrons ; une thermopompe peut fournir la même chaleur avec moins d'énergie ; un faible volume de gaz peut aider à surmonter une pointe électrique, tout en maintenant des coûts fixes toute l'année.

La comparaison doit donc porter sur le service rendu : dollars par unité de chaleur utile, par kW de puissance disponible, par kilomètre ou tonne-kilomètre, ou par unité de produit industriel, par rapport aux solutions non gazières. Le prix par GJ reste utile, mais ne suffit pas à départager des technologies dont les rendements et les investissements diffèrent.

4.2. Bâtiments

En 2024, les bâtiments québécois consommaient environ 2,4 Gm³ de gaz (90,9 PJ, 25,3 TWh). Selon le mémoire gouvernemental qui accompagne le projet de modification réglementaire, l'électrification complète de ces usages exigerait environ 24 TWh d'électricité et ajouterait jusqu'à 12,7 GW de puissance en pointe.³² Il s'agit d'un scénario, et non d'une conversion directe : elles intègrent des hypothèses d'équipement et de profil de consommation. À titre d'illustration, le gaz pourrait servir à produire l'électricité qui alimenterait des thermopompes. Avec des turbines à gaz à cycle combiné efficaces pour générer l'électricité et des thermopompes avec un bon coefficient de performance pour générer de la chaleur, le gain d'efficacité pourrait dépasser les pertes de conversion et de transport ; il faudrait alors moins de gaz que les 2,4 Gm³ brûlés directement dans les bâtiments. L'écart dépendrait notamment du rendement des centrales et du coefficient de performance des thermopompes.

Dans la plupart des bâtiments, les solutions sont matures : isolation, étanchéité, contrôle, récupération de chaleur et thermopompes (air-air ou géothermiques). Rénoclimat soutient notamment l'amélioration de l'enveloppe, tandis que LogisVert vise les thermopompes. Les données de dépenses indiquent aussi que les achats de gaz naturel sont davantage concentrés dans les quintiles de revenu supérieur des ménages. Cela améliore la capacité moyenne d'absorber la transition, sans éliminer complètement les situations de vulnérabilité qui appellent une protection ciblée.³³

32 Gouvernement du Québec, Mémoire au Conseil des ministres, dossier 2026-0077, p. 3 : https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/gouvernement/MCE/dossiers-soumis-conseil-ministres/26-27/2026-0077_memoire.pdf

33 Gouvernement du Québec, conditions du programme Rénoclimat : <https://www.quebec.ca/habitation-territoire/chauffage-consommation-energie/aide-financiere-renovation-ecoenergetique/renoclimat/conditions>. Pineau, P.-O. et Whitmore, J., État de l'énergie au Québec 2026, graphique 50 : <https://energie.hec.ca/eeq/>

La pointe hivernale complique l'analyse. La biénergie peut réduire les volumes annuels tout en conservant du gaz pendant les heures critiques. Sa valeur doit être évaluée selon la puissance évitée, les coûts de réseau et les émissions pendant la pointe.

Le projet réglementaire d'avril 2026 impose 100 % de gaz renouvelable aux nouveaux bâtiments desservis par Énergir. Il évite de nouveaux usages fossiles, mais ne démontre pas qu'un raccordement gazier est la solution la moins coûteuse pour le système sur la durée de vie des nouveaux actifs, ni même s'il y aura preneur vu le surcoût du gaz renouvelable. Le coût complet et l'effet sur la pointe doivent aussi être évalués.

4.3. Industrie

Les usages industriels sont très divers. Les thermopompes peuvent couvrir une partie des besoins jusqu'à environ 200 °C, surtout si on a accès à une source de chaleur fatale. Entre environ 200 et 2 000 °C, l'électricité reste techniquement possible, mais le gaz peut être moins coûteux selon le procédé. Au-delà, l'arc, le plasma et d'autres technologies électriques sont généralement plus appropriés. Certains usages exigent aussi une flamme, une atmosphère contrôlée ou un intrant moléculaire. Or, une conversion industrielle peut être longue et coûteuse, et la capacité électrique peut ne pas être disponible au moment requis.

Une cartographie préliminaire de CanmetÉNERGIE distingue les usages industriels selon leur fonction et les solutions disponibles. À partir de données de 2019, elle estime notamment à 17,1 PJ (451 Mm³, 4,75 TWh) le gaz utilisé comme intrant non énergétique en sidérurgie et à 1,9 PJ (50,1 Mm³, 528 GWh) celui utilisé comme intrant en raffinage. L'électrification directe apparaît plus souvent parmi les solutions à basse et moyenne température ; au-delà, les options dépendent du procédé. Ces données ne constituent ni une prévision ni un classement définitif. Elles confirment surtout que les trajectoires doivent tenir compte de la substituabilité réelle des usages.³⁴

Pour une entreprise exposée à la concurrence internationale, un gaz renouvelable plus cher augmente directement les dépenses d'exploitation. L'électrification peut exiger un investissement majeur, un arrêt de production et un raccordement renforcé. Une transition mal séquencée risque simplement de déplacer la production vers une juridiction plus émettrice.

Le SPEDE reconnaît déjà le risque de fuite de carbone par des allocations gratuites liées à la performance. Une trajectoire gazière industrielle devrait suivre la même logique : tenir compte de l'intensité énergétique, des solutions disponibles et du renouvellement des actifs, sans accorder d'exemption permanente. Toute mesure transitoire devrait être liée à un plan de réduction et à une date de révision.³⁵

34 Bédard, S., CanmetÉNERGIE, « Utilisations potentielles du GSR et les alternatives », présentation à HEC Montréal, mai 2024, diapo 11, données préliminaires : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/05/4-PPT_RNCan.pdf

35 Gouvernement du Québec, Allocation gratuite d'unités d'émission — règles 2024-2030 : <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/allocation-gratuite-dunites-demission-dans-le-cadre-du-marche-du-carbone-le-gouvernement-du-quebec-edikte-les-nouvelles-regles-pour-la-periode-2024-2030-42814>

4.4. Usages non énergétiques

Le méthane sert d'intrant pour produire de l'hydrogène, du méthanol, de l'ammoniac et d'autres produits chimiques, ainsi que dans certains procédés métallurgiques, notamment la réduction directe du minerai de fer. Ces usages doivent être suivis séparément des combustibles, car leur remplacement peut exiger de modifier toute la chaîne de production.

Le gaz renouvelable peut y être pertinent, mais il doit être comparé, selon le procédé, à l'hydrogène électrolytique, au carbone biogénique ainsi qu'au captage et à l'utilisation du CO₂.

4.5. Production d'électricité, pointe, secours et alimentation sur site

Le gaz peut fournir de la puissance pilotable pendant les pointes ou en conditions dégradées. Dans un système hydroélectrique, cette fonction doit être évaluée en prenant en compte les réservoirs, les interconnexions, la gestion de la demande, le stockage, notamment par batteries, la biénergie et les autres ressources de puissance. Un mécanisme concurrentiel technologiquement neutre pourrait comparer ces ressources selon la puissance disponible, la durée, le délai d'activation et la fiabilité ; l'enchère de capacité annuelle de l'IESO en Ontario en fournit un exemple.³⁶

Un équipement rarement utilisé peut consommer peu d'énergie annuellement, mais fournir une capacité précieuse au bon moment. Les batteries peuvent répondre efficacement à une pointe courte ; elles ne sont pas automatiquement équivalentes à une ressource capable de soutenir plusieurs jours de froid, d'autant plus que la demande de puissance pour le chauffage tend à augmenter après quelques jours froids³⁷.

La croissance rapide de la demande d'électricité des centres de données favorise aussi la production sur site, notamment lorsque les délais de raccordement au réseau deviennent contraignants. Plusieurs projets récents utilisent des turbines ou des piles à combustible alimentées au gaz. Le gaz renouvelable peut techniquement servir à cet usage et quelques installations l'utilisent déjà, pour leur alimentation principale ou leur secours³⁸. Les grands projets récemment annoncés reposent toutefois encore surtout sur le gaz fossile³⁹. Il est donc trop tôt pour présenter les centres de données comme un débouché établi

36 Independent Electricity System Operator, Capacity Auction : <https://www.ieso.ca/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Capacity-Auction>

37 Dominique Tapsoba, Ph. D., Lire l'hiver dans la demande électrique, 2026 : <https://www.formes.ca/territoire/articles/lire-l-hiver-dans-la-demande-electrique>

38 Apple, Environmental Responsibility Report 2019 : https://www.apple.com/ph/environment/pdf/Apple_Environmental_Responsibility_Report_2019.pdf; Equinix, « Equinix to Install Bloom Energy Fuel Cells at Silicon Valley Data Center » : <https://investor.equinix.com/news-events/press-releases/detail/452/equinix-to-install-bloom-energy-fuel-cells-at-silicon>; California Energy Commission, San Jose Data Center: <https://www.energy.ca.gov/powerplant/backup-generating-system/san-jose-data-center>.

39 Innovation for Cool Earth Forum, Sustainable Data Centers Roadmap, 2025 : https://www.icef.go.jp/wp-content/themes/icef_new/pdf/roadmap/icef2025_roadmap.pdf; American Electric Power, « PUCO Approves Onsite Power Project for Data Centers » : <https://pr.aep.com/news/stories/read/10262/PUCO-Approves-Onsite-Power-Project-for-Data-Centers->; Oracle, « Setting the Record Straight on Fuel Cells and Toxic Chemicals », 2026 : <https://www.oracle.com/news/announcement/blog/setting-the-record-straight-on-fuel-cells-and-toxic-chemicals-2026-06-16/>.

du gaz renouvelable; ils constituent plutôt un marché possible, dont l'ampleur dépendra du coût, de la disponibilité de la ressource et de la valeur reconnue à ses attributs environnementaux.

Lorsqu'un besoin de pointe est démontré et que l'option gazière demeure concurrentielle par rapport aux autres ressources de puissance, cet usage pourrait constituer un débouché durable pour certains volumes de gaz renouvelable. Il contribuerait à leur valorisation tout en concentrant la consommation dans les périodes où le service rendu au système est le plus élevé. Cette conclusion ne devrait toutefois être retenue qu'après une comparaison fondée sur le coût complet, la puissance fiable, la durée, le délai d'activation et les émissions.

4.6. Transport et régions éloignées

Dans le transport routier léger, l'électrification demeure généralement plus efficace. Le gaz peut néanmoins conserver une valeur particulière pour certaines flottes lourdes, les équipements difficiles à électrifier, le transport maritime et les régions éloignées. Pour les municipalités et les ports, le bénéfice peut dépasser le CO₂ : remplacer le diesel ou le mazout peut réduire fortement les particules et les NOx à l'usage. Une étude du Conseil national de recherches du Canada sur un navire à bicarburation a mesuré des réductions d'environ 93 % des particules, 92 % des NOx et 18 % du CO₂, mais aussi une hausse du méthane et de certains autres polluants. L'avantage climatique doit donc être évalué sur le cycle de vie et selon le profil d'exploitation.⁴⁰

Desgagnés exploite d'ailleurs cinq pétroliers à bicarburation pouvant utiliser du GNL. L'exemple démontre que l'application maritime est déjà concrète au Québec, sans établir que le gaz renouvelable est toujours l'option la moins coûteuse.⁴¹

Aux États-Unis, les programmes visant les carburants ont fait du transport un débouché commercial important pour les attributs du gaz renouvelable. Au Québec, EBI utilise du gaz renouvelable produit à partir de biogaz d'enfouissement pour alimenter une flotte de camions.⁴² Comme ces marchés évoluent vite, les contrats devraient demeurer révisables afin de limiter le risque de verrouillage.

Aux États-Unis, le Renewable Fuel Standard (RFS) a fait du transport un débouché commercial important pour le gaz renouvelable. Lorsqu'ils sont admissibles et utilisés comme carburants, certains volumes de gaz renouvelable comprimé ou liquéfié, notamment ceux provenant des sites d'enfouissement, peuvent générer des Renewable Identification Numbers (RIN) de catégorie D3. Ces crédits contribuent à la valeur du gaz exporté par certains producteurs québécois. Comme l'explique la section 3.6, l'évolution annoncée des règles américaines à compter de 2028 pourrait toutefois modifier la valeur et l'accessibilité de ce marché. Au Québec, EBI utilise du gaz renouvelable produit à partir de

40 Conseil national de recherches du Canada, Comprehensive analysis of the air quality impacts of switching a marine vessel from diesel fuel to natural gas, 2020 : <https://publications-cnrc.canada.ca/eng/view/object/?id=856539a0-9de0-4405-995d-73a6c7458f2c>

41 Desgagnés, « Desgagnés prend livraison du N/C Rossi A. Desgagnés », 30 avril 2019 : <https://desgagnes.com/fr/desgagnes-prend-livraison-du-n-c-rossi-a-desgagnes-petrolier-chimiquier-a-bicarburation-gnl/>

42 U.S. Environmental Protection Agency, Renewable Fuel Standard Program, projet de règle 2023-2025, p. 192 : <https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-12/rfs-set-rule-nprm-2022-11-30.pdf>. EBI, Gaz naturel : <https://www.ebiqc.com/fr/politique-confidentialite/services-specialises/gaz-naturel>

biogaz d'enfouissement pour alimenter sa flotte de camions. Comme ces marchés évoluent vite, les contrats devraient demeurer révisables afin de limiter le risque de verrouillage.⁴³

Le Règlement sur les combustibles propres du fédéral peut améliorer l'économie du gaz renouvelable comprimé ou liquéfié utilisé dans le transport. Une composante de demande pourrait regrouper des municipalités, des ports et certaines flottes, puis soutenir les équipements et le ravitaillement plutôt que chaque unité d'énergie. Elle devrait déplacer un produit pétrolier et demeurer compatible avec les corridors de volumes retenus. Elle ne devrait pas créer une demande artificielle ou temporaire uniquement pour écouler l'offre. Les crédits devraient réduire le prix livré et les acheteurs prendre des engagements correspondant aux volumes contractés.⁴⁴

4.7. Une grille d'analyse plutôt qu'un classement imposé

La Régie et le gouvernement peuvent apprécier les usages selon une grille commune sans leur attribuer immédiatement un ordre de priorité. Cette grille ne prétend pas à l'exhaustivité ; elle examine plutôt des angles qui peuvent se recouper :

- **Valeur moléculaire.** La valeur non énergétique de la molécule ;
- **Substituabilité.** Le coût et la maturité des solutions de substitution ;
- **Performance climatique.** Les émissions réduites par dollar ;
- **Valeur pour le système.** La contribution à la pointe, à la fiabilité et à la résilience ;
- **Effets économiques et distributifs.** Les effets sur la compétitivité, les tarifs, les clients captifs, et le développement régional ;
- **Trajectoire des actifs.** La durée de vie des actifs et la possibilité de réduire la demande par le renouvellement des actifs ;
- **Faisabilité et réversibilité.** La disponibilité locale et la réversibilité de la décision.

Cette grille rend les arbitrages transparents, tout en laissant à chaque autorité la pondération qui relève de son mandat. La substituabilité n'est ni binaire ni permanente. Elle évolue avec les technologies, les prix relatifs, la capacité du réseau électrique, l'emplacement des installations et le cycle de remplacement des actifs. La grille devrait donc produire des trajectoires sectorielles révisables, et non une hiérarchie fixe des usages.

43 U.S. Environmental Protection Agency, Information about Renewable Fuel Standard for Landfill Gas Energy Projects : <https://www.epa.gov/lmop/information-about-renewable-fuel-standard-landfill-gas-energy-projects>; EBI, Gaz naturel : <https://www.ebiqc.com/fr/politique-confidentialite/services-specialises/gaz-naturel>

44 Environnement et Changement climatique Canada, Règlement sur les combustibles propres, approche réglementaire — changement de combustible dans le transport : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/reglement-combustibles-propres/echeanciers-approche-prochaines-etapes/approche-reglementaire.html>

5. Coûts, tarification, socialisation et compétitivité

5.1. Distinguer le coût du projet, le prix d'acquisition et le tarif

Le coût d'un projet, le prix prévu au contrat et le tarif payé par la clientèle désignent trois réalités différentes. Pour le producteur, le coût du projet comprend notamment le développement, la construction, l'exploitation, le financement et le raccordement au réseau ou le transport du gaz porté jusqu'à un point d'injection. Les subventions, les revenus tirés du traitement des matières et la valeur des attributs influencent le prix nécessaire à sa viabilité, mais devraient être présentés séparément.

Le prix d'acquisition correspond au montant convenu entre le distributeur et le producteur, selon les volumes, la durée, le point de livraison et les attributs transférés. Énergir regroupe cependant ses achats dans un portefeuille : le tarif GSR n'est pas le prix d'un contrat particulier. Selon la décision D-2026-059, il repose sur le coût moyen d'achat projeté, les écarts de prix cumulés, le surcoût des unités invendues et la valeur nette provenant de la vente des unités de conformité. Les frais de socialisation récupèrent séparément le surcoût des volumes qui ne trouvent pas preneur volontairement. La distribution, le transport, l'équilibrage et le SPEDE correspondent à d'autres services réglementés et devraient demeurer distincts.⁴⁵

La comparaison doit ensuite distinguer les bénéfices selon ceux qui les reçoivent. Les coûts du SPEDE évités et les revenus provenant des attributs peuvent réduire directement le coût supporté par la clientèle. Un projet bien situé peut aussi rendre un service au réseau, par exemple en soutenant l'approvisionnement local, la capacité de pointe ou la sécurité du service. Cette valeur ne devrait être reconnue que si elle est démontrée, quantifiée et non rémunérée autrement.

Les réductions d'émissions qui ne sont pas déjà valorisées, le traitement des matières résiduelles, les retombées régionales, le développement industriel et l'autonomie énergétique constituent plutôt des bénéfices collectifs. Ils devraient être présentés séparément, puisque leur financement ne relève pas nécessairement des seuls clients du réseau gazier. Une subvention à la production peut réduire le prix demandé aux distributeurs, mais elle déplace une partie du coût vers les contribuables plutôt qu'elle ne le fait disparaître.

Selon Énergir, le raccordement et le service de réception représentent en moyenne de 10 à 11 % du coût d'achat du gaz renouvelable produit au Québec. Cette part varie d'environ 2 à 24 %, selon la longueur des conduites, les caractéristiques du réseau local et la complexité du projet. L'étude de l'AQPER montre que l'incertitude et la hausse de ces coûts conduisent certains promoteurs à privilégier le gaz porté plutôt qu'une injection au lieu de production.⁴⁶

La Régie encadre le portefeuille par un prix moyen maximal de 25 \$/GJ, en dollars de 2022 (90,0 \$/MWh, 0,947 \$/m³). La balise applicable à chaque contrat est de 45 \$/GJ (162 \$/MWh, 1,71 \$/m³) pour les volumes inférieurs à 5 Mm³ et de 35 \$/GJ (126 \$/MWh, 1,33 \$/m³) à partir de

45 Régie de l'énergie, décision D-2026-059, par. 146 et 223-237 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf.

46 Énergir, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/doc/R-4353-2026-C-Énergir-0004-DDR-RepDDR-2026_08_31.pdf, section 5, p. 15-16.; AQPER, Projets de GNR au Québec - Analyse de modèles financiers, R-4320-2025-C-AQPER-0019-Audi-PiecesAudi-2026_03_11.pdf, p. 7 et 26.

5 Mm³. Ces balises encadrent les décisions d'approvisionnement; elles ne représentent ni le coût de tous les projets ni le tarif final payé par la clientèle.⁴⁷

Enfin, le prix nominal ne suffit pas à mesurer l'exposition créée par un contrat. La durée de l'engagement, l'indexation du prix, la flexibilité des volumes ainsi que les risques de retard ou de sous-livraison doivent aussi être considérés. Un approvisionnement initialement avantageux peut devenir coûteux si ses volumes ne correspondent plus à la demande.

5.2. La socialisation : ampleur et causes

Une obligation de livraison ne crée pas, à elle seule, un acheteur au prix correspondant. Lorsque le distributeur (Énergir et EGQ) achète du gaz renouvelable pour satisfaire l'obligation réglementaire de livraison sans trouver suffisamment de clients volontaires, l'écart entre le coût du gaz renouvelable et celui du gaz fossile, après certains ajustements, est récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle.

Le coût socialisé peut être décomposé en deux facteurs : le volume qui ne trouve pas preneur volontairement et l'écart entre son coût net et celui du gaz fossile. En première approximation : coût socialisé = volume invendu × écart de coût net. Ces facteurs sont comptablement distincts, mais économiquement liés : un écart de prix élevé tend à réduire la demande volontaire et peut ainsi accroître les volumes invendus. Le risque dépend donc à la fois du coût d'acquisition, du prix offert aux clients et du réalisme des prévisions de demande. Le règlement fixe les volumes obligatoires ; les contrats, les attributs et les aides publiques influencent le coût net.

Les prévisions successives d'Énergir donnent la mesure de cette incertitude. Pour 2026, la demande volontaire avait d'abord été estimée à 54,3 Mm³ (2,06 PJ, 572 GWh), puis à 31,8 Mm³ (1,21 PJ, 335 GWh) et enfin à 22,0 Mm³ (834 TJ, 232 GWh). Fondée sur dix mois réels, l'estimation s'établit maintenant à environ 21,0 Mm³ (796 TJ, 221 GWh). Cette succession de révisions ne témoigne donc pas seulement de l'incertitude des prévisions : après avoir atteint un sommet en 2023, avec 39,7 Mm³ (1,50 PJ, 418 GWh), la demande volontaire est maintenant en baisse. Une prévision peut éclairer la décision, mais elle ne devrait pas être traitée comme un débouché ferme sans engagement correspondant d'un acheteur.⁴⁸

Dans la proposition tarifaire d'Énergir au dossier R-4320-2025, les volumes invendus projetés atteignaient 87,1 Mm³ en 2024-2025 (3,30 PJ, 917 GWh), puis 270 Mm³ en 2025-2026 (10,2 PJ, 2,84 TWh). Ils demeureraient supérieurs à 250 Mm³ (9,47 PJ, 2,63 TWh) pendant plusieurs années et atteignaient 372 Mm³ en 2029-2030 (14,1 PJ, 3,91 TWh). Sur la base des prix et volumes alors prévus, le

47 Régie de l'énergie, décision D-2026-037, par. 11-15 et tableau 1, p. 7-9 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0039-Dec-Dec-2026_03_31.pdf. Sur la confidentialité : décision D-2026-059, par. 169-170 et section 4.5 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf

48 Énergir, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/doc/R-4353-2026-C-Énergir-0004-DDR-RepDDR-2026_08_31.pdf, tableau 2, p. 9.

coût cumulé avant financement était évalué à environ 1,25 milliard de dollars et à 1,43 milliard de dollars avec rendement et impôts à l'horizon 2031-2032.⁴⁹

Ces projections dépendent de la demande volontaire, des prix, de la réglementation et de la valeur des attributs. Elles ne représentent pas nécessairement toutes des coûts engagés, mais montrent l'ampleur du transfert possible vers l'ensemble de la clientèle. Le profil des prévisions d'achat volontaire suggère aussi qu'une part importante de la trajectoire repose sur les décisions individuelles — et souvent binaires — de quelques grands consommateurs. Cette concentration accroît l'incertitude, puisqu'une seule décision peut modifier sensiblement les volumes attendus.

L'analyse devrait séparer trois enveloppes : le solde historique déjà accumulé, l'exposition future découlant des contrats signés et les coûts de nouveaux engagements encore évitables. Elles ne peuvent recevoir le même traitement. Les contrats existants limitent les options, alors que les nouveaux achats peuvent être conditionnés à la demande et au coût.

La croissance de la socialisation tient à trois mécanismes distincts :

1. **Volume.** L'obligation réglementaire augmente plus vite que la demande volontaire ;
2. **Écart de prix.** Le coût moyen des achats dépasse nettement celui du gaz fossile ;
3. **Financement.** La méthode historique de récupération reportait le coût et ajoutait des frais financiers.

La décision D-2026-059 corrige surtout le troisième facteur : récupération prospective à partir du 1er octobre 2026, étalement du solde historique sur quatre ans et attribution des revenus des unités de conformité à la clientèle. Elle réduit le financement, sans régler le déséquilibre entre achats obligatoires et débouchés.⁵⁰

Un mécanisme comparable existe chez Enbridge Gaz Québec (EGQ). Les volumes en cause y sont toutefois très faibles par rapport à ceux d'Énergir. Le cas d'EGQ confirme donc que la question de la socialisation ne se limite pas à un seul distributeur, mais il ne constitue pas un point de comparaison suffisant pour en apprécier les effets tarifaires à plus grande échelle.⁵¹

5.3. Orienter la demande durable et résorber la socialisation

Il faut d'abord orienter le gaz renouvelable vers des usages durables où sa valeur justifie son coût, puis réduire l'écart entre l'offre contractée et cette demande. La socialisation résiduelle devient alors un coût de transition à circonscrire et à résorber, et non un mécanisme permanent de financement de la filière. Y mettre fin immédiatement pourrait toutefois compromettre des contrats ou concentrer brusquement les coûts.

49 Énergir, Méthode de récupération prospective du surcoût du GSR invendu, R-4320-2025, pièce B-0008, tableaux 2 à 5 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-B-0008-Dem-Piece-2025_12_08.pdf

50 Régie de l'énergie, décision D-2026-059, 17 juin 2026 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4320-2025/doc/R-4320-2025-A-0070-Dec-Dec-2026_06_17.pdf

51 Régie de l'énergie, dossier R-4353-2026, dépôt public relatif à Enbridge Gaz Québec : <https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/>.

Le plan du gouvernement pourrait appliquer une règle propre à chaque type de coût et d'engagement :

- **Solde historique.** Établir un calendrier public ;
- **Contrats existants.** Publier l'exposition annuelle ;
- **Affectation des volumes et des revenus.** Orienter les volumes contractés vers les usages durables et affecter les revenus de crédits, d'attributs et de reventes aux coûts résiduels ;
- **Engagements d'approvisionnement sans débouché.** Examiner leur cession ou leur renégociation volontaire ;
- **Nouveaux engagements.** Les conditionner à une demande identifiée, à un plafond de coût et, pour les bénéfices collectifs, à un financement public explicite.

Le potentiel de dépassement de coûts pour les projets de production de gaz renouvelable est réel. À Québec, l'estimation globale du Centre de biométhanisation de l'agglomération est passée d'environ 125 M\$ en 2014 à 216 M\$ aujourd'hui, même si une partie de cette hausse tient à des bonifications apportées au projet. Cette évolution illustre la difficulté d'estimer et de maîtriser les coûts, mais elle ne signifie pas que le prix d'achat du gaz a augmenté dans la même proportion. L'incidence sur la clientèle dépend de la répartition contractuelle des risques. Le promoteur devrait normalement assumer ceux liés à la conception, à la construction, à l'échéancier, au financement et à la performance de son installation; le distributeur, ceux associés aux travaux de raccordement qu'il réalise et aux modifications qu'il exige. Les ajustements de prix devraient être définis d'avance et limités à des facteurs extérieurs vérifiables, comme l'inflation, les salaires de la construction, le prix de certains matériaux ou équipements et le taux de change applicable aux équipements importés. Une hausse du coût du projet ne serait donc pas automatiquement transférée au prix d'achat du gaz ou à la clientèle.⁵²

Un écosystème expérimenté et un développement prévisible peuvent aussi réduire ces risques. Une véritable courbe d'apprentissage suppose des équipes et des fournisseurs expérimentés, une certaine standardisation, des données communes, des règles stables et une succession suffisamment régulière de projets. En réduisant l'incertitude technique, contractuelle et commerciale, cet écosystème peut abaisser la prime de risque exigée par les prêteurs et les investisseurs, puis le coût du financement et, à terme, le prix nécessaire à la viabilité du gaz produit. La gouvernance permanente proposée à la section 9.8 pourrait structurer cet apprentissage, sans garantir les débouchés ni transférer aux clients les risques d'exécution.

Les volumes de gaz renouvelable déjà contractés devraient d'abord aller vers des usages appelés à durer. Créer une demande temporaire pour les écouler ne ferait que reporter le problème et irait à l'encontre de la baisse attendue du gaz distribué. Énergir peut néanmoins atténuer le coût en revendant certains volumes ou attributs, en les réaffectant aux clients qui les valorisent le mieux ou en renégociant ses contrats. Ces mesures ne feront pas disparaître tous les engagements d'achat. Les sommes qui ne pourront être récupérées resteront un coût de transition à circonscrire et à résorber.

52 Ville de Québec, Présentation de la séance du comité plénier - Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec, 2 mai 2019, p. 4 : https://www.ville.quebec.qc.ca/apropos/planification-orientations/matieres-residuelles/valorisation_matieres_organiques/docs/plenier-cmbo-2019-05-02-presentation.pdf; Ville de Québec, Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec : https://www.ville.quebec.qc.ca/apropos/planification-orientations/matieres-residuelles/valorisation_matieres_organiques/.

Le mode de financement des projets devrait correspondre à la nature des bénéfices recherchés. Les coûts associés à un service offert aux clients du réseau peuvent relever du tarif gazier. Les mesures visant principalement le développement industriel, les retombées régionales ou l'atteinte d'objectifs climatiques collectifs relèvent davantage de la politique publique générale. Leur financement par les seuls clients du gaz devrait donc être explicitement justifié et comparé à un financement budgétaire.

5.4. Parité économique, coût net et valeur des attributs

La demande devient viable lorsque l'écart de prix est compensé par le coût carbone évité, les attributs monétisables et les services auxquels l'acheteur accorde une valeur réelle. À la parité : prix du gaz renouvelable – attributs monétisables – valeur démontrée des services = prix de la solution de référence + coût carbone effectif. Dans ce rapport, la « solution de référence » est l'option qui serait vraisemblablement retenue pour rendre le même service sans gaz renouvelable. Elle varie selon l'usage et peut être le gaz fossile, l'électricité, un autre combustible, l'efficacité énergétique ou une modification du procédé. La comparaison doit porter sur le coût complet du service rendu.

Les attributs monétisables comprennent notamment les crédits réglementaires, les certificats reconnus par un régime applicable et les aides directement rattachées au volume. La stabilité de prix (en comparaison du gaz fossile), la résilience, la qualité de l'air ou un service de pointe peuvent aussi avoir une valeur, mais celle-ci devrait être démontrée. Les retombées régionales et l'autonomie énergétique sont des bénéfices collectifs à présenter séparément.

À court terme, le coût carbone effectivement supporté par le gaz fossile demeure faible, voire nul, pour certains usages selon leur traitement réglementaire, y compris les allocations gratuites. Il ne comble donc pas, à lui seul, l'écart de coût avec le gaz renouvelable. Une hausse future du SPEDE pourrait combler cet écart, mais son rythme et son effet sur les volumes demeurent incertains. Les crédits du Règlement sur les combustibles propres peuvent servir de pont pendant que cette situation évolue, mais leur valeur, leur propriété et leur durée doivent être intégrées au contrat.

Le soutien transitoire devrait diminuer lorsque le SPEDE ou les crédits augmentent, ou lorsque le coût du gaz renouvelable baisse. Cette règle évite l'empilement permanent des aides et la surcompensation.

Pour les grands émetteurs, une option à étudier serait d'admettre, sous conditions, certains achats récurrents de gaz renouvelable à faible intensité carbone parmi les mesures financées par les sommes mises en consigne du SPEDE. Il faudrait vérifier l'admissibilité réglementaire, mesurer des réductions additionnelles et éviter une compensation automatique dollar pour dollar ou le cumul des mêmes attributs.⁵³

La solution de référence varie selon l'usage. Le gaz renouvelable se compare au gaz fossile et au SPEDE pour un usage gazier, au coût complet de la chaleur et de la puissance pour l'électrification, aux produits pétroliers et à ses coûts carbone dans le transport, et au coût du procédé ou du produit final pour un usage moléculaire.

53 Gouvernement du Québec, mémoire sur les règles d'allocation gratuite 2024-2030, p. 4-6 : https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/gouvernement/MCE/dossiers-soumis-conseil-ministres/2022-0092_memoire.pdf. Le mécanisme réserve des sommes pour des projets de réduction ou de recherche-développement; l'admissibilité d'achats récurrents devrait être vérifiée.

Exemple 1 — comparaison avec le gaz fossile. Supposons un gaz renouvelable acheté 20 \$/GJ, auquel sont associés des attributs procurant une valeur nette de 5 \$/GJ à la clientèle. Son coût net serait de 15 \$/GJ. Si le gaz fossile coûte 5 \$/GJ et que le coût effectif du SPEDE est de 3 \$/GJ, la solution de référence coûterait 8 \$/GJ. L'écart serait donc de 7 \$/GJ, soit 2,65 ¢/m³ ou 2,52 ¢/kWh.

Exemple 2 — comparaison avec l'électrification. Pour fournir 1 GJ de chaleur utile, une chaudière ayant un rendement de 90 % consommerait 1,11 GJ de gaz (29,3 m³, 309 kWh). Au coût net de 15 \$/GJ retenu dans le premier exemple, cette chaleur coûterait 16,70 \$. Une thermopompe ayant un coefficient de performance de 3 consommerait plutôt 92,6 kWh. À 0,100 \$/kWh, l'énergie coûterait 9,26 \$. En ajoutant, à titre illustratif, 4,00 \$ pour l'équipement, le raccordement et la puissance, le coût complet atteindrait 13,3 \$, soit 3,40 \$ de moins que le gaz renouvelable. Une pointe de chauffage de 100 kW exigerait toutefois 33,3 kW de puissance électrique supplémentaire.

Ces calculs servent uniquement à montrer la méthode. Le résultat réel dépendrait notamment des tarifs, des investissements requis, de l'efficacité saisonnière des équipements et du coût de la puissance.

Les prix du gaz influencent aussi les volumes. À court terme, un bâtiment ou une usine ne change pas d'équipement chaque fois que le prix bouge. Sur la durée, cependant, les rénovations, le remplacement des actifs et les changements de procédé permettent à la demande de réagir. Une hausse du coût effectif du gaz fossile — notamment sous l'effet du SPEDE — peut ainsi réduire sa consommation autant qu'elle améliore la position relative du gaz renouvelable. De même, lorsque le surcoût du gaz renouvelable est supporté par les consommateurs, il peut lui aussi renforcer l'intérêt de l'efficacité, de l'électrification ou d'un autre combustible. Les données publiées du PGIRE ne permettent pas de mesurer l'ampleur de ces effets ni d'attribuer à l'un d'eux la baisse projetée du gaz fossile.

Lorsque les données le permettent, les options devraient aussi être comparées selon leur coût net par tonne de CO₂e évitée. Les autres effets — résilience, qualité de l'air, autonomie énergétique ou retombées régionales — devraient être présentés séparément et quantifiés lorsqu'ils sont démontrés. Cette distinction évite d'additionner des avantages de nature différente pour justifier une option dont le coût climatique demeure élevé.

Les retombées locales — emplois, valeur ajoutée, revenus fiscaux et développement régional — devraient être quantifiées et présentées séparément. Les retombées doivent être évaluées à l'échelle du Québec et en termes nets. Créer, par exemple, 50 emplois à Victoriaville tout en en faisant perdre 70 à Kingsey Falls ne constituerait pas un gain économique net pour le Québec.

La Régie verrait ainsi le coût supporté par les clients ; le gouvernement pourrait le comparer aux bénéfices publics et décider si une tranche locale ou un soutien budgétaire est justifié.⁵⁴

Les appels d'offres devraient d'abord préciser le résultat recherché — quantité d'énergie, intensité carbone, origine, disponibilité ou contribution à la pointe — plutôt que privilégier une technologie ou une matière première. Une part limitée pourrait néanmoins être réservée à des filières émergentes, afin

54 Aviséo Conseil, Étude économique sur la filière québécoise du gaz naturel renouvelable, 2026, notamment p. 21 et 53 : https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/GNR/gnr_etude_economique_2026.pdf

d'en vérifier les coûts et la performance en conditions réelles. Pour qu'une expérimentation ne devienne pas un soutien permanent, le volume retenu, la durée de l'engagement et le coût maximal accepté devraient être rendus publics dès le départ.

5.5. Mesures transitoires pour les industries exposées

Une guerre commerciale ou une rupture d'approvisionnement peut justifier une aide rapide. Ce choc ne doit toutefois pas immobiliser la politique énergétique de long terme. Toute dérogation devrait être ciblée, temporaire, révisable et assortie d'une date d'expiration.

Les outils possibles comprennent des contrats de transition, un partage des investissements d'électrification, un accès temporaire au gaz renouvelable et des références de performance sectorielles. Ils devraient être évalués selon les émissions mondiales évitées, la production maintenue, le coût public et la trajectoire de l'entreprise.

6. Réseau gazier, sécurité énergétique et répartition des coûts

6.1. Baisse des volumes, coûts fixes et utilisation des actifs

Une grande part des coûts du réseau gazier est fixe ou évolue lentement. Lorsque les volumes diminuent et que des clients quittent le réseau, ces coûts sont répartis sur moins de mètres cubes et moins de consommateurs.

Une spirale peut alors s'installer : les tarifs augmentent, les clients qui disposent d'une solution de rechange partent et ceux qui restent assument une part croissante des coûts. Il faut donc déterminer quelle configuration du réseau demeure utile, qui bénéficie de sa disponibilité et comment la rémunérer.

À plus long terme, si la demande se concentre autour des pôles industriels, des usages de pointe, du stockage et des producteurs de gaz renouvelable, l'utilisation du réseau évoluerait de façon inégale. Certains segments de distribution résidentielle pourraient être moins sollicités, tandis que les raccordements industriels, les raccordements de producteurs et les actifs de stockage conserveraient une valeur importante. Le rôle des conduites de transport à longue distance dépendrait de l'évolution des importations, des exportations et des besoins de pointe. Leur capacité ne diminuerait donc pas nécessairement au même rythme que les volumes annuels.

La baisse du gaz fossile pourrait aussi, à mesure que les engagements existants arrivent à échéance, réduire les capacités de transport qu'Énergir doit réserver en amont du Québec. Cet avantage est pertinent dans un marché fortement sollicité, où certaines capacités sont mises en concurrence entre plusieurs points de livraison et peuvent exiger des engagements de très longue durée. Il dépend toutefois de la diminution de la demande de pointe, et non seulement de celle des volumes annuels.⁵⁵

Une baisse durable des volumes peut modifier l'utilisation et la durée économique de certains actifs. Ces questions sont déjà examinées dans les dossiers tarifaires, sur preuve, lorsque la Régie évalue les investissements, les besoins et les périodes d'amortissement. L'enjeu n'est pas de planifier dès maintenant des radiations, mais de soumettre les nouveaux investissements et les renouvellements importants à plusieurs trajectoires plausibles de demande. Selon le territoire et le service rendu, les actifs pourraient être maintenus, adaptés, ajoutés ou, éventuellement, retirés.

6.2. Configurations possibles du réseau

L'évolution du réseau soulève deux questions distinctes : quelle devrait être son empreinte géographique, et quelles fonctions devrait-il remplir ? Pour chacune de ces questions, deux évolutions sont possibles. Elles ne s'excluent pas et peuvent être combinées différemment selon les territoires.

Empreinte géographique

55 Régie de l'énergie, dossier R-4334-2026, pièce A-0035, Notes sténographiques de l'audience du 1er septembre 2026, vol. 1, p. 14 à 18, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4334-2026/doc/R-4334-2026-A-0035-Audi-NS-2026_09_02.pdf

Maintien ciblé. Le réseau demeure largement en place, mais il dessert des volumes plus faibles et des usages à forte valeur. Les tarifs doivent alors rémunérer davantage la capacité et moins l'énergie consommée.

Adaptation géographique. Les extensions, les renouvellements et les renforcements sont évalués selon la demande attendue, les solutions de remplacement et le service rendu. Une portion du réseau ne serait reconfigurée ou retirée que si la preuve démontre qu'elle n'est plus utile et que les clients touchés sont adéquatement protégés.

Fonctions du réseau

Conversion partielle. Certaines sections accueillent davantage de biométhane, d'hydrogène mélangé ou d'autres gaz. Cette évolution exige des analyses de compatibilité, de sécurité, de qualité du gaz et de coût.

Réserve et pointe. Le réseau conserve une valeur de puissance, de stockage ou de secours, même si l'énergie annuelle livrée diminue fortement. Sa rémunération devrait alors refléter ce service au système plutôt que reposer uniquement sur les volumes.

La solution ne sera pas la même partout. Les plans devraient cartographier la demande, la production locale, les échanges, les contraintes de pointe, les actifs à renouveler et les coûts d'abandon. Une seule durée d'amortissement ou une stratégie uniforme de maintien ne convient pas à tous les segments.

6.3. Coordination gaz-électricité

Réduire le gaz déplace une partie de la demande vers l'électricité. La disponibilité de l'énergie, de la puissance et de l'acheminement devient alors une contrainte réelle : même mature, une technologie ne peut être déployée si le raccordement ou l'approvisionnement en électricité n'est pas disponible au moment requis.

Cette rareté se traduit déjà dans les règles d'accès : un nouveau projet ou une addition de charge de 5 MW ou plus doit obtenir l'autorisation du gouvernement avant son raccordement. Le rythme d'électrification dépend donc d'une allocation institutionnelle autant que de la maturité des équipements.⁵⁶

Le PGIRE prévoit 15 TWh d'approvisionnements électriques additionnels et 2 GW de nouveaux moyens de pointe en 2030, puis 60 TWh et 12 GW en 2040. Il faudra plusieurs années pour les mettre en service et renforcer les réseaux. Cette contrainte peut ralentir la diminution du gaz fossile ; elle ne favorise pas, par elle-même, l'utilisation de gaz renouvelable et ne devrait pas devenir une exemption permanente.⁵⁷

56 Gouvernement du Québec, « Obtenir l'autorisation pour le raccordement d'un projet d'une puissance de 5 MW et plus », mise à jour du 5 mai 2026 : <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique>

57 Gouvernement du Québec, Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques 2026-2050, cible d'approvisionnements additionnels en énergie et en puissance : <https://www.quebec.ca/gouvernement/ministeres-organismes/economie/publications/plan->

Dans sa présentation de 2024, Énergir compare le gaz renouvelable au coût de nouvelles ressources électriques, soit environ 9 à 12 ¢/kWh. Le coût marginal est pertinent pour évaluer une nouvelle charge, mais il ne représente pas, à lui seul, le coût moyen payé ou supporté par le système. Le portefeuille électrique combine le bloc patrimonial à faible coût et des approvisionnements postpatrimoniaux plus chers. Actuellement, aucun tarif d'électricité n'est lié au coût marginal des nouvelles ressources électriques. Une comparaison équilibrée devrait donc publier le coût marginal du besoin additionnel, le coût moyen du portefeuille ainsi que les coûts de puissance, de raccordement et d'équipement.⁵⁸

L'analyse doit donc être réalisée sur une base intégrée. Pour chaque trajectoire, la publication devrait couvrir au minimum cinq dimensions :

- **Énergie.** Les volumes de gaz retranchés et l'électricité additionnelle ;
- **Puissance et réseau électrique.** La puissance hivernale et les renforcements nécessaires ;
- **Réduction de la demande.** L'apport de l'efficacité, de la gestion de la demande et de la biénergie ;
- **Réseau gazier.** Les coûts fixes évités ou maintenus ;
- **Émissions.** Les émissions pendant les heures marginales.

Dans son avis sur le PGIRE, la Régie insiste sur la disponibilité réelle, la puissance livrable, l'acheminement et les risques d'exécution. Les prochains plans devraient donc analyser ensemble les choix gaziers et électriques.

Le projet d'Hydro-Québec visant à convertir la centrale de TransCanada Energy de Bécancour d'un cycle combiné à un cycle ouvert, afin qu'elle puisse répondre plus rapidement aux pointes, illustre cette interdépendance. L'éventuelle utilisation d'un combustible renouvelable pour cet usage devrait être comparée aux autres ressources de puissance.⁵⁹

6.4. Stockage, capacité de soutirage et flexibilité

Un réseau peut livrer moins d'énergie sur l'année tout en restant fortement sollicité pendant certaines périodes. Si le gaz résiduel sert davantage à la pointe, au secours ou à la résilience, le besoin de stockage peut (ou pas) diminuer en volume absolu, mais augmenter par rapport à la consommation annuelle.

[ressources-energetiques](https://www.hydroquebec.com/a-propos/publications-rapports/plan-action-2035.html). Hydro-Québec, Plan d'action 2035 : <https://www.hydroquebec.com/a-propos/publications-rapports/plan-action-2035.html>

- 58 Énergir, Atelier GNR, 22 mai 2024, diapo 9 : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2024/05/7-PPT_Energir.pdf. Hydro-Québec, le prix de l'électricité additionnelle reflète le coût marginal : <https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-electricite-additionnelle-clientele-grande-puissance.html>. Pour le portefeuille patrimonial et postpatrimonial : Hydro-Québec, dossier R-4307-2025, pièce B-0088, réponse 16 : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0088-DDR-RepDDR-2025_11_07.pdf
- 59 Hydro-Québec, « Sécurité énergétique du Québec – Hydro-Québec confirme les prochaines étapes en vue de l'utilisation d'une centrale à Bécancour durant les périodes de pointe », 22 janvier 2026, <https://nouvelles.hydroquebec.com/nouvelles/communiques/tout-quebec/securite-energetique-quebec-hydro-quebec-confirme-prochaines-etapes-vue-utilisation-centrale-becancour-durant-periodes-pointe.html>.

L'analyse doit distinguer le volume utile entreposé, exprimé en m³, PJ ou TWh, de la capacité de soutirage, soit le débit livrable pendant une pointe. L'emplacement, les droits contractuels et la durée pendant laquelle le service peut être maintenu comptent autant que l'inventaire total.

Le stockage peut aussi accroître la valeur de la production locale. La production relativement continue des sites d'enfouissement pourrait être conservée lorsque la demande québécoise est faible, puis utilisée en hiver, plutôt que d'être exportée et remplacée plus tard par une importation.

La baisse des volumes pourrait libérer suffisamment de capacité dans les installations existantes. Des ajouts, centralisés ou distribués, pourraient néanmoins devenir nécessaires si les besoins de pointe augmentent en proportion. Les plans devraient tester le stockage et le soutirage selon des profils industriels, de pointe et de résilience, puis attribuer les coûts aux bénéficiaires du service.

6.5. Sécurité énergétique et résilience

Le Québec importe tout son gaz fossile. En réduire l'usage diminue l'exposition aux marchés extérieurs ; une production renouvelable locale peut aussi diversifier les sources et soutenir le service à certains endroits, y compris le transport.

Un projet local peut néanmoins dépendre d'équipements importés, d'électricité ou d'un seul raccordement. Sa production annuelle ne garantit pas sa disponibilité à la pointe. À l'inverse, le gaz importé peut offrir une grande diversité de sources, mais par un petit nombre de gazoducs dont certains sont situés aux États-Unis.

La sécurité énergétique se mesure par un service fiable, livrable et soutenable, y compris en conditions dégradées. La valeur d'un projet local devrait dépendre de sa capacité ferme, de son emplacement, de ses dépendances et de sa performance en période critique.

6.6. Dépenses énergétiques et effets distributifs

Les coûts de la transition ne se répartissent pas uniformément. Les dépenses de gaz des ménages québécois sont davantage concentrées dans les quintiles de revenu supérieur, mais un coût moyen modeste peut rester lourd pour un ménage vulnérable ou un locataire captif. La protection devrait donc être ciblée, et non confondue avec une socialisation générale. Dans l'industrie, les effets dépendent de l'intensité énergétique, de l'exposition internationale et de la capacité de transférer le coût aux clients.

Le coût moyen par mètre cube ne suffit donc pas à décrire les effets de la transition. La Régie devrait suivre au moins quatre autres angles :

- **Facture annuelle.** L'effet par catégorie de clients ;
- **Effort économique.** La part du revenu ou de la valeur ajoutée consacrée à l'énergie ;
- **Clients captifs.** La concentration du coût ;
- **Transferts dans le système.** Les économies associées et les transferts entre gaz, électricité et fiscalité.

Une baisse de consommation ne constitue pas une économie nette si elle déplace des coûts ailleurs dans le système et que ces coûts sont plus élevés.

7. Enseignements de trois juridictions

7.1. Colombie-Britannique : un mélange obligatoire associé à une offre volontaire

Depuis plusieurs années, FortisBC combine une part de gaz renouvelable intégrée au service de base et des achats volontaires. En juillet 2025, la British Columbia Utilities Commission a approuvé un taux de mélange de 3 %, correspondant à 5,22 PJ (138 Mm³, 1,45 TWh), ainsi que 1,75 PJ (46,1 Mm³, 485 GWh) destinés aux clients volontaires. Estimé à 22,3 \$/GJ, le coût moyen d'acquisition du gaz renouvelable était alors environ dix fois supérieur au coût réglementé du gaz conventionnel, fixé à 2,23 \$/GJ. Cette comparaison exclut les frais ordinaires de distribution, communs aux deux produits. Le passage du mélange obligatoire de 2 à 3 % a néanmoins eu un effet limité sur la facture d'un client résidentiel consommant 90 GJ : environ 33 \$ par année, ou 2,9 %. Ce pourcentage est calculé sur la facture totale, qui comprend notamment les frais fixes et de distribution, même si ceux-ci n'ont pas été modifiés par l'augmentation du mélange.⁶⁰

L'expérience montre l'utilité de séparer le mélange réglementaire, la demande volontaire et les comptes de report. Pour le Québec, l'enjeu n'est pas de reproduire le taux de 3 %, mais de publier clairement les volumes, les coûts et les effets sur les factures.

7.2. Californie : une obligation liée à la réduction du méthane

La California Public Utilities Commission a établi un programme d'approvisionnement en biométhane pour les quatre grands distributeurs gaziers. La cible de court terme pour 2025 était de 17,6 milliards de pieds cubes (498 Mm³, 18,9 PJ, 5,24 TWh). Elle était reliée au détournement de huit millions de tonnes de matières organiques des sites d'enfouissement. Pour 2030, la cible est de 72,8 milliards de pieds cubes (2,06 Gm³, 78,1 PJ, 21,7 TWh), l'équivalent de 12,2 % de la consommation de 2020 des clients résidentiels et des petites entreprises.⁶¹

Le programme vise à la fois le remplacement du gaz fossile et la réduction du méthane provenant des déchets. Les règles tiennent compte des matières premières, des autres soutiens reçus et d'une méthode commune de notation des offres.

L'enseignement principal est de lier l'obligation au résultat environnemental. Un biométhane qui évite des émissions de fumier n'a pas le même effet qu'un méthane de synthèse produit avec de l'électricité marginale.

7.3. France : certificats de production et séparation du soutien

La France met en place en 2026 des certificats de production de biogaz. Les fournisseurs de gaz naturel assujettis doivent restituer des certificats en fonction des volumes livrés ou consommés. Les

60 British Columbia Utilities Commission, ordonnance G-181-25, FortisBC Energy Inc. — RNG Blend Service, 24 juillet 2025 : <https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/item/522833/index.do>; FortisBC, Cost of gas rate remains steady for another quarter, <https://www.fortisbc.com/about-us/news-events/media-centre-details/2025/06/18/fortisbc-gas-bills-to-change-for-customers-july-1>

61 California Public Utilities Commission, Renewable Gas : <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/natural-gas/renewable-gas>. Décision D.22-02-025 : <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M454/K335/454335009.pdf>

producteurs de biométhane qui ne bénéficient pas de l'obligation d'achat ou d'un autre soutien au fonctionnement peuvent obtenir ces certificats et les céder aux fournisseurs. Le mécanisme est donc distinct de l'obligation d'achat à tarif fixé, même s'il complète les instruments de soutien à la filière et évite leur cumul pour une même production.⁶²

Cette séparation entre la molécule et l'attribut peut élargir le marché et rendre visible le prix du soutien. Elle exige un registre et des règles strictes contre le double bénéfice.

Au Québec, un mécanisme de cession distincte et de traçabilité des attributs pourrait permettre à des clients de les acheter directement. Ce mécanisme pourrait notamment prendre la forme de certificats inscrits dans un registre. Les critères de qualité et les limites géographiques seraient déterminants si des instruments étrangers étaient admis.

7.4. Synthèse du balisage

Les trois juridictions illustrent des choix distincts : intégration tarifaire en Colombie-Britannique, réduction du méthane en Californie et certificats séparés en France.

Le balisage ne désigne pas un modèle à copier. Il montre surtout qu'une obligation fonctionne mieux lorsque son objectif est explicite, ses coûts sont publiés et ses attributs sont traçables.

Pour le Québec, quelques leçons se dégagent :

1. définir clairement les objectifs du cadre d'intervention et retenir des instruments et des indicateurs qui permettent d'en mesurer l'atteinte;
2. distinguer les achats volontaires des volumes imposés ;
3. séparer la molécule de gaz de ses attributs environnementaux et réglementaires, qui peuvent être comptabilisés et échangés indépendamment de son trajet physique ;
4. comparer le coût net et la performance climatique des différentes sources ;
5. empêcher qu'une même production ou qu'un même attribut soit soutenu, vendu ou déclaré plus d'une fois.

62 Ministères français de la Transition écologique, Biogaz : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/biogaz>

8. Cap de long terme et cadre d'action à l'horizon 2050

8.1. Une destination claire, des moyens révisables

À l'horizon 2050, la direction la mieux établie est une forte diminution du gaz fossile; le volume total distribué et l'empreinte du réseau demeurent plus incertains. À long terme, le rapport retient comme hypothèse analytique un système utilisant beaucoup moins de gaz qu'aujourd'hui, dont la fraction résiduelle serait largement renouvelable et concentrée dans les usages où elle conserve une valeur élevée. Le rythme et la combinaison des moyens demeurent incertains, mais pas la direction.

Pour garder le cap, le cadre d'intervention relatif au gaz renouvelable devrait suivre le volume de gaz fossile, la part renouvelable, l'intensité carbone et l'origine. Il devrait aussi être coordonné avec l'efficacité énergétique, la capacité électrique, le stockage et l'évolution du réseau gazier.

8.2. Relier l'offre réglementaire à une demande réelle

Le déséquilibre actuel tient à une obligation d'approvisionnement qui progresse plus vite que la demande au prix correspondant. Le futur cadre devrait donc coordonner les volumes contractés, les acheteurs, les attributs, les coûts et la capacité de livraison. Une offre réglementaire sans débouché ne constitue pas un marché : elle produit une socialisation.

La croissance projetée ne prolonge pas simplement la tendance historique. Entre 2028 et 2029, les volumes prévus par Énergir pour les grands clients industriels existants passent brusquement de 5,70 Mm³ (216 TJ, 60,0 GWh) à 43,2 Mm³ (1,64 PJ, 455 GWh), sans hausse correspondante du nombre de clients. Après 2030, la croissance reposerait surtout sur de nouveaux branchements entièrement alimentés en gaz renouvelable. En 2035, ceux-ci atteindraient 168 Mm³ (6,37 PJ, 1,77 TWh), soit 71 % des 236 Mm³ (8,96 PJ, 2,49 TWh) alors projetés. Il s'agit moins d'une prévision tendancielle que d'un scénario, plus ou moins probable, de développement du marché. Ces nouveaux raccordements devraient donc être évalués selon le service rendu, leur coût complet, leur durée de vie, leur réalisme et leur compatibilité avec les corridors de volumes, y compris ceux qui comportent une baisse durable de la demande.⁶³

Une composante de demande peut cibler les usages dont le coût net se rapproche de la solution de référence ou qui rendent des services importants. Les transports municipaux, portuaires et maritimes peuvent bénéficier de crédits réglementaires et d'une réduction des polluants locaux, à condition de remplacer des produits pétroliers. Dans tous les cas, la demande soutenue devrait rester compatible avec la décarbonation à long terme, y compris les usages moléculaires, de pointe ou difficiles à électrifier, et les corridors plausibles de volumes. Elle ne devrait pas créer une consommation artificielle ou temporaire uniquement pour écouler l'offre.

63 Énergir, https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4353-2026/doc/R-4353-2026-C-Energir-0004-DDR-RepDDR-2026_08_31.pdf, tableaux 3 et 4, p. 10-11.

Ces instruments ne sont pas interchangeables, même s'ils sont complémentaires. Chacun remplit une fonction principale :

- **Trajectoire.** Une trajectoire de gaz fossile mesure la diminution recherchée ;
- **Demande minimale.** Une obligation de contenu renouvelable la crée et soutient l'offre ;
- **Qualité climatique.** Une norme d'intensité carbone la distingue ;
- **Attributs et origine.** Les contrats et les appels d'offres organisent leur acquisition; les crédits réglementaires et, lorsqu'un régime le prévoit, les certificats peuvent les valoriser ;
- **Protection tarifaire.** Les plafonds de coût et de socialisation protègent les consommateurs ;
- **Faisabilité du système.** La planification conjointe de l'électricité, du gaz et du stockage la vérifie.

À plus long terme, un plafond décroissant de gaz fossile pourrait éventuellement être accompagné de droits d'usage transférables. Cette option ne devrait être étudiée qu'après clarification de son articulation avec le SPEDE, de ses effets distributifs et de ses coûts administratifs ; elle ne constitue pas une condition du cadre proposé.

8.3. La parité économique comme test

Le test central est l'écart entre le coût net du gaz renouvelable et celui de la solution de référence. Le SPEDE, les crédits réglementaires, la stabilité de prix, la résilience et les autres services peuvent réduire cet écart. Ils ne devraient être comptés que lorsqu'ils sont attribués sans double bénéfice et que leur valeur revient au payeur.

Lorsque l'écart demeure trop grand, trois choix restent possibles : réduire ou différer le volume, financer explicitement l'écart pour un bénéfice public, ou imposer le coût. Cette dernière option devrait être présentée comme une socialisation, avec son montant et ses bénéficiaires.

8.4. Corridors de gaz distribué et facteurs de bascule

Les corridors vers 2050 devraient distinguer deux variables : le volume total de gaz distribué et sa composition fossile ou renouvelable. La baisse de 42 % du gaz fossile prévue par le PGIRE sert de point d'ancrage pour la composante fossile. La baisse de 45 % des volumes anticipée par Énergir fournit une référence pour le volume total, sans constituer une cible gouvernementale. La disponibilité de l'électricité et les résultats d'efficacité influencent directement le volume total. Le coût du gaz renouvelable et le SPEDE agissent d'abord sur la composition, mais aussi sur le volume lorsque leur effet se répercute dans le prix payé.

Le PGIRE ne permet pas d'isoler les causes de la diminution projetée du gaz fossile. Une hausse du SPEDE, ainsi que la réduction des allocations gratuites, pourrait rapprocher le gaz renouvelable de la parité avec le gaz fossile, mais aussi renforcer l'intérêt de l'efficacité et de l'électrification. De même, un surcoût important du gaz renouvelable peut réduire le volume total lorsque les consommateurs le supportent. Cette réaction demeure limitée à court terme par les équipements en place; elle prend davantage d'importance à mesure que les bâtiments, les procédés et les actifs sont renouvelés.

À moyen terme, la baisse projetée par Énergir reste limitée. Ses livraisons totales passeraient de 6,09 Gm³ en 2026 (231 PJ, 64,1 TWh) à 5,73 Gm³ en 2035 (217 PJ, 60,4 TWh), une diminution de moins de 6 %. Rapprochée de sa vision de 3,45 Gm³ en 2050 (131 PJ, 36,4 TWh), cette projection laisse penser qu'une part importante de la baisse pourrait survenir après 2035. Les deux exercices n'ont pas le même

horizon ni nécessairement la même méthode; ils ne forment donc pas une trajectoire continue. Leur rapprochement révèle néanmoins un risque de transition tardive et rapide. Les nouveaux contrats, raccordements et investissements devraient être soumis à une analyse de sensibilité qui tient compte de cette possibilité.⁶⁴

Trois corridors d'analyse suffisent. Dans le corridor inférieur, le volume distribué se situe durablement sous la trajectoire centrale : l'électricité devient disponible plus rapidement et l'efficacité produit des résultats soutenus. Les investissements, les renouvellements et les périodes d'amortissement doivent alors être réévalués plus tôt. Dans le corridor central, les facteurs évoluent approximativement selon les rythmes envisagés par le PGIRE et par Énergir, ce qui permet une adaptation graduelle. Dans le corridor supérieur, les raccordements électriques tardent, les gains d'efficacité déçoivent et les actifs gaziers restent davantage utilisés. La réduction du gaz fossile est alors retardée plutôt qu'abandonnée.

Dans chacun de ces corridors, la composition du gaz évolue selon le coût et la disponibilité du gaz renouvelable, le SPEDE et la valeur des attributs. Le stockage peut prendre proportionnellement plus d'importance si les usages se concentrent dans la pointe. Ces corridors ne sont pas des prévisions : ils servent à éprouver les contrats, les tarifs et les investissements au regard de conditions observables.

8.5. Jalons et déclencheurs de révision

D'ici 2050, des jalons assez nombreux et rapprochés pour assurer un suivi continu devraient examiner, au minimum, six dimensions :

- **Trajectoire physique.** Le volume total distribué, sa composition fossile ou renouvelable, son origine, sa répartition géographique, et son intensité carbone ;
- **Marché et demande.** La demande rencontrée, les volumes sans débouché et la socialisation ;
- **Attributs.** Leur valeur et leurs propriétés ;
- **Substitution.** Les résultats d'efficacité ainsi que l'énergie, la puissance et les raccordements électriques disponibles ;
- **Réseau et flexibilité.** Le stockage, la capacité de soutirage, l'utilisation des actifs par segment et les échanges de longue distance ;
- **Impacts et développement.** Les effets distributifs, la compétitivité et l'état des nouvelles filières.

Un déplacement durable vers un autre corridor mènerait à une révision : résultats d'efficacité sensiblement différents, retard de capacité électrique, changement marqué du coût ou de la disponibilité du gaz renouvelable, ou évolution du SPEDE et des crédits. Il en irait de même en cas d'écart persistant entre l'offre et la demande, de dépassement du coût maximal ou de sous-utilisation accélérée d'un segment de réseau. Les règles seraient connues d'avance.

⁶⁴ Énergir, E-01doc01_4353_Caviardé_Réponse-DDR-Régie_28août26.pdf, tableau 7, p. 16.

9. Recommandations

9.1. Suivre explicitement la diminution du gaz fossile

La proportion de gaz renouvelable demeure un indicateur utile, mais elle ne permet pas de savoir si le gaz fossile diminue réellement lorsque le volume total distribué évolue. Les distributeurs devraient donc publier chaque année le volume absolu de gaz fossile, la part renouvelable, l'intensité carbone et l'origine des approvisionnements, en distinguant les usages énergétiques et non énergétiques. Le statut des attributs associés — conservés, transférés ou retirés — devrait également être précisé.

Ces renseignements sont déjà recueillis en bonne partie dans les dossiers réglementaires. Leur présentation sous une forme commune et agrégée limiterait le fardeau administratif tout en protégeant les données commercialement sensibles.

Cette recommandation ne modifierait directement ni les contrats, ni les obligations, ni les tarifs. Elle permettrait toutefois au gouvernement, à la Régie et au public de vérifier séparément la diminution du gaz fossile, la performance climatique et la contribution de la production québécoise. Elle fournirait ainsi une base plus solide pour évaluer les modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles.

9.2. Relier l'offre réglementaire à la demande et aux corridors de volumes

L'obligation réglementaire crée une demande d'approvisionnement chez les distributeurs, mais elle ne garantit pas une demande finale au prix correspondant. Avant de relever les cibles, il faudrait donc établir que les volumes supplémentaires trouveront des débouchés crédibles ou bénéficieront d'un financement explicite. La demande volontaire serait prise en compte selon sa fermeté : les décisions futures de quelques grands consommateurs demeurent des scénarios, non des ventes acquises.

Toute modification des cibles devrait préciser les volumes attendus, leur origine québécoise ou extérieure, les débouchés envisagés et leur coût net pour la clientèle. Celui-ci correspond au coût restant après les revenus tirés de la revente des volumes et de la valorisation des crédits et des attributs. L'effet prévu sur la socialisation devrait également être présenté.

Les corridors et la transparence ne créent pas la demande. Ils permettent de déterminer si une hausse de l'obligation demeure compatible avec la diminution du gaz distribué et avec les limites de coût retenues. Un écart persistant entre l'offre contractée et les débouchés justifierait une révision de la cible, du rythme des achats ou des mesures de soutien à la demande.

Les contrats existants demeureraient une exposition engagée, mais leurs volumes, surtout importés, pourraient être revendus lorsque le marché le permet. On réduirait ainsi le risque que la clientèle finance durablement des volumes sans débouché. Les nouveaux achats seraient évalués selon les critères précédents, ce qui donnerait aux distributeurs et aux producteurs un cadre plus prévisible.

Les prévisions utilisées pour établir les cibles devraient tenir compte de la réaction à long terme de la demande au coût effectif du gaz, y compris le SPEDE et le surcoût du gaz renouvelable. Les volumes totaux ne devraient pas être traités comme indépendants des prix.

9.3. Orienter la demande durable et résorber la socialisation

Les usages durables sont ceux susceptibles de subsister dans un système énergétique fortement décarboné parce que la molécule, son stockage ou sa disponibilité à la pointe rendent un service difficile ou coûteux à remplacer. Ils peuvent comprendre certains usages moléculaires, industriels, de pointe, maritimes ou éloignés, sans constituer une liste permanente d'usages prioritaires.

Dans la mesure du possible, les volumes déjà contractés devraient être appariés à la demande de ces usages. Cet appariement serait réévalué selon le coût net, les solutions de remplacement, la disponibilité de l'électricité et le service rendu au système.

Le solde historique et l'exposition découlant des contrats existants devraient faire l'objet d'un calendrier de résorption. Les revenus provenant de la revente des volumes et de la valorisation des attributs réduiraient les coûts résiduels. Les nouveaux achats seraient conditionnés à des débouchés crédibles afin de ne pas reconstituer le solde.

Cette approche contribuerait à réduire les effets tarifaires tout en dirigeant le gaz renouvelable, notamment québécois, vers une demande appelée à subsister. La socialisation demeurerait un coût de transition; les bénéfices relevant de la politique publique seraient financés explicitement.

9.4. Comparer le coût complet des solutions et valoriser les attributs

Avant tout nouvel engagement, le coût net du gaz renouvelable devrait être comparé à celui de la solution qui rendrait autrement le même service. Pour un équipement gazier, la référence serait généralement le gaz fossile, le coût effectif du SPEDE et les autres coûts de conformité. Pour une électrification, la comparaison porterait sur la chaleur utile et comprendrait les équipements, le raccordement ainsi que les besoins d'énergie et de puissance. D'autres usages exigeraient leur propre solution de référence.

Le test tiendrait compte de la valeur monétaire des crédits et des attributs ainsi que des services rendus au réseau. Les bénéfices qui ne peuvent être monétisés seraient présentés séparément. L'objectif n'est pas de présumer que la parité sera atteinte, mais de rendre visible l'écart résiduel et d'identifier qui devra le financer.

Les contrats devraient préciser la propriété des attributs, leur transfert, leur revente et leur retrait. Les revenus obtenus réduiraient le coût supporté par la clientèle, sauf décision explicite contraire.

Appliqué aux nouveaux achats et aux mesures de soutien à la demande, ce test aiderait à diriger le gaz renouvelable vers les usages où sa valeur justifie le mieux son coût. Il réduirait les risques tarifaires sans imposer à l'avance une technologie ou un ordre permanent de priorité.

9.5. Retenir et valoriser davantage la production québécoise

Prévoir, s'il y a lieu, une catégorie distincte pour la production québécoise, sans en fixer ici la part ni l'écart de coût admissible. Son importance et ses conditions seraient révisées périodiquement sur preuve, selon l'offre disponible, son coût net et la valeur démontrée de ses bénéfices. Améliorer en parallèle l'appariement entre producteurs et acheteurs, la valorisation distincte des attributs et le partage des crédits. Comparer les instruments de soutien selon leur coût et leur additionnalité, puis réexaminer cette stratégie si la valeur des exportations américaines évolue sensiblement.

Pour les filières de deuxième et de troisième génération, limiter l'appui à un portefeuille de démonstration dont le budget, la durée et les critères de réussite sont connus.

Documenter les causes de l'écart de coût entre la production québécoise et les approvisionnements extérieurs sur une base comparable, puis orienter les interventions vers les composantes de cet écart qui peuvent être réduites.

9.6. Différencier les trajectoires sans figer un ordre de priorité

La substitution du gaz fossile ne présente ni la même difficulté ni le même coût pour tous les usages. Aux jalons prévus, les principaux usages devraient être évalués selon le service rendu, le coût net des solutions, leur maturité, la disponibilité de l'électricité, le renouvellement des actifs et les effets sur la compétitivité.

Cette évaluation permettrait d'établir des trajectoires indicatives de diminution du gaz fossile. La transition pourrait avancer plus rapidement là où les solutions de remplacement sont accessibles et raisonnables, et plus graduellement lorsque le gaz conserve une valeur moléculaire ou systémique, ou que les solutions demeurent limitées.

Ces trajectoires ne constitueraient ni un droit permanent d'utiliser du gaz ni une liste d'usages prioritaires. Elles seraient révisées selon l'évolution des coûts, des technologies et des capacités des réseaux. Elles aideraient les distributeurs à planifier leurs achats et leurs actifs, tout en permettant d'adapter les modalités réglementaires, tarifaires et contractuelles aux contraintes propres à chaque usage.

9.7. Coordonner les trajectoires du gaz et de l'électricité

Évaluer conjointement les trajectoires gazière et électrique, en tenant compte de l'énergie, de la puissance, de l'acheminement, des délais de raccordement, de la biénergie, du stockage et des coûts transférés d'un réseau à l'autre. Une réduction du gaz n'est avantageuse pour le système que si la solution de remplacement est disponible au moment requis et si son coût complet est pris en compte.

Cette coordination devrait alimenter les décisions du gouvernement, d'Hydro-Québec, des distributeurs gaziers et de la Régie, sans se substituer aux décisions prises sur preuve dans les dossiers réglementaires.

9.8. Mettre en place une gouvernance permanente et plus large que le gaz renouvelable

La coordination des trajectoires du gaz et de l'électricité dépasse les responsabilités d'un seul distributeur et la portée d'un dossier réglementaire particulier. Elle justifie une gouvernance permanente, plus large que le seul suivi du gaz renouvelable. Le comité de suivi envisagé par le Ministre pourrait être élargi à l'ensemble de la transition énergétique. Il ne devrait toutefois pas demeurer un simple lieu d'échange sans responsable désigné. Le gouvernement devrait confier à une institution précise la tenue d'une information commune, la coordination des trajectoires gazières et électriques ainsi que le suivi des résultats. Son mandat, son accès aux données, son calendrier et sa reddition de comptes seraient établis clairement.

Cette responsabilité pourrait relever d'un organisme distinct, d'un secrétariat ou, en tout ou en partie, d'une fonction de surveillance de la Régie distincte de ses fonctions décisionnelles. Dans ce dernier cas, les équipes, les dossiers et les processus devraient être séparés. Les personnes appelées à rendre une décision statueraient uniquement sur la preuve déposée et ne participeraient pas à l'élaboration des orientations qu'elles auraient ensuite à juger.

La Grande-Bretagne offre un point de comparaison utile. La planification intégrée des réseaux y relève du National Energy System Operator (NESO), un organisme public indépendant sur le plan opérationnel. L'Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), le régulateur des marchés de l'énergie en Grande-Bretagne, encadre cet organisme et évalue sa performance. Ce modèle n'est pas directement transposable, mais il montre que la planification et la décision réglementaire peuvent être étroitement coordonnées sans être confondues.

La gouvernance proposée établirait d'abord un portrait commun des volumes, des coûts, de la demande, des contrats, du stockage et des capacités des réseaux. Elle rapprocherait ensuite le PGIRE et les plans des distributeurs, puis suivrait les écarts par rapport aux corridors et aux jalons publiés. Le comité réunirait les acteurs concernés, mais la responsabilité du suivi et des recommandations demeurerait attribuée à l'institution désignée.

Le partage des rôles resterait ainsi lisible : au gouvernement, les choix de politique publique; à la fonction de gouvernance, la prospective, la coordination et le suivi; aux distributeurs, leurs plans et leur exploitation; à la Régie, les décisions réglementaires.

Au-delà de la puissance, de l'énergie et des matériaux stratégiques, la denrée la plus rare de la transition pourrait bien être la prévisibilité. Une répartition claire des responsabilités donnerait aux acteurs la visibilité nécessaire pour planifier des investissements qui les engagent souvent pour plusieurs décennies.

9.9. Prévoir des mesures d'urgence temporaires, avec révision et échéance

Un choc commercial, géopolitique ou climatique peut justifier une intervention rapide lorsque ses conséquences sur la compétitivité, les approvisionnements ou les consommateurs sont démontrées. Il ne devrait toutefois pas, à lui seul, modifier la trajectoire de long terme ni justifier des contrats ou des infrastructures qui survivraient à l'urgence.

Toute dérogation devrait préciser son objectif, ses bénéficiaires, sa durée, son coût maximal, son mode de financement et sa condition de sortie. Elle prendrait fin automatiquement à l'échéance prévue, à moins qu'une nouvelle décision fondée sur une preuve actualisée en autorise la prolongation. Ses coûts et ses résultats feraient l'objet d'une reddition de comptes distincte.

Cette discipline permettrait de répondre aux conséquences immédiates d'une crise sans transformer une mesure exceptionnelle en engagement permanent. Elle limiterait le risque de socialisation durable et éviterait qu'une demande temporaire soit interprétée comme un débouché à long terme.

10. Conclusion

À l'horizon 2050, le Québec devrait utiliser beaucoup moins de gaz fossile. Le PGIRE ne fixe toutefois pas une trajectoire explicite du volume total distribué ni l'empreinte future du réseau. Il attribue à celui-ci un rôle stratégique pour la pointe, la résilience et certains usages difficiles à électrifier.

À long terme, le rapport retient comme hypothèse analytique un système utilisant beaucoup moins de gaz au total. Le gaz qui subsisterait serait largement renouvelable et concentré dans les usages où la molécule, la puissance, le stockage ou la résilience conservent une valeur particulière. Une part accrue de sa production pourrait être locale. La date à laquelle cette configuration pourrait être atteinte dépendra notamment de la disponibilité de l'électricité, des résultats d'efficacité, du prix relatif des gaz fossile et renouvelable ainsi que du SPEDE.

L'instrument adopté en 2019 répondait au contexte et aux objectifs de l'époque. Il reste maintenant à vérifier s'il est adapté aux objectifs actuels, à l'évolution des marchés et à la prochaine phase de développement de la filière de production de gaz renouvelable.

Pour y parvenir, le cadre d'intervention relatif au gaz renouvelable doit orienter l'offre vers une demande durable. Le SPEDE, les crédits et les services peuvent rapprocher le gaz renouvelable de la parité, mais l'écart qui subsiste doit rester visible. La socialisation historique et contractuelle serait résorbée comme un coût de transition ; les nouveaux engagements seraient ensuite conditionnés à des débouchés et à une discipline de coût.

Les corridors rendent les facteurs de bascule explicites : disponibilité de l'électricité, résultats d'efficacité, coût du gaz renouvelable et SPEDE effectif. Des jalons et une gouvernance permanente permettront d'ajuster les contrats, les actifs et le stockage, sans confondre une contrainte temporaire avec un choix de long terme.