

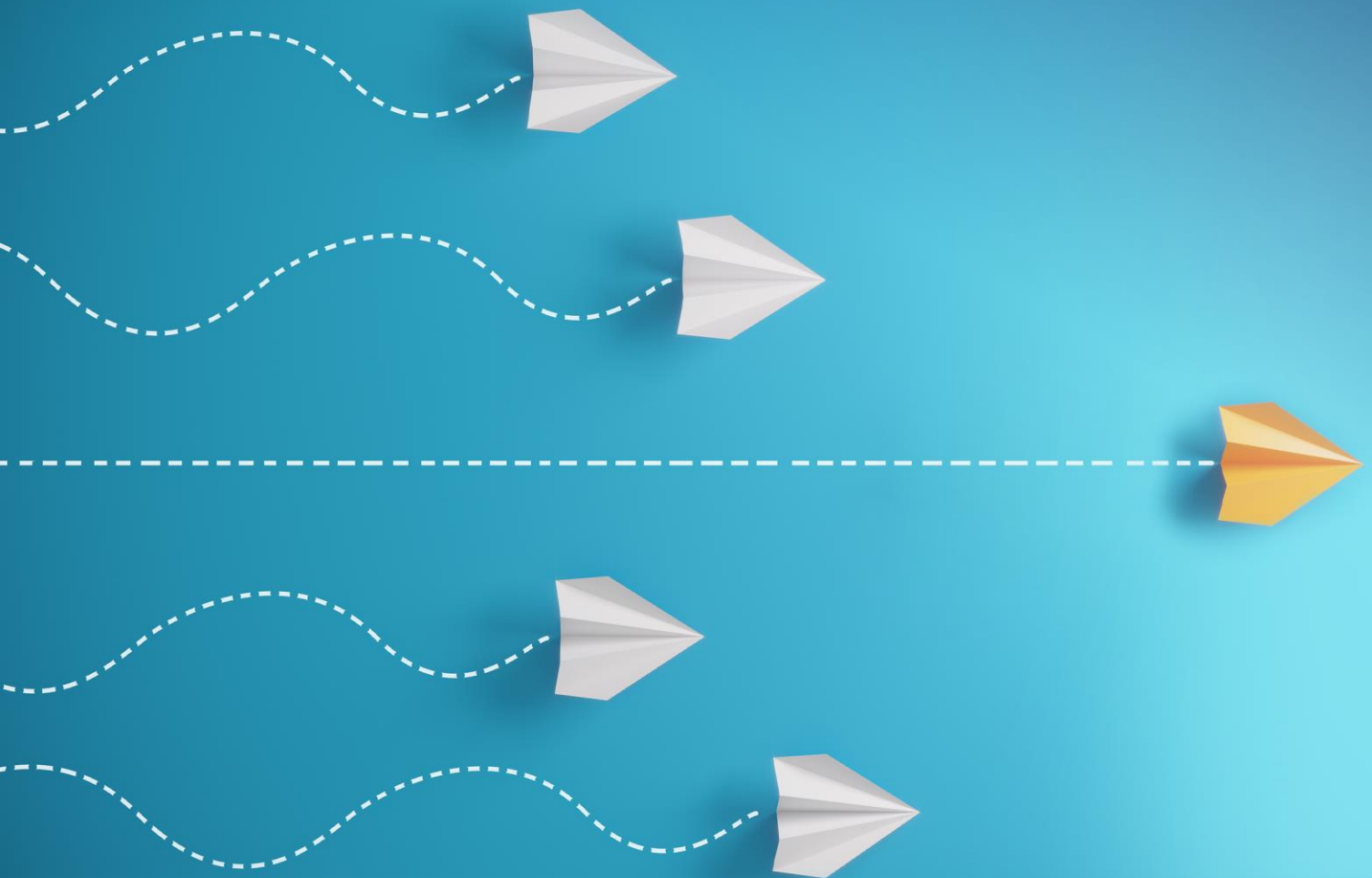
ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

PRÉLIMINAIRE

**RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT CONCERNANT LE GAZ DE SOURCE
RENOUVELABLE**

Ministère de l'Économie, de l'innovation et de l'Énergie

Date



SOMMAIRE

Dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030), le gouvernement prévoit réduire de 50 % les émissions des GES liés au chauffage des bâtiments d'ici 2030. La mise en œuvre de cet objectif repose sur la complémentarité des réseaux électrique et gazier du Québec pour réduire au minimum les coûts pour les consommateurs. Le gouvernement mise aussi sur le verdissement du gaz naturel et l'intensification des efforts en efficacité énergétique pour atteindre cet objectif.

Le 18 novembre 2024, le gouvernement a présenté un plan de décarbonation des bâtiments neufs et existants. Ce plan prévoit une bonification de la réglementation existante, notamment le Règlement concernant le gaz de source renouvelable (RGSR) afin de réduire progressivement le volume de gaz naturel d'origine fossile distribué aux consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels en augmentant progressivement les obligations de distribution de gaz de source renouvelable (GSR).

Depuis cette annonce, le gouvernement américain s'est lancé dans une guerre commerciale et a amorcé une déréglementation environnementale massive, ce qui a plongé de nombreuses entreprises québécoises dans un climat économique incertain. Ainsi, pour limiter l'impact sur les consommateurs de gaz naturel de la hausse des obligations prévue au RGSR, il est proposé de repousser à 2032 l'application de l'obligation de distribuer un minimum de 10 % de GSR sur le total des volumes de gaz naturel distribués qui est actuellement prévue en 2030.

Par ailleurs, pour amorcer la mise en œuvre du plan de décarbonation des bâtiments, il est proposé d'intégrer de nouvelles exigences spécifiques aux distributeurs de gaz naturel pour la distribution de GSR dans le secteur du bâtiment d'ici 2032. Ces exigences varieront en fonction de la taille des distributeurs et des catégories de consommateurs.

En 2030, il est estimé que la proposition réglementaire entraînera une réduction de coûts estimés entre 130 M\$ et 155 M\$ pour les consommateurs de gaz naturel par rapport à la réglementation actuelle. Ces réductions s'expliquent par le report à 2032 de l'obligation de distribution d'un minimum de 10 % de GSR prévue en 2030 et de l'application des exigences réglementaires sur la base de l'année tarifaire visée.

En 2032, il est estimé que les nouvelles exigences réglementaires n'entraîneront pas de coûts supplémentaires pour les consommateurs de gaz naturel.

Les distributeurs de gaz naturel devraient également encourir un coût initial estimé à 800 000 \$ et des coûts récurrents de 100 000 \$ pour adapter leurs outils informatiques, la facturation de la clientèle et les communications afférentes. Ces coûts seront récupérés dans les tarifs des distributeurs de gaz naturel.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	3
1. DÉFINITION DU PROBLÈME	5
2. PROPOSITION DU PROJET	6
3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES.....	8
4. ÉVALUATION DES IMPACTS	9
4.1. Description des secteurs touchés	9
4.2. Coûts pour les entreprises	10
4.3. Économies pour les entreprises.....	13
4.4. Synthèse des coûts et des économies	14
4.5. Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies	14
4.6. Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et d'économies	19
4.7. Autres avantages, bénéfices et inconvénients de la solution projetée.....	19
5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI	21
6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME).....	22
7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES	22
8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES	22
9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION	23
10. CONCLUSION	24
11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT.....	24
12. PERSONNE(S)-RESSOURCE(S)	24
13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE	25

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

L'injection de gaz de source renouvelable (GSR) dans le réseau gazier en remplacement du gaz naturel d'origine fossile est un outil important pour assurer la transition énergétique du Québec en complément de l'électrification et de l'efficacité énergétique.

En 2019, le gouvernement a édicté le Règlement concernant le gaz de source renouvelable (RLRQ, chapitre R-6.01, r. 4,3) (RGSR) qui a par la suite été modifié une première fois en 2022. Il prévoit notamment l'obligation pour tout distributeur de gaz naturel, soit Énergir s.e.c. (Énergir) et Enbridge Gaz Québec (EGQ, anciennement Gazifère), de distribuer annuellement, pour consommation finale sur le territoire sur lequel porte son droit exclusif de distribution, une quantité de GSR dont la proportion, par rapport au volume total de gaz distribué, est égale ou supérieure à 1 % en 2020, 2 % en 2023, 5 % en 2025, 7 % en 2028 et 10 % en 2030.

Dans le Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030), le gouvernement s'est donné l'objectif de réduire de 50 % des émissions des gaz à effet de serre (GES) dans le chauffage des bâtiments à l'horizon 2030. Le gouvernement mise aussi sur le verdissement du gaz naturel et l'intensification des efforts en efficacité énergétique. Sa mise en œuvre repose sur la complémentarité des réseaux électrique et gazier du Québec pour réduire au minimum les coûts pour les consommateurs.

Ainsi, en marge de la Conférence de Bakou sur les changements climatiques (COP29), le 18 novembre 2024, le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, et la ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie ont annoncé un plan de décarbonation des bâtiments neufs et existants. Ce plan prévoit une bonification de la réglementation afin de réduire la consommation de combustibles fossiles et augmenter la proportion d'énergie renouvelable dans le secteur du bâtiment. Ce plan s'insère dans un contexte où la disponibilité d'énergie renouvelable est limitée pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES et soutenir la transition énergétique de tous les secteurs, notamment du bâtiment.

Pour mettre en œuvre ce plan, des modifications au RGSR sont proposées afin de réduire progressivement le volume de gaz naturel distribué aux consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels en augmentant progressivement les obligations de distribution de volume de GSR pour ces catégories de consommateurs. Depuis cette annonce, le gouvernement américain s'est lancé dans une guerre commerciale et a amorcé une déréglementation environnementale massive, notamment en se retirant de l'Accord de Paris sur le climat et en affaiblissement les normes sur les émissions de gaz à effet de serre. Cette position a plongé de nombreuses entreprises québécoises dans une conjoncture économique incertaine qui pourrait entraîner des répercussions durables et profondes sur l'évolution du contexte d'affaires en Amérique du Nord.

Pour répondre à ces bouleversements, le gouvernement a proposé en novembre 2025 une nouvelle vision économique : Le pouvoir québécois – Réponse au nouveau contexte mondial¹. Cette vision fait une place importante à la transition énergétique et au

¹ Conseil exécutif, [Le pouvoir québécois – Réponse au nouveau contexte mondial](#), novembre 2025.

développement des énergies renouvelables, principalement électrique, comme vecteur de création de richesse. Pour y arriver, l'intensification des efforts en efficacité énergétique et l'augmentation et la diversification des approvisionnements en énergie renouvelable seront cruciales. Cette transition devra toutefois se faire sur la base de choix pragmatiques et adaptés à nos réalités industrielles, régionales et technologiques, tout en maintenant en son cœur l'accessibilité et l'abordabilité de l'énergie.

Par ailleurs, depuis la mise en application du RGSR, peu de consommateurs achètent volontairement du GSR en raison de son coût plus élevé que le gaz naturel. Ainsi, les distributeurs doivent récupérer les coûts supplémentaires de l'application de la réglementation auprès de l'ensemble de leur clientèle par l'entremise d'un tarif spécifique de socialisation.

2. PROPOSITION DU PROJET

L'intervention proposée vise à modifier le RGSR pour :

a) Repousser à 2032 l'exigence de distribuer un minimum de 10 % de GSR prévue actuellement en 2030

Le règlement actuel prévoit augmenter graduellement l'obligation minimale de distribution de GSR à 10 % du gaz naturel distribué en 2030. Il est proposé de repousser l'application de ce seuil de 10 % à l'année 2032.

b) Prévoir de nouvelles exigences pour la distribution de GSR aux consommateurs du secteur du bâtiment (résidentiel, institutionnel et commercial)

En plus de l'exigence minimale de distribution de GSR générale qui s'applique aux distributeurs de gaz naturel, il est proposé de prévoir des exigences minimales spécifiques pour le secteur du bâtiment et de faire varier les quantités de GSR devant être distribuées en fonction de catégories de consommateurs.

Ces nouvelles exigences ne s'appliqueraient pas aux volumes distribués aux consommateurs industriels et agricoles.

c) Moduler ces nouvelles obligations selon le niveau de consommation et la date de raccordement au réseau de distribution

Les nouvelles exigences varieraient selon :

- le volume de gaz naturel que le distributeur distribue par année, soit plus de 1 milliard de mètres cubes, ce qui correspond à Énergir, ou moins d'un milliard de mètres cubes, ce qui correspond à EGQ;
- le volume des de gaz naturel distribué aux consommateurs consommant :
 - moins de 5 000 m³ de gaz naturel par année, ce qui correspond à la consommation des petits consommateurs résidentiels et commerciaux;

- plus de 5 000 m³ de gaz naturel par année.
- la date de raccordement des consommateurs au réseau de gaz naturel du distributeur :
 - avant l'année tarifaire d'entrée en vigueur du règlement (consommateur existant)²;
 - à partir de l'année tarifaire d'entrée en vigueur du règlement (nouveaux consommateurs).

Pour Énergir, le tableau 1 suivant détaille les exigences de distribution de GSR qui s'appliqueraient à chaque catégorie de consommateurs du secteur du bâtiment.

TABLEAU 1

Exigences de distribution de GSR pour Énergir

(en pourcentage de GSR sur le total des volumes de gaz naturel distribués)

	Consommateurs existants		Nouveaux consommateurs	
	< 5000 m ³	= ou > 5000 m ³	< 5000 m ³	= ou > 5000 m ³
2026	5	5	100	100
2028	7	9	100	100
2030	7	9	100	100
2032 et suivantes	10	16	100	100

Pour EGQ, le tableau 2 détaille les exigences de distribution de GSR qui s'appliqueraient à chaque catégorie de consommateurs du secteur du bâtiment.

TABLEAU 2

Exigences de distribution de GSR dans le secteur du bâtiment pour EGQ

(en pourcentage de GSR sur le total des volumes de gaz naturel distribués)

	Consommateurs existants		Nouveaux consommateurs	
	< 5000 m ³	= ou > 5000 m ³	< 5000 m ³	= ou > 5000 m ³
2027	5	5	5	5
2028	7	9	7	9
2030	9	9	9	9
2032 et suivantes	16	16	16	16

Les taux présentés permettent de déterminer le volume minimal de GSR devant être distribué à chacune des catégories de consommateur. Ce volume peut faire l'objet d'un dépassement allant jusqu'à 5 %.

2 L'année tarifaire d'EGQ est du 1^{er} janvier au 31 décembre, tandis que, pour Énergir, elle est du 1^{er} octobre au 30 septembre.

Par ailleurs, il est prévu que ces exigences entrent en vigueur lors de l'année tarifaire débutant en 2026 pour Énergir, soit à partir du 1^{er} octobre 2026. Pour EGQ, ces exigences entreraient en vigueur lors de l'année tarifaire 2027, soit au 1^{er} janvier 2027.

d) Modifier la formule de calcul des exigences applicables sur la base de l'année tarifaire visée

Dans le règlement actuel, les exigences pour une année tarifaire spécifique sont calculées en fonction de la moyenne des volumes réels distribués au cours de la troisième et de la deuxième année précédant l'année tarifaire et des volumes prévisionnels de l'année tarifaire précédant l'année tarifaire visée.

Il est proposé de revoir la méthode de calcul afin que les exigences associées au RGSR pour une année tarifaire donnée soient plutôt calculées en proportion du total du volume réel de gaz naturel distribué pour l'année tarifaire visée. Cette modification a comme objectif de comptabiliser la totalité des volumes distribués aux nouveaux consommateurs dès l'année tarifaire de leur branchement.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Le règlement introduit des modifications à une réglementation existante. L'objet principal du règlement demeure de réduire les émissions de GES découlant de la consommation de gaz naturel fossile. Ainsi, cette modification s'inscrit en continuité avec la réglementation existante en vigueur depuis 2020.

Plusieurs mesures proposées par le gouvernement ou les distributeurs de gaz naturel visent à appuyer les consommateurs qui souhaitent réduire la quantité de gaz naturel consommée dans leurs bâtiments. Par exemple, le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) et Hydro-Québec proposent les programmes Chauffez Vert, ÉcoPerformance et LogisVert. Ces programmes de soutien financier favorisent notamment l'installation de système de chauffage biénergie combinant l'électricité et le gaz naturel et d'appareils électriques, comme les accumulateurs thermiques et les thermopompes.

Depuis plusieurs années, les distributeurs gaziers ont développé une offre de programmes pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire la consommation de gaz naturel chez leurs clients. Cette offre de programme est encadrée par la Régie de l'énergie afin d'assurer un maximum de bénéfice pour l'ensemble de la société québécoise.

Ces mesures de soutien financier offertes par le gouvernement et les distributeurs demeurent structurantes pour assurer une transition ordonnée des consommateurs vers les énergies renouvelables. Le projet réglementaire s'inscrit en complément de ces mesures incitatives pour favoriser cette transition.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Le projet de règlement vise spécifiquement les distributeurs de gaz naturel du Québec. Il toucherait également les consommateurs de gaz naturel.

Distributeurs de gaz naturel

Deux distributeurs de gaz naturel détiennent des droits exclusifs de distribution de gaz naturel par canalisation sur le territoire québécois. Énergir et EGQ exploitent un réseau de gazoducs totalisant près de 11 000 km, qui permet de desservir plus de 240 000 clients répartis sur le territoire québécois³.

Énergir, avec ses 1 600 employés au Québec, distribue près de 97 des volumes de gaz naturel consommés dans la province. Son réseau gazier dessert un peu plus de 205 000 clients. Énergir détient des participations financières dans une entreprise de transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), ainsi que dans la société en commandite Intragaz (Intragaz). Au 30 septembre 2024, Énergir réalisait un chiffre d'affaires net pour l'activité réglementée d'environ 1,5 milliard de dollars⁴.

EGQ, affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte 110 employés, près de 45 000 clients et exploite plus de 1 000 km de réseau gazier dans la région de l'Outaouais, plus précisément dans la ville de Gatineau ainsi que dans la municipalité de Chelsea. Au 31 décembre 2024, l'entreprise présentait un chiffre d'affaires pour l'activité réglementée d'environ 70 M\$⁵.

TABLEAU 3

Nombre d'établissements et emplois dans le secteur de la distribution de gaz naturel au Québec

Secteur	Nombre	Nombre d'emplois
Distributeurs de gaz naturel	2	Plus de 1700

Sources : Énergir, Rapport de gestion Énergir inc. au 30 septembre 2024 p. 8. EGQ, site Internet corporatif <https://enbridgegaz.com/a-propos/>, consulté le 21 mars 2025.

Consommateurs de gaz naturel

Près des trois quarts des clients des distributeurs de gaz naturel sont des clients résidentiels. Toutefois, leur consommation ne compte que pour 10 % des volumes de

³ Régie de l'énergie du Canada, Profils énergétiques des provinces et territoires – Québec, en ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>.

⁴ Énergir, État des résultats de l'activité réglementée pour l'exercice clos le 30 septembre 2024, Rapport annuel au 30 septembre 2024.

⁵ Régie de l'énergie du Québec. Enbridge Gaz Québec – Demande pour la fermeture des livres de Gazifère inc. pour la période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024. Dossier R-4299-2025

gaz distribués. Ainsi, 90 % des volumes de gaz distribués sont consommés par les clients industriels, commerciaux et institutionnels.

TABLEAU 4

Répartition des consommateurs de gaz naturel et des volumes consommés en 2024

	Énergir		Enbridge Gaz Québec		TOTAL	
	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)	Nombre clients	Volume (Mm ³ /a)
Résidentiel	144 899 (69 %)	604 (10 %)	41 515 (92 %)	63 (33 %)	186 414 (73 %)	667 (10 %)
Commercial et institutionnel	58 020 (27 %)	1 643 (27 %)	3 507 (8 %)	77 (40 %)	61 527 (24 %)	1 720 (27 %)
Industriel	8 658 (4 %)	3 938 (63 %)	12 (0 %)	53 (27 %)	8 670 (3 %)	3991 (63 %)
Total	211 577	6 185	45 054	193	256 631	6 378

Source : Information transmise par Énergir pour l'année tarifaire 2023-2024 et EGQ pour l'année tarifaire 2024.

4.2. Coûts pour les entreprises

Coûts directs liés à la conformité aux règles

La mesure réglementaire prévoit de nouvelles exigences aux distributeurs. Ceux-ci devront augmenter graduellement les volumes GSR distribués à des catégories de consommateurs du secteur du bâtiment.

Selon les hypothèses utilisées, le prix de fourniture du GSR devrait demeurer supérieur à celui du gaz naturel sur la période 2026-2032. Une hausse de la tarification des droits d'émission du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) compenserait une partie de cet écart de prix⁶.

Pour respecter les nouvelles exigences réglementaires dans le secteur du bâtiment, les volumes de GSR distribué aux consommateurs de gaz naturel ne devraient pas être supérieurs à ceux distribués en vertu de l'obligation réglementaire actuelle. En 2032, l'application de la mesure n'impliquerait pas de coût supplémentaire pour les consommateurs de gaz naturel.

⁶ Pour chaque m³ de gaz naturel de source fossile retiré du réseau gazier, les consommateurs doivent payer aux distributeurs gaziers un tarif lié à l'application du SPEDE. Ce tarif n'est pas appliqué lorsque le consommateur consomme du GSR. Par ailleurs, les consommateurs qui sont reconnus émetteurs en vertu du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) sont exemptés de la facturation de ce tarif par le distributeur. Ceux-ci devront toutefois acheter des droits d'émissions, le cas échéant, pour s'acquitter de leurs obligations prévues dans le cadre de ce règlement.

Pour les distributeurs, la proposition réglementaire pourrait entraîner de nouveaux coûts reliés à la gestion des suivis des catégories de consommateurs, aux ajustements à la tarification de la clientèle et aux communications clients. Des dépenses d'investissement pourraient être nécessaires pour adapter les systèmes informatiques.

Les coûts initiaux associés à la mise en œuvre de la mesure réglementaire sont estimés à 0,8 M\$, dont 0,4 M\$ pour l'adaptation des systèmes informatiques et 0,4 M\$ en ressources humaines. Les coûts récurrents sont estimés à moins de 0,1 M\$ par année pour les cinq premières années d'implantation. Ces coûts supplémentaires seront pris en compte dans l'établissement de la tarification de la clientèle.

TABLEAU 5

Coûts directs liés à la conformité aux règles
(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année	
		En 2030	En 2032
Distributeurs de gaz naturel			
Dépenses en capital	0	0	0
Coûts de location d'équipement	0	0	0
Dépenses en ressources humaines	0,4	0,1	0
Coûts pour les ressources spécifiques	0	0	0
Consommateurs de gaz naturel			
Autres coûts directs liés à la conformité	0	0	0
TOTAL DES COÛTS DIRECTS LIÉS À LA CONFORMITÉ AUX RÈGLES	0,8	0,1	0

Coûts liés aux formalités administratives

La proposition réglementaire s'inscrit dans le cadre d'un règlement déjà en vigueur. Les distributeurs disposent déjà de l'expertise requise pour assurer le suivi réglementaire sur le projet de règlement. De plus, les activités des distributeurs de gaz naturel évoluent déjà dans un cadre réglementaire qui demande un suivi important auprès de la Régie de l'énergie. L'application de la mesure réglementaire s'inscrira dans le processus de reddition de comptes auprès de la Régie de l'énergie. Les distributeurs estiment que la mesure n'entraînera aucun coût administratif supplémentaire.

TABLEAU 6

Coûts liés aux formalités administratives

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année (récurrents)
Coûts liés aux formalités administratives existantes (modification de la formalité administrative déjà existante)		
Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation	0	0
Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)	0	0
Autres coûts liés aux formalités administratives	0	0
TOTAL DES COÛTS LIÉS AUX FORMALITÉS ADMINISTRATIVES	0	0

Manques à gagner

Pour les distributeurs de gaz naturel, les modifications au Règlement existant n'entraînent pas de manque à gagner.

Synthèse des coûts pour les entreprises

TABLEAU 7

Synthèse des coûts pour les entreprises

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Coûts par année	
		En 2030	En 2032
Coûts directs liés à la conformité aux règles	0,8	0,1	0
Coûts liés aux formalités administratives	0	0	0
Manques à gagner	0,4	0	0
TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES	0,8	0,1	0

4.3. Économies pour les entreprises

Le projet de règlement n'engendre aucune économie pour les distributeurs de gaz naturel.

Pour les consommateurs de gaz naturel, le report de l'obligation de distribuer un volume minimal de GSR de 10 % à l'année 2032 viendrait réduire l'impact tarifaire. En 2030, la mesure impliquera une réduction annuelle des coûts estimés entre 130 et 155 M\$.

TABLEAU 8

Économies, revenus supplémentaires pour les entreprises et participation du gouvernement

(en millions de dollars)

	Période d'implantation	Économie par année	
		En 2030	En 2032
Distributeurs de gaz naturel			
Économies liées à l'achat d'équipements moins coûteux qu'à l'habitude	0	0	0
Réduction d'autres coûts liés aux formalités administratives	0	0	0
Revenus supplémentaires à la suite de l'augmentation des tarifs payables aux entreprises	0	0	0
Contribution gouvernementale sous différentes formes (réduction de taxes, crédit d'impôt, subventions, etc.)	0	0	0
Consommateurs de gaz naturel			
Autres coûts directs liés à la conformité	0	Entre 130 et 155	0
TOTAUX EFFETS FAVORABLES AU PROJET	0	Entre 130 et 155	0

4.4. Synthèse des coûts et des économies

Le tableau suivant présente une synthèse des coûts et des économies pour les entreprises.

TABLEAU 9

Synthèse des coûts et des économies (en millions de dollars)

	Période d'implantation	Montant par année	
		En 2030	En 2032
Total des coûts pour les entreprises	0,8	0,1	0
Économies pour les entreprises	0	Entre 130 et 155	0
Participation du gouvernement pour atténuer le coût du projet	0	0	0
Total des économies pour les entreprises	0	0	0
COÛTS NETS POUR LES ENTREPRISES	0,8	Entre - 130 et -155	0

4,5 Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

Dans le cadre de l'évaluation d'impacts, seuls les effets engendrés par les changements dans les obligations de distribution de GSR par rapport à celles prévues au règlement actuel ont été considérés. Par ailleurs, le secteur gazier évolue dans un marché nord-américain. Les prix du gaz naturel et du GSR sont déterminés par les conditions d'offre et de demande sur les marchés de références américains⁷. Pour le marché du carbone, les prix sont déterminés par l'évolution des conditions d'offre et de demande au Québec et en Californie.

Les marchés du gaz naturel évoluent dans un contexte de grande volatilité des prix à court et moyen terme. Le contexte d'incertitude actuelle pourrait augmenter cette volatilité.

Par ailleurs, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, l'accélération du recours aux technologies de chauffage en mode biénergie électricité/GSR, l'électrification de certains segments de marché, de même que le déploiement de nouvelles sources d'énergie renouvelable ou de services énergétiques, comme la biomasse, la récupération de chaleur, la géothermie devrait permettre de réduire le

⁷ En Amérique du Nord, le prix du gaz naturel au Carrefour Henry (Henry Hub) en Louisiane constitue le point de référence pour le prix des contrats à terme échangés sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX). Les prix peuvent également fluctuer en fonction des conditions sur les marchés régionaux et les capacités de transport et de stockage disponible.

volume total de gaz naturel consommé au Québec dans le secteur du bâtiment. Ainsi, cette transition permettra de réduire l'impact de la mesure sur les consommateurs actuels de gaz naturel.

À ce titre, Énergir, dans son Rapport sur la résilience climatique 2024⁸, prévoit une réduction de près de 60 % des volumes de gaz commercialisé dans le secteur du bâtiment sur la période 2023-2050 et de 37 % pour le secteur industriel⁹. Ces réductions s'expliquent par l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et le déploiement des solutions biénergie GSR-Électricité.

En janvier 2025, EGQ a déposé sa stratégie de décarbonation à la Régie de l'énergie¹⁰. Celle-ci prévoit de nouvelles modalités pour augmenter la commercialisation du GSR et limiter la croissance de l'utilisation du gaz naturel de source fossile dans le secteur du bâtiment.

Toutefois, les distributeurs n'évaluent pas systématiquement l'impact de ces mesures sur les équilibres énergétiques du Québec. Par exemple, des contraintes sur les capacités des infrastructures électriques pourraient venir limiter le rythme de déploiement des solutions biénergie dans certaines régions. Ces mises en garde mettent en lumière les limites de l'évaluation des impacts de la mesure réglementaire sur les consommateurs de gaz naturel.

Tarif de fourniture du gaz de source renouvelable

Le marché du GSR en Amérique du Nord a connu un essor significatif au cours des dernières années. Cette évolution s'explique notamment par d'importants développements dans les réglementations implantées tant au Canada qu'aux États-Unis, qui visent à réduire leurs émissions de GES.

Toutefois, le GSR n'est pas un produit de commodité disposant de caractéristiques homogènes, comme c'est le cas pour le gaz naturel. Il n'existe aucun marché de référence pour un produit standardisé. Ces caractéristiques diffèrent généralement selon la valeur associée aux attributs environnementaux dans différents programmes ou réglementations en vigueur¹¹. Ainsi, le mode de production du GSR et leur impact sur les émissions de GES peuvent faire varier leur valeur à l'échelle nord-américaine et avoir un impact sur le prix payé au Québec.

Au Québec, le tarif de GSR offert à la clientèle d'Énergir a augmenté graduellement au cours des dernières années, passant de 13,71 \$/GJ en octobre 2020 à 25,05 \$/GJ en

⁸ Énergir, Rapport sur la résilience climatique 2024. 2024.

⁹ Sur la période 2023-2050, Énergir prévoit une réduction de 81 % des volumes distribués au secteur du bâtiment résidentiel et de 51 % dans le secteur du bâtiment commercial et institutionnel, ce qui représente une réduction moyenne de 60 % pour l'ensemble du secteur du bâtiment. Énergir prévoit une réduction de 45 % des volumes totaux d'énergie distribués sous forme gazeuse sur la période.

¹⁰ Enbridge Gaz Québec, Demande relative à la stratégie de décarbonation. Déposé le 31 janvier 2025 et révisé le 26 mars 2025 dans le cadre du dossier [R-4292-2025](#) devant la Régie de l'énergie.

¹¹ En Amérique du Nord, les programmes de crédit qui permettent de valoriser le biogaz et le gaz naturel renouvelable visent principalement la réduction des émissions de GES dans le domaine des transports, comme le Renewable Fuel Standard (RFS) aux États-Unis, les Low Carbon Fuel Standard (LCFS) en Californie et en Colombie-Britannique et le Règlement sur les combustibles propres (RCP) au Canada.

décembre 2025. Cette augmentation reflète la hausse des coûts d’approvisionnement en GSR d’Énergir sur la période.

En novembre 2024, la Régie de l’énergie a approuvé les caractéristiques des contrats de GSR qu’Énergir devra respecter afin de rencontrer le seuil minimal de 10 % en 2030–2031, prévu au RGSR¹². Ainsi, Énergir pourra conclure des contrats d’approvisionnement en GSR à un prix maximum de 45 \$/GJ pour les contrats de moins de 5 Mm³ et de 35 \$/GJ pour les contrats de plus de 5 Mm³¹³. Le coût moyen d’acquisition de son portefeuille d’approvisionnement devra demeurer sous 25 \$/GJ en dollars de 2022. Ainsi, en tenant compte de l’inflation, le coût maximum moyen d’acquisition du GSR se situerait à 32 \$/GJ à l’horizon 2030.

Ainsi, aux fins de la présente analyse et avec une hypothèse de croissance annuelle se situant entre 2 % et 3 %, le prix pourrait atteindre entre 29 \$/GJ à 31 \$/GJ en 2032¹⁴.

Par ailleurs, dans le cadre de l’évaluation des impacts du projet de règlement, seuls les coûts supplémentaires engendrés par l’acquisition de GSR produits par biométhanisation ou par le captage de biogaz de lieux d’enfouissement ont été considérés compte tenu de l’incertitude liée au développement des autres types de GSR, notamment les gaz de synthèse renouvelable et l’hydrogène vert.

Tarif de fourniture de gaz naturel

En février 2025, le tarif de fourniture du gaz naturel d’Énergir s’établissait à 4,99 \$/GJ. En appliquant un taux de croissance annuelle entre 2 % et 5,6 %, le tarif de fourniture s’établirait entre 5,8 \$/GJ et 7,3 \$/GJ en 2032¹⁵.

Coût des droits d’émission du SPEDE

Déterminer la valeur des droits d’émission demeure un exercice complexe, car celle-ci repose sur l’évolution des conditions d’offre et de demande sur le marché du carbone. Elle peut également être influencée au fil du temps en fonction du contexte économique, des politiques gouvernementales, des avancées technologiques et des objectifs environnementaux. Les hypothèses retenues dans l’analyse servent à illustrer l’impact potentiel du projet réglementaire et ne devraient pas être utilisées comme une prévision de l’évolution du prix du carbone sur le marché.

En 2025, le prix moyen des unités d’émission vendues dans le cadre du système de plafonnement et d’échange de droits d’émission de gaz à effet de serre (SPEDE) était

¹² Régie de l’Énergie, décision D-2024-113 du dossier R-457-2024. 4 novembre 2024

¹³ Ces prix ont été déterminés pour l’année de référence 2022 et sont indexés annuellement selon l’indice des prix à la consommation du Québec.

¹⁴ L’hypothèse de croissance annuelle de 2 % est retenue pour refléter la cible d’inflation à long terme de la banque du Canada. Le taux de 3 % est retenu pour refléter le taux de croissance annuel moyen des coûts des contrats d’approvisionnement en GSR d’Énergir approuvé par la Régie de l’énergie sur la période 2025-2026 à 2028-2029 (voir Document B-0160 du dossier R-4287-2024 de la Régie de l’énergie).

¹⁵ L’hypothèse de croissance annuelle de 2 % est retenue pour refléter la cible d’inflation à long terme de la banque du Canada. L’hypothèse de croissance de 5,6 % correspond au taux de croissance annuelle moyen des prix au marché courants au Carrefour Henry en dollars courants estimé sur la période 2025-2032 par le *U.S Energy Information Administration* dans le cadre de son rapport « [Annual Energy Outlook 2025](#) » pour son scénario de référence.

de 39 \$/tonne éq. de GES¹⁶, soit l'équivalent de 2 \$/GJ de gaz naturel consommé. En considérant un taux de croissance annuelle se situant entre 7 % et 12 % sur la période 2026-2032, le prix moyen des droits d'émission au SPEDE pour la consommation de gaz naturel se situerait entre 2,8 \$/GJ et 3,6 \$/GJ en 2032¹⁷.

Dans le cadre de l'analyse, il est considéré que l'ensemble de la clientèle des distributeurs de gaz naturel doit payer les droits d'émission au SPEDE. Or, certains grands émetteurs industriels exposés au commerce international peuvent recevoir gratuitement des unités d'émissions comme prévu dans le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPEDE) afin d'atténuer l'effet de la tarification carbone sur leur compétitivité au niveau national ou international. Ainsi, ces entreprises ne sont pas facturées directement par les distributeurs de gaz naturel pour le coût des droits d'émission du SPEDE. Toutefois, ils pourraient devoir acheter des droits d'émissions, le cas échéant, pour s'acquitter de leurs obligations prévues au RSPEDE.

Coût d'acquisition du gaz naturel et du gaz de source renouvelable

Le tableau 10 présente la comparaison de coûts d'approvisionnement du GSR par rapport au gaz naturel pour un consommateur en gaz réseau d'Énergir en décembre 2025¹⁸. L'achat de GSR implique le paiement d'un coût supplémentaire de 16,6 \$/GJ par rapport à l'achat d'une molécule de gaz naturel de source fossile auquel s'ajoute le tarif du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE).

TABLEAU 10

Comparaison de coût d'acquisition de gaz naturel et de GSR d'un consommateur en gaz réseau d'Énergir, décembre 2025

(en \$/GJ, en dollars courants)

	Fourniture	SPEDE	Total
Gaz de source renouvelable	25	0	25
Gaz naturel	4,9	2,3	7,2
Surcoût GSR	20,1	(23)	17,8

16 Corresponds à la moyenne des prix des unités d'émissions des ventes aux enchères pour l'année 2025 publiée par le MELCCFP. Consulté le 11 décembre 2025.
<https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/historique-prix-encheres-WCI.pdf>

17 L'hypothèse de 7 % est basée sur le taux minimum de croissance du prix minimum des unités d'émission de GES dans le cadre du SPEDE établi à 5 % majoré d'un taux d'inflation de 2 %. Le taux de 12 % est établi sur la base du taux de croissance annuelle moyen du prix des unités d'émission de GES enregistré au SPEDE sur la période 2020-2025.

18 Le tableau présente uniquement les coûts d'acquisition des molécules de gaz sur la base des tarifs de fourniture de gaz naturel, de gaz de source renouvelable et le tarif du SPEDE en vigueur. Le consommateur devra également payer les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et de socialisation du gaz de source renouvelable. Toutefois, ces tarifs sont les mêmes pour le consommateur, peu importe s'il achète du GSR ou du gaz naturel.

Source : Site Internet d'Énergir. Consulté en décembre 2025. <https://energir.com/fr/affaires/espace-client/facturation-et-tarification/tarification>

Le tableau 11 présente une projection du coût unitaire moyen d'acquisition du GSR à l'horizon 2032. Il est évalué que le GSR aurait un surcoût pouvant se situer entre 18,1 \$/GJ à 22,4 \$/GJ.

TABLEAU 11

Projection du coût unitaire moyen d'acquisition du GSR par rapport au gaz naturel en 2032

(en \$/GJ, en dollars courants)

	Fourniture	SPEDE	Total
Gaz de source renouvelable	29 à 31	0	29 à 31
Gaz naturel	5,8 à 7,3	2,8 à 3,6	10 à 15
Surcoût GSR	21,7 à 25,2	(2,8) à (3,6)	18,1 à 22,4

Coûts et économies pour les consommateurs de gaz naturel

Les nouvelles obligations réglementaires s'inscrivent dans le cadre réglementaire actuel qui prévoit l'obligation aux distributeurs de gaz naturel de distribuer un minimum de 10 % de GSR en 2030. Ainsi, seuls les écarts de coûts que devront supporter les consommateurs pour se conformer à la proposition réglementaire sont évalués dans l'analyse d'impact.

Par ailleurs, bien que la proposition réglementaire prévoit de nouvelles obligations au distributeur pour la distribution de GSR à des catégories de consommateurs du secteur du bâtiment et que celles-ci entraîneront des coûts supplémentaires qui devront être transférés aux consommateurs, le projet de règlement ne prévoit pas explicitement quelle catégorie de consommateur devra en assumer les coûts. En vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01), il en revient à la Régie de l'énergie de fixer les tarifs et les conditions de service des deux distributeurs qui permettront de récupérer auprès de leur clientèle les coûts d'application de ces nouvelles exigences. Ainsi, l'analyse de la proposition réglementaire se limitera à évaluer l'impact sur les coûts pour l'ensemble des consommateurs de gaz naturel.

Au cours des trois dernières années tarifaires, les distributeurs ont distribué une moyenne de 6,4 milliards de m³ de gaz naturel à leur clientèle. La part de volumes distribués aux consommateurs des secteurs du bâtiment visés par la proposition réglementaire s'établissait à 38 % du volume total, soit 2,4 milliards de m³ de gaz naturel.

Le report de l'exigence de distribution d'un volume minimal de 10 % de GSR à 2032 réduira temporairement l'impact de l'application de la réglementation actuelle sur les

consommateurs de gaz naturel pour les années 2030 et 2031. Pour 2030, les économies pour les consommateurs sont estimées entre 130 et 155 M\$.

En considérant une réduction des volumes de gaz naturel de 12 % distribué dans le secteur du bâtiment d'ici 2032¹⁹, l'application des nouvelles obligations pour le secteur du bâtiment n'impliquerait pas de coût supplémentaire pour l'ensemble des consommateurs de gaz naturel en 2032.

Cette évaluation ne tient pas compte des coûts supplémentaires que les consommateurs de gaz naturel pourraient supporter pour améliorer leur efficacité énergétique ou pour adapter leurs systèmes de chauffage, notamment à la biénergie.

4.6. Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul des coûts et d'économies

Des consultations avec les distributeurs de gaz naturel et Hydro-Québec ont eu lieu pour recueillir les informations nécessaires à l'évaluation des impacts financiers de la modification réglementaire proposée, notamment concernant les formalités administratives et pour établir des hypothèses afin d'estimer les coûts supplémentaires pour les consommateurs de gaz naturel.

4,7 Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée

Réduction des GES

Les nouvelles exigences réglementaires imposées aux distributeurs gaziers devraient avoir un impact marginal sur le volume total de GSR à distribuer en vertu de la proposition réglementaire à l'horizon 2032 par rapport à la réglementation actuelle. Ainsi, aucune réduction supplémentaire de GES n'est prévue. Toutefois, les exigences spécifiques liées aux volumes distribués aux consommateurs du secteur du bâtiment pourraient venir diminuer les émissions de ce secteur, soutenant ainsi les objectifs de décarbonation du secteur du bâtiment.

Résilience et sécurité énergétique

Le projet de règlement permet d'assurer le maintien à long terme des actifs gaziers essentiels à la transition énergétique du Québec. Bien que cette transition vise à maximiser le potentiel qu'offre l'électricité de source renouvelable pour la décarbonation du Québec, plusieurs usages du gaz naturel demeureront difficilement électrifiables, notamment dans les secteurs industriels et du transport. Favoriser la transition du gaz naturel vers les GSR demeurera essentiel pour décarboner l'économie du Québec à long terme. La mesure proposée vient donc appuyer cette intention en ciblant le secteur du bâtiment.

19 Des hypothèses de réduction de 5 % des volumes totaux de gaz commercialisé sur la période 2026-2032 et de 2 % dans le secteur industriel sont également utilisées pour estimer l'impact de l'application de la réglementation actuelle. Cette hypothèse est basée sur les prévisions combinées des distributeurs gaziers sur les volumes de gaz distribués d'ici 2032. Ces volumes pourraient évoluer différemment sur la période selon les conditions économiques et le rythme de déploiement des mesures d'efficacité énergétique et de la biénergie.

De plus, la transition énergétique devra miser sur la complémentarité entre les réseaux électriques et gaziers, afin de maximiser les retombées économiques et de minimiser les coûts pour les consommateurs. Le réseau gazier offre une capacité d’approvisionnement et de stockage d’énergie essentiel dans un contexte nordique où les besoins de chauffage accentuent les besoins énergétiques sur de courtes périodes en hiver. Le réseau gazier offre une solution complémentaire au réseau électrique pour répondre aux besoins énergétiques en période de pointe, permettant ainsi d’orienter les investissements nécessaires en infrastructures électriques pour assurer la transition énergétique.

En complément à l’amélioration de l’efficacité énergétique et à l’électrification de certains types de bâtiments, l’implantation de systèmes biénergie électricité/GSR demeurera un outil important pour maximiser le potentiel de complémentarité entre les réseaux gaziers et électriques en limitant l’usage du GSR à la période de pointe hivernale et en assurant une électrification complète avec des systèmes efficaces le reste de l’année. Cette solution permettrait de réduire de plus de 70 % l’utilisation de GSR dans le bâtiment, diminuant ainsi les coûts supplémentaires de la mesure réglementaire devant être assumés par les consommateurs de gaz naturel, tout en limitant l’impact d’une électrification complète des bâtiments sur les tarifs d’électricité.

Enfin, le maintien des actifs gaziers assure de conserver une solution énergétique de rechange en cas de panne de courant afin de garantir des services de première ligne et de rendre les communautés plus résilientes face aux événements climatiques extrêmes.

Développement d’une filière québécoise de production de GSR

Cette initiative s’inscrit dans la volonté gouvernementale de créer un marché local de production de GSR et, conséquemment, de contribuer à la sécurité énergétique et à l’amélioration de la balance commerciale de la province. L’augmentation progressive des obligations réglementaires favorisera l’innovation pour le déploiement de filières de production d’énergie renouvelable en plus de générer des investissements substantiels.

En 2025, les onze usines de GSR au Québec ont produit 142,2 millions de m³ de GSR, soit plus de 2 % de la consommation de gaz naturel²⁰. De plus, 18 projets de production de GSR sont en cours de développement pour une production supplémentaire envisagée de 154,4 Mm²¹. De plus, une étude réalisée en 2018 par le consortium composé de WSP et Deloitte a estimé le potentiel technico-économique de la production de GSR au Québec à 4,4 milliards de m³, soit les 2/3 des volumes de gaz naturel distribués au Québec.²²

²⁰ Whitmore, J., Pineau, P.-O., 2025. État de l’énergie au Québec 2025, Chaire de gestion du secteur de l’énergie - HEC Montréal, rapport préparé pour le gouvernement du Québec.

²¹ ibid

²² WSP Canada Inc. et Deloitte. Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique, Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030), Octobre 2018. Pour le compte d’Énergir.

5. APPRÉCIATION DE L'IMPACT ANTICIPÉ SUR L'EMPLOI

Grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi

√	Appréciation ⁽¹⁾	Nombre d'emplois touchés
Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le[s] secteur[s] touché[s])		
<input type="checkbox"/>		500 et plus
<input type="checkbox"/>		100 à 499
<input type="checkbox"/>		1 à 99
Aucun impact		
<input checked="" type="checkbox"/>		0
Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des 3 à 5 prochaines années pour le[s] secteur[s] touché[s])		
<input type="checkbox"/>		1 à 99
<input type="checkbox"/>		100 à 499
<input type="checkbox"/>		500 et plus
Analyse et commentaires : Le projet de règlement n'aura aucun impact sur l'emploi.		

6. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Les deux distributeurs de gaz naturel ne sont pas des PME. Par ailleurs, bien que les modifications proposées puissent avoir des impacts sur des PME, notamment des entreprises consommant du gaz naturel, il n'y a pas de mesures particulières à cet effet.

7. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Le projet de règlement prévoit ajouter de nouvelles obligations aux distributeurs qui entraîneront des coûts supplémentaires pour les consommateurs de gaz naturel. Les modalités de recouvrement de ces coûts seront définies dans le cadre de l'établissement des conditions de services et tarifs des distributeurs de gaz naturel. À cet effet, la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (2025, chapitre 24) comprend de nouvelles dispositions pour faciliter la commercialisation du GSR, notamment un tarif de fourniture de GSR qui peut être moindre que le coût d'acquisition et, enfin, les possibilités de récupérer les surcoûts de l'approvisionnement en GSR et de faire varier la tarification en fonction de catégories de consommateurs.

Par ailleurs, l'implantation de la mesure se fera graduellement, ce qui laissera suffisamment de temps aux consommateurs de mettre en place des mesures de mitigation pour limiter l'impact de l'application de la mesure.

8. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Plusieurs États se sont engagés à atteindre la carboneutralité et ont annoncé l'interdiction d'équipement de chauffage fonctionnant aux combustibles fossiles à différents degrés²³. Peu d'États ont toutefois adopté des réglementations obligeant les distributeurs de gaz à décarboner les volumes qu'ils distribuent aux consommateurs existants.

La France, qui se distingue par une plus grande proportion de chauffage à l'électricité à l'échelle européenne, a adopté, en 2024, une loi obligeant les fournisseurs de gaz naturel à augmenter progressivement leur niveau de fourniture de gaz vert²⁴. L'objectif inscrit dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) prévoit que la consommation de gaz devra être 100 % renouvelable d'ici 2050.

L'Allemagne a révisé sa loi sur l'énergie dans les bâtiments qui exige à partir du 1^{er} janvier 2024 que tous les nouveaux systèmes de chauffage utilisent au moins 65 % d'énergies renouvelables, que ce soit dans les constructions neuves ou dans les bâtiments existants, dans les logements ou dans les bâtiments commerciaux et institutionnels. À partir de 2045, tous les logements devront être approvisionnés entièrement en énergies renouvelables. Parmi les

²³ En Amérique, voir : <https://angle.ankura.com/post/102j0y2/natural-gas-restrictions-in-the-u-s-examining-the-state-of-play-policy-objecti>; en Europe, voir : <https://www.ehpa.org/news-and-resources/news/update-which-countries-are-scrapping-fossil-fuel-heaters/>.

²⁴ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz, en ligne : https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000049891497?init=true&page=1&query=2024-718&searchField=ALL&tab_selection=all.

solutions technologiques autorisées, il y a le biométhane, mais seulement dans les bâtiments existants et l'hydrogène mélangé au biométhane²⁵.

En Colombie-Britannique, la réglementation permet aux distributeurs d'énergie d'acquérir jusqu'à 15 % de gaz naturel renouvelable pour la fourniture à leur clientèle²⁶. En vertu de cette réglementation, la British Columbia Utilities Commission a approuvé une nouvelle mouture du programme du distributeur gazier FortisBC, qui prévoit notamment que, depuis le 1^{er} janvier 2025, l'ensemble de la clientèle (à l'exception des clients en achat direct) devra consommer une portion minimale de gaz renouvelable, soit présentement 3 % qui est appelée à croître progressivement²⁷.

La Californie est un joueur majeur dans le marché nord-américain du gaz naturel renouvelable. En février 2021, l'État a adopté une réglementation qui force les distributeurs de gaz naturel à s'approvisionner en gaz naturel renouvelable produit à partir de biogaz. D'une obligation minimale de 3 % en 2025, celle-ci passera à 12 % à compter de 2030. Des procédures sont en cours à la California Public Utilities Commission pour encadrer la façon dont les distributeurs pourront recouvrir les coûts de cette obligation auprès des consommateurs²⁸.

9. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Le règlement a été élaboré en tenant compte de principes de bonne réglementation que le gouvernement a énoncés dans le cadre de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente, soit :

- a) Elles répondent à un besoin clairement défini (voir les sections 1 et 2);
- b) Elles sont fondées sur une évaluation des coûts et des avantages qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique du développement durable (voir la section 4);
- c) Elles ont été élaborées et mises en œuvre de manière transparente (voir la section 4.6);

²⁵ <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Bilder/Infografiken/infografik-geg-2024-neubau-bestandsbau.html>; https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/23064_decarbonation-batiment.pdf, p13.

²⁶ Greenhouse Gas Reduction Regulation (Clean Energy), B.C. Reg. 102-2012 (révisé au 1er juillet 2024).

²⁷ <https://www.fortisbc.com/news-events/media-centre-details/2024/03/20/fortisbc-welcomes-decision-that-will-increase-access-to-renewable-natural-gas>.

²⁸ <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/natural-gas/renewable-gas> ; https://apps.cpuc.ca.gov/apex/f?p=401:56:::RP,57,RIR:P5_PROCEEDING_SELECT:R2212011

10. CONCLUSION

La proposition réglementaire vise à atteindre les objectifs gouvernementaux en matière de transition énergétique et de décarbonation du secteur des bâtiments. En favorisant le remplacement graduel du gaz naturel de source fossile par du GSR, elle permettra de réduire les émissions de GES dans le secteur du bâtiment, tout en limitant l'impact sur les équilibres énergétiques du Québec d'une électrification complète du chauffage des bâtiments.

Dans un premier temps, le report à 2032 de l'application de l'obligation de distribuer un volume minimum de 10% de GSR prévue actuellement en 2030 pourrait entraîner des économies temporaires pour les consommateurs de gaz naturel. En 2030, ces économies sont estimées entre 130 et 155 M\$.

À l'horizon 2032, les nouvelles exigences spécifiques au secteur du bâtiment devraient avoir un impact marginal sur les volumes de GSR à distribuer par rapport à la réglementation actuelle. Ainsi, la proposition réglementaire n'entraînera pas de coûts supplémentaires pour les consommateurs de gaz naturel.

11. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Dans le contexte où la proposition réglementaire constitue une révision d'un règlement en vigueur et que les distributeurs de gaz naturel évoluent déjà dans un environnement réglementé et que la Loi sur la Régie de l'Énergie, tel que modifiée en juin 2025, prévoit des dispositions pour faciliter la commercialisation et la production du GSR et offrir de la flexibilité et de nouvelles possibilités aux distributeurs pour rencontrer les obligations réglementaires, aucune mesure n'est prévue pour les accompagner.

12. PERSONNE(S)-RESSOURCE(S)

Service à la clientèle
Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
710, place D'Youville
Québec (Québec) G1H 6R1

13. LES ÉLÉMENTS DE VÉRIFICATION CONCERNANT LA CONFORMITÉ DE L'ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

Le responsable de l'élaboration de l'AIR transmet celle-ci au représentant de la conformité des AIR, qui doit cocher toutes les cases de la grille ci-après portant sur les éléments de vérification de la conformité de l'AIR.

Réalisée tôt en amont, cette vérification de la conformité facilite le cheminement du dossier au Conseil des ministres, conformément aux exigences de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente.

1	Responsable de la conformité des AIR	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR a été soumise au responsable de la conformité des AIR de votre ministère ou organisme?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Sommaire	Oui	Non
	Est-ce que le sommaire exécutif comprend la définition du problème, la proposition du projet, les impacts, les exigences spécifiques ainsi que la justification de l'intervention?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Est-ce que les coûts globaux et les économies globales sont indiqués au sommaire?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Définition du problème	Oui	Non
	Est-ce que la définition du problème comprend la présentation de la nature du problème, le contexte, les causes et la justification de la nécessité de l'intervention de l'État?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Proposition du projet	Oui	Non
	Est-ce que la proposition du projet indique en quoi la solution projetée est en lien avec la problématique?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	Analyse des options non réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que les solutions non législatives ou réglementaires ont été considérées ou est-ce qu'une justification est présentée pour expliquer les raisons du rejet des options non réglementaires?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	Évaluation des impacts		
6,1	Description des secteurs touchés	Oui	Non
	Est-ce que les secteurs touchés ont été décrits (le nombre d'entreprises, nombre d'employés, le chiffre d'affaires)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,2	Coûts pour les entreprises		
6.2.1	Coûts directs liés à la conformité aux règles	Oui	Non
	Est-ce que les coûts ²⁹ directs liés à la conformité aux règles ont été quantifiés en dollars (\$)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6.2.2	Coûts liés aux formalités administratives	Oui	Non
	Est-ce que les coûts liés aux formalités administratives ont été quantifiés en dollars (\$)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Si l'exigence du « un pour un » s'applique, est-ce que le coût associé aux formalités administratives abolies compense complètement le coût associé à la formalité administrative nouvellement créée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Si la compensation du coût associé aux formalités administratives abolies est insuffisante, une compensation additionnelle est-elle proposée, notamment l'économie provenant des autres formalités administratives, la réduction de fréquences, la prestation électronique ou l'exemption partielle d'une certaine catégorie d'entreprises?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Si une formalité a fait l'objet d'une demande d'exemption à l'exigence du « un pour un », est-ce que le MO a reçu un avis du Bureau de la gouvernance et de la coopération réglementaires du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie à l'effet que l'exemption est conforme à l'une ou l'autre des situations prévues à l'article 10 de la Politique?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

²⁹. S'il n'y a aucun coût et aucune économie, l'estimation est de 0 \$.

6.2.3	Manques à gagner	Oui	Non
	Est-ce que les coûts associés aux manques à gagner ont été quantifiés en dollars (\$)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6.2.4	Synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé à l'AIR en dollars (\$)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,3	Économies pour les entreprises (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau sur les économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé à l'AIR en dollars (\$)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,4	Synthèse des coûts et des économies (obligatoire)	Oui	Non
	Est-ce que le tableau synthèse des coûts et des économies pour les entreprises (obligatoire) a été réalisé et incorporé à l'AIR?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,5	Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse présente les hypothèses utilisées afin d'estimer les coûts et les économies pour les entreprises?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,6	Élimination des formulations imprécises dans les sections portant sur les coûts et les économies	Oui	Non
	Est-ce que les formulations imprécises telles que « impossible à calculer, coût faible, impact négligeable » dans cette section portant sur les coûts et les économies pour les entreprises ont été éliminées?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6,7	Consultation des parties prenantes sur les hypothèses de calcul de coûts et d'économies dans le cas du projet de loi ou du projet de règlement	Oui	Non
	Est-ce que le processus de consultation pour les hypothèses de calcul de coûts et d'économies a été prévu?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<p>Au préalable : <input checked="" type="checkbox"/> (cocher)</p> <p>Durant la période de publication préalable du projet de règlement à la <i>Gazette officielle du Québec</i> ou lors la présentation du projet de loi à l'Assemblée nationale <input type="checkbox"/> (cocher)</p>		
6,8	Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée	Oui	Non
	Est-ce que l'AIR fait état des autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée pour l'ensemble de la société (entreprises, citoyens, gouvernement, etc.)?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi	Oui	Non
	Est-ce que la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi a été insérée à l'AIR?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Est-ce que l'effet anticipé sur l'emploi a été quantifié et la case correspondante à la grille d'appréciation de l'impact sur l'emploi, cochée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	Petites et moyennes entreprises (PME)	Oui	Non
	Est-ce que les règles ont été modulées pour tenir compte de la taille des entreprises ou, dans le cas contraire, est-ce que l'absence de dispositions spécifiques aux PME a été justifiée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	Compétitivité des entreprises	Oui	Non
	Est-ce qu'une analyse comparative des règles avec de principaux partenaires commerciaux du Québec a été réalisée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	Coopération et harmonisation réglementaires	Oui	Non
	Est-ce que des mesures ont été prises afin d'harmoniser les règles entre le Québec et l'Ontario lorsqu'applicable et, le cas échéant, avec les autres partenaires commerciaux ou est-ce que l'absence de dispositions particulières en ce qui concerne la coopération et l'harmonisation réglementaire a été justifiée?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	Fondements et principes de bonne réglementation	Oui	Non
	Est-ce que l'analyse indique dans quelle mesure les règles respectent les principes de bonne réglementation et les fondements de la Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif – Pour une réglementation intelligente?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

12	Mesures d'accompagnement	Oui	Non
	Est-ce que les mesures d'accompagnement qui aideront les entreprises à se conformer aux nouvelles règles ont été décrites ou est-ce qu'il est indiqué clairement qu'il n'y a pas de mesures d'accompagnement prévues?	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

