

# ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

**Projet de règlement concernant la quantité  
de gaz naturel renouvelable devant être  
livrée par un distributeur**

**Ministère de l'Énergie et des  
Ressources naturelles**

**Août 2018**



## SOMMAIRE EXÉCUTIF

La Politique énergétique 2030 (PE 2030) a pour but de faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable ainsi que de bâtir une nouvelle économie à faible empreinte carbone en plaçant le consommateur au centre des initiatives pour faire de cette vision une réalité. Le Gouvernement du Québec souhaite augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables et augmenter de 50 % la production de bioénergie, y compris le gaz naturel renouvelable (GNR).

Dans ce contexte, il est proposé d'adopter un règlement sur la quantité de GNR qui doit être livrée par les distributeurs de gaz naturel, lequel établit une proportion minimale de GNR devant être injectée dans le réseau de distribution. Cette proportion est fixée à 1 % à compter de l'année 2020, à 2 % à compter de 2023 et à 5 % à compter de 2025.

Ce projet de règlement a pour but de favoriser une utilisation accrue de GNR, contribuant ainsi à réduire la consommation et les importations de combustibles fossiles émetteurs de gaz à effet de serre (GES) et à atteindre les cibles de la PE 2030.

Le règlement soutiendra le déploiement de cette filière émergente et la réalisation des projets de biométhanisation municipaux et agricoles, ainsi que de conversion thermochimique de la biomasse forestière résiduelle.

Il est estimé que l'injection supplémentaire d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR, soit le volume qui serait nécessaire au respect des nouvelles exigences réglementaires à l'horizon 2020, représente un coût supplémentaire de 20,6 M\$/an pour les utilisateurs de gaz naturel composés principalement des clients commerciaux, institutionnels et industriels. Les distributeurs devraient également assumer des coûts non récurrents estimés de 360 000 \$ pour mettre en place les mesures nécessaires à l'achat et à la vente de GNR.

Il est toutefois difficile d'évaluer l'impact de cette réglementation à l'horizon 2025, où une proportion minimale de 5 % de GNR serait exigée, considérant notamment l'incertitude sur l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) et de l'évolution des technologies de production du GNR.

Si le coût d'acquisition du GNR devait se maintenir à un niveau supérieur à celui du gaz naturel d'origine fossile, cette mesure pourrait constituer une contrainte à la compétitivité des entreprises québécoises. Toutefois, une hausse des droits d'émission du SPEDE et du gaz naturel contribuerait à réduire le surcoût d'achat du GNR et l'écart tarifaire entre les deux types de fournitures.

## 1. DÉFINITION DU PROBLÈME

La PE 2030 a pour but d'augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables, notamment par une hausse de 50 % de la production de bioénergie (GNR<sup>1</sup>, carburants renouvelables, granules énergétiques, etc.). L'atteinte de ces objectifs contribuera à faire du Québec un chef de file nord-américain dans le domaine des énergies renouvelables ainsi qu'à bâtir une économie nouvelle, forte et à faible empreinte carbone dans le respect de la cible de réduction des émissions de GES de 37,5 % sous le niveau de 1990 en 2030, adoptée par le gouvernement du Québec en novembre 2015.

Ces objectifs s'inscrivent également en complémentarité avec celui du bannissement progressif de l'enfouissement des matières organiques, tel qu'il est prévu dans la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). Dans cette perspective, le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC) du MDDELCC offre un soutien financier au milieu municipal et au secteur privé pour l'installation d'équipements permettant de produire du GNR.

Actuellement, malgré une production abondante de biogaz au Québec, l'injection de GNR dans le réseau de distribution de gaz naturel demeure faible. Plusieurs producteurs québécois privilégient le marché californien où les politiques publiques consacrées au transport comme le « *Renewable Fuel Standard* » et le « *Low Carbon Fuel Standard* » permettent à ceux-ci d'obtenir un prix supérieur à celui du marché canadien. Ainsi, en 2017, les prix du GNR y ont évolué à l'intérieur d'une fourchette de 17 \$ par gigajoule (GJ) à 43 \$/GJ<sup>2</sup>.

Par ailleurs, en l'absence d'un marché prévisible et stable pour le GNR au Québec et en considérant que le prix du gaz naturel demeure faible depuis plusieurs années, il est possible que des projets de production (captage dans des lieux d'enfouissement, biométhanisation des matières organiques et conversion thermo-chimique de biomasse forestière résiduelle) ne soient jamais mis en chantier. Certains projets pourraient se rentabiliser par la vente de leur production hors Québec sans qu'elle soit injectée dans le réseau de distribution au Québec.

---

<sup>1</sup> Le GNR est composé à 95 % de méthane (CH<sub>4</sub>) obtenu de sources biologiques. Il est extrait du biogaz, obtenu par la décomposition anaérobique (sans oxygène) des matières organiques putrescibles. Le biogaz est composé de dioxyde de carbone (30 à 40 %) et de méthane (40 à 60 %).

<sup>2</sup> Canadian Biogas Association, *Renewable Natural Gas Developments in Ontario: An Evolving Outlook*, August 2017, page 8. [En ligne].  
[https://www.biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2017/rng/RNG\\_Ontario\\_Outlook\\_Aug\\_2017.pdf](https://www.biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2017/rng/RNG_Ontario_Outlook_Aug_2017.pdf)  
(consulté le 2 mars 2018).

## **2. PROPOSITION DU PROJET**

La Loi concernant la mise en œuvre de la PE 2030 et modifiant diverses dispositions législatives (2016, chapitre 35) a été sanctionnée le 10 décembre 2016. Cette loi est notamment venue modifier l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir que le plan d'approvisionnement d'un titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit tenir compte de la quantité de GNR déterminée par règlement en vertu du paragraphe 4° du premier alinéa de l'article 112. Cette modification a pour but de favoriser une utilisation accrue de GNR au Québec.

Par ailleurs, l'action 37 du Plan d'action 2017-2020 de la PE 2030, rendu public le 26 juin 2017, prévoit l'adoption d'un règlement qui établit à 5 % la proportion minimale de GNR que les distributeurs québécois de gaz naturel doivent injecter dans le réseau de distribution pour les clients du Québec.

Ainsi, le présent projet de règlement prévoit que tout distributeur de gaz naturel doit livrer annuellement une quantité de GNR qui devra être :

- à compter de l'année tarifaire débutant en 2020, égale ou supérieure à 1 % du total des livraisons de gaz naturel;
- à compter de l'année tarifaire débutant en 2023, égale ou supérieure à 2 % du total des livraisons de gaz naturel;
- à compter de l'année tarifaire débutant en 2025, égale ou supérieure à 5 % du total des livraisons de gaz naturel.

Le calcul du volume livré sera basé sur la moyenne des livraisons totales de gaz naturel des trois années précédant l'année tarifaire en cours du distributeur.

## **3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES**

L'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) prévoit que le plan d'approvisionnement d'un titulaire d'un droit exclusif de distribution de gaz naturel doit tenir compte de la quantité de GNR déterminée par règlement.

Toutefois, parmi les options non réglementaires qui auraient pu être envisagées figure le versement d'une subvention à la production de GNR pour compenser les coûts de production plus élevés. Celle-ci impliquerait cependant une hausse des dépenses du gouvernement.

Le Gouvernement du Québec pourrait également exiger d'Hydro-Québec qu'elle lance un nouveau programme d'achat d'électricité produite à partir de biogaz. Cependant, le PTMOBC requiert que les projets soutenus par ce programme remplacent des carburants ou des combustibles fossiles utilisés au Québec, ce qui ne serait pas le cas avec cette option.

D'autre part, le gouvernement pourrait soutenir financièrement l'utilisation du GNR compressé ou liquéfié comme carburant de remplacement dans le secteur du transport. Quelques projets de ce type sont en exploitation ou en développement au Québec, dont celui de la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup (SEMER)<sup>3</sup>. Cette option est particulièrement intéressante dans les régions non desservies par le réseau de distribution de gaz naturel.

Plusieurs sites de production de biogaz au Québec valorisent celui-ci afin de combler une partie de leurs propres besoins énergétiques par la production de chaleur, d'électricité ou de carburant. Cette option ne garantit toutefois pas un prix permettant de rentabiliser cette production et ne crée pas un marché prévisible et stable dans le temps. Ainsi, il n'est pas garanti que tout le biogaz produit serait valorisé en GNR pour être injecté en réseau.

Il pourrait être possible d'interdire de torcher le biogaz produit dans les sites d'enfouissement, ce qui occasionnerait des coûts plus élevés pour les plus petits sites de production.

Dès lors, l'option considérée est la plus susceptible d'atteindre les objectifs gouvernementaux en matière de production de bioénergie et de réduction des émissions de GES. Elle offrirait aux producteurs de GNR un marché prévisible et stable, ce qui est avantageux sur le plan économique.

## **4. ÉVALUATION DES IMPACTS**

Trois secteurs sont concernés par la modification réglementaire proposée : les producteurs de GNR, les distributeurs de gaz naturel et les utilisateurs de gaz naturel.

### **4.1 Description des secteurs touchés**

#### **Producteurs de GNR**

Au Québec, une soixantaine de sites différents produisent du biogaz qui est valorisé de multiples façons (chaleur, électricité ou carburant). Toutefois, seulement trois producteurs de GNR commercialisent actuellement leur production au Québec :

- le site d'enfouissement de Sainte-Geneviève-de-Berthier des Entreprises Berthier inc. (EBI)<sup>4</sup>;
- le site d'enfouissement de Lachenaie de Vision Enviro Progressive (anciennement BFI);

---

<sup>3</sup> La SEMER est un partenariat public-privé entre les MRC et la ville de Rivière-du-Loup ainsi que Terix-Envirogaz. Le projet combine sur un seul site une usine de biométhanisation, la purification du biogaz et sa liquéfaction. Le développement de l'usine de biométhanisation a été appuyé par le PTMOBC (11,5 M\$) et celui de l'usine de liquéfaction par Technoclimat (1,3 M\$).

<sup>4</sup> Selon le document réglementaire de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc., « Application for TQM 2018 Interim Tolls and Abandonment Surcharges », les livraisons en 2017 du site d'enfouissement de Sainte-Geneviève-de-Berthier se sont établies à 833 580 GJ et celles du site d'enfouissement de Lachenaie, à 2 121 840 GJ.

- les installations de biométhanisation de la Ville de Saint-Hyacinthe, qui sont entrées en service à la fin de 2017.

Le GNR produit sur ces sites est vendu directement à des clients industriels au Québec et aux États-Unis.

Par ailleurs, les projets municipaux de biométhanisation financés par le PTMOBC, tels que ceux de Montréal, de Longueuil et de Québec, pourraient contribuer à l'ajout d'environ 1 500 000 GJ/an (40 Mm<sup>3</sup>) supplémentaire de GNR en réseau d'ici à 2026.

**TABLEAU 1**  
**Projets de biométhanisation soutenus par le PTMOBC**

	Capacité prévue (GJ/an)
Ville de Saint-Hyacinthe (en service depuis novembre 2017)	494 000
Ville de Québec	288 800
Régie intermunicipale de valorisation des matières organiques de Beauharnois-Salaberry et de Roussillon (Couronne sud-ouest)	57 000
Société d'économie mixte de l'est de la Couronne sud (SEMECS)	91 200
Régie d'assainissement des eaux du bassin de La Prairie (RAEBL)	30 400
Régie d'assainissement des eaux de la Vallée-du-Richelieu (RAEVR)	13 680
Ville de Laval	265 230
Ville de Longueuil	75 780
Ville de Montréal-Est et Ouest	227 340

Source : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomechanisation/liste-projets.htm> (consulté le 2 mars 2018).

À l'horizon 2025, des projets de biométhanisation de matières organiques d'origine agricole et des projets de conversion thermo-chimique de la biomasse forestière résiduelle pourraient également contribuer à augmenter la disponibilité du GNR au Québec. En effet, l'Association canadienne du gaz naturel<sup>5</sup> estime le potentiel théorique de production de GNR au Québec entre 700 Mm<sup>3</sup> et 1 000 Mm<sup>3</sup>/an, soit environ 20 % de la consommation annuelle québécoise.

<sup>5</sup> Rapport dans le cadre du dossier R-3972-2016 : Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel, thème n° 5, présenté dans l'avis public du 11 juillet 2016 : Intégration des nouvelles technologies – Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du GNR dans le contexte québécois. Préparé par Sylvain Audette pour la Régie de l'énergie du Québec. Rapport déposé le 15 décembre 2016. Page 16. [En ligne] [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-A-0012-Rapports-Dec-2016\\_12\\_20.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-A-0012-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf) (consulté le 2 mars 2018).

## Distributeurs de gaz naturel

Deux distributeurs de gaz naturel se partagent le marché au Québec et détiennent des droits exclusifs de distribution dans la vaste majorité des régions. La Société en commandite Énergir distribue près de 97 % des volumes et la société Gazifère, filiale d'Enbridge inc., distribue le reste.

Ceux-ci n'ont toutefois pas l'exclusivité de la fourniture de gaz naturel ou de GNR. En effet, les clients ont la possibilité de faire affaire avec le fournisseur de leur choix. Ils doivent alors négocier directement les contrats de fourniture auprès de courtiers autorisés.

## Utilisateurs de gaz naturel

Les volumes consommés par les secteurs industriel, commercial et institutionnel représentent près de 90 % de la consommation du gaz naturel distribué au Québec.

**TABLEAU 2**  
**Répartition des utilisateurs de gaz naturel en 2017**

	ÉNERGIR		GAZIFÈRE		TOTAL	
	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)
Résidentiel	140 245 (70,0 %)	57 821 (9,8 %)	39 095 (92,2 %)	6 965 (39,5 %)	179 340 (74,0 %)	64 786 (10,7 %)
Commercial et institutionnel	52 141 (26,0 %)	177 045 (30,2 %)	3 274 (7,7 %)	6 391 (36,2 %)	55 415 (22,8 %)	183 436 (30,3 %)
Industriel	7 871 (3,9 %)	352 098 (60,0 %)	14 (0 %)	4 284 (24,3 %)	7 885 (3,2 %)	356 382 (58,9 %)
<b>Total</b>	<b>200 257</b>	<b>586 964</b>	<b>42 383</b>	<b>17 642</b>	<b>242 640</b>	<b>604 604<sup>1</sup></b>

Source : Informations transmises par la Société en commandite Énergir et Gazifère, septembre 2017.

<sup>1</sup> 604 604 GJ/j correspondent à un volume annuel d'environ 5 824 Mm<sup>3</sup>.

## 4.2 Coûts pour les entreprises

### Coûts directs liés à la conformité aux règles

Le projet de règlement n'engendrera pas de coûts directs liés à la conformité pour les producteurs de GNR, les distributeurs de gaz naturel, ainsi que pour les utilisateurs de gaz naturel. En effet, l'épuration du biogaz pour produire du GNR permet d'atteindre les standards d'interchangeabilité avec le gaz naturel traditionnel qui peut être ensuite injecté dans un réseau gazier en remplacement du gaz naturel d'origine fossile.



Ce faisant, les équipements et les procédés actuels n'ont pas à être modifiés ou remplacés. La main-d'œuvre actuelle possède l'expertise nécessaire pour assurer la distribution du GNR.

### Coûts liés aux formalités administratives

Les deux distributeurs devront obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (Régie) pour mettre en place des mesures relatives à l'achat et à la vente du GNR qui porteront notamment sur le suivi des ventes de GNR, les modifications des conditions de services et la méthode de calcul du prix d'acquisition du GNR. Le coût de cette demande non récurrente est estimé à 180 000 \$ pour chaque distributeur.

Par la suite, les distributeurs de gaz naturel qui sont déjà dans l'obligation de présenter annuellement un plan d'approvisionnement à la Régie devront faire rapport des volumes de GNR livrés et du respect des exigences déterminées par le règlement. Cette information est facile à colliger et à intégrer au plan d'approvisionnement pour les distributeurs. Le coût lié à cette exigence est estimé à 500 \$/an par distributeur.

D'autre part, le projet de règlement n'engendrera aucun coût direct lié aux formalités administratives pour les producteurs de GNR et les utilisateurs de gaz naturel.

**TABLEAU 3**  
**Coûts liés aux formalités administratives des distributeurs**  
(en dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total (5 ans) <sup>1</sup>
Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation	-	1 000/an	<b>4 700</b>
Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)	-	-	-
Autres coûts liés aux formalités administratives (demandes d'autorisation à la Régie de l'énergie)	360 000	-	<b>364 700</b>
<b>TOTAL DES COÛTS LIÉS AUX FORMALITÉS ADMINISTRATIVES</b>	<b>360 000</b>	-	<b>364 700</b>

<sup>1</sup> Les hypothèses associées à l'actualisation des coûts sont présentées dans la section 4.5.

### Manques à gagner

Le projet de règlement n'entraîne pas de manques à gagner pour les producteurs de GNR et les distributeurs de gaz naturel. Au contraire, les producteurs de GNR auront accès à un marché stable et prévisible pour vendre leur fourniture.

Pour les utilisateurs de gaz naturel, il est estimé que l'injection supplémentaire d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR, soit un volume équivalant approximativement à 1 % des volumes de gaz naturel livrés au Québec et à l'exigence réglementaire proposée pour 2020, représenterait un coût supplémentaire de 20,6 M\$/an.

Ce coût équivaut à 1,1 % de la valeur des livraisons de gaz naturel au Québec en 2017<sup>6</sup>. Ces coûts seraient ultérieurement récupérés à même le tarif offert aux clients désirant acheter du GNR sur une base volontaire ou intégrés à la base tarifaire.

Il est toutefois difficile d'évaluer l'impact de cette réglementation à l'horizon 2025, où une proportion minimale de 5 % de GNR serait exigée, considérant notamment l'incertitude sur l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du SPEDE et de l'évolution des technologies de production du GNR.

Signalons également que plus le prix du gaz naturel est bas, plus le surcoût à payer aux producteurs de GNR est important. À l'inverse, une hausse du prix du gaz naturel réduirait ce surcoût. À titre d'exemple, si le prix du gaz naturel retrouvait les niveaux observés il y a une dizaine d'années, soit près de 9 \$/GJ<sup>7</sup> comparativement à environ 3,60 \$/GJ en 2017, le surcoût d'acquisition du GNR serait réduit de plus de moitié.

Le même raisonnement s'applique aux droits d'émission du SPEDE. Une hausse de ces droits, dont le coût avoisine actuellement 0,93 \$/GJ (18,44 \$/tonne éq. de GES<sup>8</sup>), contribuerait également à réduire le surcoût d'acquisition du GNR.

**TABEAU 5**  
**Manques à gagner**  
(en millions de dollars)

	Producteurs	Distributeurs	Utilisateurs
<b>Coûts récurrents</b>	Aucun	Aucun	20,6 M\$/an (1 % de GNR)
<b>Coût total (5 ans)</b>	Aucun	Aucun	96,5 M\$

<sup>6</sup> Statistique Canada : Table 129-0007 [En ligne] <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a47> (consulté le 10 mai 2018).

<sup>7</sup> Avenir énergétique du Canada en 2017 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040, Carrefour Henry [En ligne] <https://apps.neb-one.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA> (consulté le 10 mai 2018). Données : Office national de l'énergie. Calculs du MERN : pour 2008, 8,86 US\$/MMBtu avec un taux de change de 1,07 C\$/US\$ et, pour 2017, 2,75 US\$/MMBtu à un taux de change de 1,30 C\$/US\$ – le facteur de conversion suivant a été utilisé : 1 MMBtu = 1,055 GJ.

<sup>8</sup> Programme de plafonnement et d'échange de la Californie, programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario et Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec. Vente aux enchères conjointe n° 14 de février 2018. Rapport sommaire des résultats, publié le 28 février 2018. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/2017-12-21/resultats-vente2180221.pdf> (consulté le 10 mai 2018).

## Synthèse des coûts

Le tableau suivant présente le coût global du projet de règlement pour les entreprises.

**TABLEAU 6**  
**Synthèse des coûts pour les entreprises**  
(en millions de dollars)

	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total (5 ans)
Coûts directs liés à la conformité aux règles	-	-	-
Coûts liés aux formalités administratives	0,4	0,01/an	0,4
Manques à gagner	-	20,6/an	<b>96,5</b>
<b>TOTAL DES COÛTS POUR LES ENTREPRISES</b>	<b>0,4</b>	<b>20,6/an</b>	<b>96,9</b>

### 4.3 Économies pour les entreprises

Le projet de règlement n'engendre aucune économie pour les entreprises.

### 4.4 Synthèse des coûts et des économies

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

**TABLEAU 7**  
**Synthèse des coûts et des économies pour les entreprises**  
(en millions de dollars)

	Période d'implantation (coûts et économies non récurrents)	Années subséquentes (coûts et économies récurrents)	Total (5 ans)
Total des coûts pour les entreprises	0,4	20,6/an	<b>96,9</b>
Total des économies pour les entreprises	-	-	-
<b>COÛT NET POUR LES ENTREPRISES</b>	<b>0,4</b>	<b>20,6/an</b>	<b>96,9</b>

## 4.5 Hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts et des économies

### Coûts liés aux formalités administratives

La prise du règlement créerait de nouvelles formalités administratives pour les distributeurs de gaz naturel associées à la mise en place des mesures relatives à l'achat et à la vente du GNR, ainsi qu'au rapport annuel sur les livraisons de GNR qui devra être inclus au plan d'approvisionnement des distributeurs.

Le coût de la mise en place des mesures nécessaires à l'achat et à la vente de GNR a été déterminé à partir d'informations communiquées au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) par les distributeurs. Il est estimé qu'une somme d'environ 150 000 \$/distributeur sera requise pour embaucher des experts externes et qu'une somme de 30 000 \$ sera également nécessaire pour couvrir les frais d'indemnisation des intervenants aux audiences de la Régie.

Concernant le rapport annuel sur les livraisons de GNR qui devra être inclus au plan d'approvisionnement, il est estimé que le temps requis pour produire ce rapport est de 10 heures de travail par année à un salaire de 50 \$/heure (comprenant les avantages sociaux), pour un total de 500 \$ par distributeur par année.

### Manques à gagner

Aux fins de la présente analyse, le MERN a établi le coût d'acquisition du GNR à 14 \$/GJ. Celui-ci a été établi en se basant sur les références suivantes :

- Le rapport « Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel<sup>9</sup> » préparé par M. Sylvain Audette dans le cadre de l'audience de la Régie de l'énergie R-3972-2016. Dans ce rapport, M. Audet recommande la mise en place d'une grille tarifaire allant de 4 \$/GJ à 24 \$/GJ pour assurer la rentabilité des projets subventionnés par le PTMOBC.
- Le rapport de la firme Aviséo intitulé « Recommandation d'un modèle tarifaire pour la filière québécoise de biométhane<sup>10</sup> » propose un tarif moyen de 14 \$/GJ (53 ¢/m<sup>3</sup>) pour l'acquisition du GNR produit par les projets subventionnés par le PTMOBC.
- Le rapport « Renewable Natural Gas Technology Roadmap for Canada<sup>11</sup> » de l'Association canadienne du gaz naturel qui indique que le coût de production du GNR est de 8 à 20 \$/GJ, selon la taille des projets et la technologie utilisée.

---

<sup>9</sup> « Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel », dans le cadre du dossier R -3972-2016, thème n° 5 présenté dans l'avis public du 11 juillet 2016, Intégration des nouvelles technologies. Mandat de balisage, diagnostic, principes tarifaires et pistes de solutions pour le développement de la filière du gaz naturel renouvelable dans le contexte québécois. Préparé par Sylvain Audette pour la Régie de l'énergie du Québec. Rapport déposé le 15 décembre 2016. Page 126 [En ligne] [http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/374/DocPri/R-3972-2016-A-0012-Rapports-Dec-2016\\_12\\_20.pdf](http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/374/DocPri/R-3972-2016-A-0012-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf) (consulté le 2 mars 2018).

<sup>10</sup> Analyse des conditions tarifaires de la filière québécoise du gaz naturel renouvelable, Aviséo Conseil, 4 juillet 2016, p. 11.

<sup>11</sup> « Renewable natural gas technology roadmap for Canada », Gouvernement du Canada, Automne 2014, page 14 [En ligne] [http://biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2017/rng/The\\_Renewable\\_Natural\\_Gas\\_Technology\\_Roadmap.pdf](http://biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2017/rng/The_Renewable_Natural_Gas_Technology_Roadmap.pdf) (consulté le 2 mars 2018).

Le coût d'acquisition du GNR sur le territoire québécois doit être comparé au coût du service de fourniture des distributeurs de gaz naturel. Ce service est offert actuellement au coût de 3,23 \$/GJ<sup>12</sup> par Énergir.

Toutefois, les coûts suivants doivent être soustraits pour établir le coût net d'acquisition du GNR produit au Québec :

- Le prix du transport de 0,77 \$/GJ<sup>13</sup> à partir du carrefour de Dawn en Ontario. Pour le e GNR produit au Québec, les consommateurs n'auront pas à supporter les coûts de transport jusqu'à la franchise du distributeur;
- Le coût des droits d'émission du SPEDE de GES du Québec qui s'établit actuellement à 0,93 \$/GJ<sup>14</sup>. Le GNR étant considéré comme carboneutre, il n'est pas assujéti au SPEDE.

Ainsi, selon ces hypothèses, le GNR présenterait un coût supplémentaire de 9,07 \$/GJ. L'injection d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR (2 273 400 GJ) représenterait un coût supplémentaire de 20,6 M\$/an.

**TABLEAU 8**  
**Coût d'acquisition du gaz naturel et du GNR**  
(en \$/GJ)

	Fourniture	Transport	Distribution	SPEDE	Total
Gaz naturel	3,23	0,77	1,74	0,93	6,67
GNR	14,0	n.s.p.	1,74	n.s.p.	15,74
<b>Surcoût</b>	<b>10,77</b>	<b>(0,77)</b>	-	<b>(0,93)</b>	<b>9,07</b> <b>(34,5 ¢/m<sup>3</sup>)</b>

Note : Le coût d'acquisition du gaz naturel se divise entre le prix du gaz naturel (service de fourniture), le transport du lieu de production jusqu'à la franchise du distributeur, la distribution et celui associé aux droits d'émission du SPEDE.

Sources : ÉNERGIR, s.e.c. Prix du service de fourniture de gaz naturel pour les douze mois débutant le 1<sup>er</sup> mars 2018 pour les douze prochains mois à Dawn d'un producteur franchisé, et Conditions de service et Tarif où les taux prévus aux articles 12.1.2 et 12.2.2 du tarif de transport ont été modifiés en conséquence de l'ordonnance de l'ONE en date du 1<sup>er</sup> février 2018. Calcul MERN 2018.

<sup>12</sup> ÉNERGIR, s.e.c. Prix du service de fourniture de gaz naturel pour les douze mois débutant le 1<sup>er</sup> mars 2018 pour les douze prochains mois à Dawn d'un producteur franchisé : 3,2285 \$/GJ.

<sup>13</sup> Conditions de service et Tarif où les taux prévus aux articles 12.1.2 et 12.2.2 du tarif de transport ont été modifiés en conséquence de l'ordonnance de l'ONE en date du 1<sup>er</sup> février 2018 – *temporaire*.

<sup>14</sup> Ibid. 8.

Finalement, le coût cumulé sur cinq ans d'injecter un volume supplémentaire de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR a été calculé en actualisant les coûts non récurrents et récurrents de cette activité, et en utilisant le taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada sur la même période, qui s'établissait à 2,20 % au moment de la préparation de cette analyse. Aux fins de ce calcul, l'ensemble des paramètres associés aux coûts d'acquisition du gaz naturel et du GNR demeure inchangé.

#### **4.6 Consultation des parties prenantes**

Les deux distributeurs au Québec ont été consultés à plusieurs reprises, au cours des derniers mois, dans le cadre de l'élaboration du projet de règlement.

Le MDDELCC et Transition énergétique Québec (TEQ) ont été également rencontrés pour les informer du projet de règlement.

#### **4.7 Autres avantages, bénéfiques et inconvénients de la solution projetée**

Pour les producteurs de GNR, la solution retenue pourrait réduire les risques et les coûts du financement pour le développement de cette filière énergétique émergente et offrir un marché stable et prévisible, notamment aux projets municipaux réalisés avec le soutien du PTMOBC.

Elle permettrait également de susciter l'innovation dans ce secteur, dont le développement de nouveaux procédés de production de GNR à partir de la biomasse forestière résiduelle.

Elle pourrait inciter les lieux d'enfouissement technique à privilégier le développement des marchés locaux plutôt que l'exportation.

Cette solution contribuerait à l'atteinte des cibles gouvernementales en matière de production de bioénergie et de réduction des émissions de GES. À titre d'exemple, le remplacement d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel par du GNR permettrait d'éviter l'émission de 111 419 tonnes éq. CO<sub>2</sub> par année<sup>15</sup>.

Une consommation accrue de GNR produit localement permettrait finalement de réduire le volume des importations de gaz naturel. Cela contribuerait à améliorer la balance commerciale du Québec et le développement économique régional.

---

<sup>15</sup> (1 % supplémentaire ou 60 Mm<sup>3</sup> ou 2 273 400 GJ x 49,01 kg Co<sub>2</sub>/GJ) ÷ 1 000), soit 111 419 tonnes éq. CO<sub>2</sub> par année, selon le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2, a. 2.2, 46.2, 115.27, 115.34 et 124.1) 1-Tableau 4. Facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> du gaz naturel, Page 13 : 49,01 kg Co<sub>2</sub>/GJ. [En ligne] <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2.%20r.%2015> (consulté le 2 mars 2018).

## 4.8 Appréciation de l'impact anticipé sur l'emploi

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

√	Appréciation	Nombre d'emplois touchés
	<b>Impact favorable sur l'emploi (création nette globale d'emplois au cours des trois à cinq prochaines années pour le ou les secteurs touchés)</b>	
		500 ou plus
		100 à 499
√		1 à 99
	<b>Aucun impact</b>	
		0
	<b>Impact défavorable (perte nette globale d'emplois au cours des trois à cinq prochaines années pour le ou les secteurs touchés)</b>	
		1 à 99
		100 à 499
		500 ou plus
	<b>Analyse et commentaires</b> : La mesure proposée favorisera le déploiement de la filière du GNR par la réalisation d'une dizaine de projets de biométhanisation municipaux et agricoles, ainsi que de conversion thermochimique de la biomasse forestière résiduelle. Il est estimé que chaque installation pourrait créer de cinq à quinze emplois.	

## 5. PETITES ET MOYENNES ENTREPRISES (PME)

Les producteurs de GNR et les distributeurs de gaz naturel ne sont pas des PME. Il n'y a pas d'adaptation nécessaire au règlement pour les PME consommatrices de gaz naturel.

## 6. COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES

Aucune administration en Amérique du Nord n'a encore adopté de mesure pour fixer, par règlement, le volume minimal de GNR à injecter dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Si le coût d'acquisition du GNR devait se maintenir à un niveau supérieur à celui du gaz naturel d'origine fossile, cette mesure pourrait constituer une contrainte à la compétitivité des entreprises québécoises. Toutefois, une hausse des droits d'émission du SPEDE et du prix du gaz naturel pourrait contribuer à réduire le surcoût d'achat du GNR et l'écart tarifaire entre les deux fournitures.

Il faut également considérer que le GNR constitue une offre de service complémentaire pour les entreprises québécoises qui souhaitent se prévaloir de normes standardisées telles « Écologo » et « Biogas Energy » sur leurs produits manufacturés. Ainsi, le Bureau de normalisation du Québec (BNQ), à la demande d'Énergir, a déjà créé la

norme 3672-100<sup>16</sup> qui vise à reconnaître la valeur environnementale du GNR dans les procédés industriels.

## 7. COOPÉRATION ET HARMONISATION RÉGLEMENTAIRES

Depuis 2013, le distributeur de gaz naturel Fortis BC de la Colombie-Britannique offre aux clients intéressés la possibilité d'acheter sur une base volontaire une proportion préétablie de GNR sur leur consommation totale de gaz naturel. Les coûts associés aux surplus de GNR invendus sont intégrés à la base de tarification du distributeur. Par ailleurs, en mars 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a amendé la *Greenhouse Gas Reduction Regulation* pour fixer à 5 % le volume maximal de GNR qui peut être acquis par un distributeur de gaz naturel pour être ensuite livré à ses clients. Un prix maximum de 30 \$/GJ est également prévu pour l'acquisition de GNR.

En juin 2016, le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario a dévoilé son Plan d'action contre le changement climatique 2016-2020<sup>17</sup>. Le GNR trouve une large place dans ce plan d'action puisque plus de 70 % des foyers ontariens se chauffent au gaz naturel. Dans le cadre de ce plan, la province prévoit investir jusqu'à 100 M\$ sur quatre ans par son programme de plafonnement et d'échange pour soutenir l'adoption d'exigences en matière de contenu renouvelable dans le gaz naturel et encourager l'utilisation de GNR dans les secteurs de la production industrielle, des transports et du bâtiment.

Quant au fédéral, il travaille à l'élaboration d'une norme sur les combustibles propres<sup>18</sup> qui pourrait inclure des exigences concernant le volume de GNR ou des normes de performance pour réduire l'intensité carbone du gaz naturel. Les exigences concernant les combustibles gazeux pourraient être en vigueur à partir de 2023.

## 8. FONDEMENTS ET PRINCIPES DE BONNE RÉGLEMENTATION

Le projet de règlement est requis pour pousser la production de bioénergie et réduire la consommation des énergies fossiles. La valorisation du GNR contribue à la mise en œuvre de la PE 2030 en soutenant le développement d'un marché encore émergent dont dépendent d'importants investissements publics et privés. Cette filière contribue à la décarbonisation de l'économie québécoise tout en plaçant le consommateur au centre de nouvelles initiatives locales.

Ce projet a été élaboré en collaboration avec les parties prenantes, notamment les distributeurs de gaz naturel (Société en commandite Énergir et Gazifère), afin d'établir les hypothèses qui ont servi à élaborer la présente analyse d'impact réglementaire.

---

<sup>16</sup> BNQ [En ligne] <https://www.bnq.gc.ca/fr/normalisation/environnement/biomethane.html>. (consulté le 2 mars 2018).

<sup>17</sup> Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario, Garantir l'équité et le choix, pages 47-48. [En ligne] [https://files.ontario.ca/books/pelt2017\\_0.pdf](https://files.ontario.ca/books/pelt2017_0.pdf) (consulté le 2 mars 2018).

<sup>18</sup> Cadre de réglementation pour la norme sur les combustibles propres. [En ligne] <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/publications/cadre-reglementaire-norme-combustibles-propres.html> (consulté le 2 mars 2018).



Par ailleurs, le projet de règlement ne présente pas de dédoublement inutile par rapport aux règles des autres gouvernements de même que celles des ministères et organismes. Il a été rédigé dans un langage qui peut facilement être compris par le public.

## **9. CONCLUSION**

La mesure réglementaire proposée favorisera la valorisation du GNR produit au Québec, ce qui soutiendra le déploiement de cette filière. Elle concorde également à l'atteinte des objectifs de la PE 2030, ainsi qu'à ceux de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles et à ceux portant sur la réduction des émissions de GES.

Au prix actuel du gaz naturel et des droits d'émission du SPEDE, le MERN estime que l'injection supplémentaire d'un volume de 60 Mm<sup>3</sup> de GNR, soit un volume équivalant approximativement à 1 % des volumes de gaz naturel livrés au Québec, représenterait un coût supplémentaire de 20,6 M\$ par année pour les utilisateurs de gaz naturel. Les distributeurs devraient également assumer des coûts non récurrents estimés à 360 000 \$ pour mettre en place les mesures nécessaires à l'achat et à la vente de GNR, ainsi que des coûts récurrents estimés à 1 000 \$/an.

Il est toutefois difficile d'évaluer l'impact de cette réglementation à l'horizon 2025, où une proportion minimale de 5 % de GNR serait exigée, considérant notamment l'incertitude sur l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du SPEDE et de l'évolution des technologies de production du GNR.

## **10. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT**

Le MERN entend rendre disponibles des personnes-ressources pour accompagner les entreprises aux prises avec des enjeux particuliers.

## **11. PERSONNES-RESSOURCES**

Service à la clientèle  
Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles  
5700, 4<sup>e</sup> Avenue Ouest, local A-409  
Québec (Québec) G1H 6R1  
Ligne sans frais : 1 866 248-6936  
Télécopieur : 418 644-6513  
Courriel : [services.clientele@mern.gouv.qc.ca](mailto:services.clientele@mern.gouv.qc.ca)