

**Loi concernant la mise en œuvre de
la Politique énergétique 2030 et
modifiant diverses dispositions
législatives**

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

juin 2016



PRÉFACE

Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif

La Politique gouvernementale sur l'allègement réglementaire et administratif, adoptée par le décret numéro 32-2014, s'inscrit dans le cadre des actions mises en œuvre par le gouvernement pour réduire le fardeau réglementaire et administratif des entreprises. Cette politique s'applique à l'ensemble des ministères et des organismes publics. Ainsi, tous les projets de loi et de règlement, les énoncés de politique et les plans d'action qui sont soumis au Conseil exécutif et qui sont susceptibles d'entraîner des obligations réglementaires doivent faire l'objet d'une analyse d'impact réglementaire. Celle-ci doit être conforme aux exigences de cette politique et rendue accessible sur le site Web des ministères ou des organismes concernés.

SOMMAIRE

Ce projet de loi a principalement pour objet de donner suite aux mesures annoncées dans la Politique énergétique 2030 (PEQ 2030) rendue publique le 7 avril 2016. Il vise notamment à assurer une gouvernance intégrée de la transition énergétique et à proposer une offre énergétique renouvelée aux consommateurs.

Ce projet de loi modifie la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir de nouvelles mesures concernant la distribution de gaz naturel renouvelable par un réseau de distribution ainsi que l'inclusion, dans le plan d'approvisionnement d'un distributeur de gaz naturel, d'une marge de capacité de transport excédentaire. Il modifie également cette loi afin de favoriser le recours à la médiation dans le cadre de la procédure d'examen des plaintes des consommateurs et de prévoir la possibilité pour la Régie de l'énergie (Régie) de tenir des séances d'information et de consultation publiques.

Ce projet de loi édicte la Loi sur les hydrocarbures qui a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures, conformément aux principes de responsabilités sociales et environnementales ainsi qu'aux cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) établies par le gouvernement.

Il modifie également la Loi sur les produits pétroliers afin que, dès 2016, le gouvernement puisse adopter, par voie de règlement, des cibles d'intégration de carburants renouvelables dans l'essence et le carburant diesel.

L'analyse d'impact réglementaire globale du projet de loi de mise en œuvre est présentée en quatre sections :

- A- Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir de nouvelles mesures concernant la distribution de gaz naturel renouvelable par un réseau de distribution;
- B- Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir de nouvelles mesures concernant l'inclusion, dans le plan d'approvisionnement d'un distributeur de gaz naturel, d'une marge de capacité de transport excédentaire;
- C- Loi édictant la Loi sur les hydrocarbures qui a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures, conformément aux principes de responsabilités sociales et environnementales ainsi qu'aux cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre établies par le gouvernement;
- D- Loi modifiant la Loi sur les produits pétroliers (chapitre P-30.01) afin de fixer par règlement des cibles d'intégration de carburant renouvelable à l'essence et au carburant diesel.

A- Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir de nouvelles mesures concernant la distribution de gaz naturel renouvelable par un réseau de distribution.

SOMMAIRE

La PEQ 2030 vise à faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable ainsi qu'à 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 50 % la production de bioénergie, y compris le gaz naturel renouvelable.

Actuellement, l'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel demeure faible. En effet, le prix offert aux producteurs de gaz naturel renouvelable, qui est limité par les dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie qui encadre la distribution du gaz naturel au Québec ainsi que par les bas prix du gaz naturel, n'est pas suffisant pour assurer la rentabilité de certains projets de biométhanisation.

La PEQ 2030 propose de modifier la Loi sur la Régie de l'énergie pour y inclure l'obligation de tenir compte, dans un plan d'approvisionnement du distributeur, de la quantité de gaz naturel renouvelable à injecter dans le réseau de distribution qui serait déterminée par règlement. Cette modification vise à favoriser une utilisation accrue de gaz naturel renouvelable québécois.

Trois catégories d'entreprises sont concernées par cette modification :

- les producteurs qui pourraient bénéficier d'un prix plus élevé pour le gaz naturel renouvelable;
- les distributeurs de gaz naturel qui n'auraient pas de coûts additionnels associés à cette obligation;
- les consommateurs de gaz naturel qui pourraient devoir assumer les coûts supplémentaires du gaz naturel renouvelable. Les industries, les commerces et les institutions consomment 89 % du volume de gaz naturel distribué au Québec.

À titre illustratif, l'injection supplémentaire de 1 000 000 GJ/an (gigajoules par année) de gaz naturel renouvelable (soit 0,45 % du gaz naturel actuellement injecté au Québec) représenterait un surcoût pour les consommateurs de gaz naturel pouvant atteindre 10 millions de dollars. Par exemple, la facture d'un client commercial ou industriel consommant 31 500 GJ/an pourrait augmenter d'au plus 1 250 \$/an, soit de 0,6 %.

Cette injection supplémentaire permettrait de réduire les émissions de GES de 50 000 t éq. CO₂ par année et de favoriser la création d'emplois locaux associés à la production de gaz naturel renouvelable.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

La PEQ 2030 vise à augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables, notamment par une hausse de 50 % de la production de bioénergie (gaz naturel renouvelable¹, 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, comme indiqué dans la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles. Le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (PTMOBC)² du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) offre un soutien financier au milieu municipal pour l'installation d'équipements permettant de traiter la matière organique, notamment par biométhanisation.

Malgré ce contexte et un volume important de matière organique résiduelle à valoriser au Québec, le prix du gaz naturel renouvelable offert aux producteurs est limité par les dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie. En effet, le montant facturé pour le gaz naturel renouvelable ne peut être plus élevé que celui du gaz naturel d'origine fossile. Le prix actuel de ce dernier étant actuellement très bas (prix moyen de 3,58 \$/GJ de mars 2015 à mars 2016 au carrefour de Dawn, en Ontario), le prix offert aux producteurs de gaz naturel renouvelable par les distributeurs québécois en raison des dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie est également très bas. Cela nuit à la rentabilité de plusieurs projets.

Ainsi, plusieurs projets tardent à se mettre en branle et un volume important de gaz naturel renouvelable produit au Québec est actuellement exporté vers les États-Unis où les prix offerts sont plus élevés, notamment en raison des dispositions du Renewable Fuel Standard^{3, 4}.

Sans la modification réglementaire proposée, il est possible que des projets potentiels de production de gaz naturel renouvelable (captage dans des lieux d'enfouissement ou biométhanisation des matières organiques) ne soient jamais mis en chantier. Certains pourraient se rentabiliser par la vente de leur production hors Québec sans qu'elle ne soit injectée dans le réseau de distribution au Québec.

2. MODIFICATION RÉGLEMENTAIRE PROPOSÉE

Afin de favoriser une utilisation accrue de gaz naturel renouvelable au Québec, il est proposé de modifier la Loi sur la Régie de l'énergie pour y inclure l'obligation de tenir compte, dans le plan d'approvisionnement du distributeur, du volume de gaz naturel renouvelable à injecter dans le réseau de distribution qui sera déterminé par règlement.

¹ Le gaz naturel renouvelable est composé à 95 % de méthane (CH₄) obtenu de sources biologiques. Il est extrait du biogaz, obtenu par la décomposition anaérobie (sans oxygène) des matières organiques putrescibles. Le biogaz est composé de dioxyde de carbone (30 à 40 %) et de méthane (40 à 60 %).

² Le PTMOBC est un programme d'appui pour les infrastructures de biométhanisation et de compostage. Ce programme est financé par le Fonds vert par l'entremise des redevances pour l'élimination de matières résiduelles.

³ Le Renewable Fuel Standard est un programme national de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis qui exige qu'un certain volume de carburants renouvelables (dont le gaz naturel renouvelable sous forme compressée ou liquéfiée) remplace de l'essence ou du carburant diesel.

⁴ Selon la publication *PFL Weekly RIN Recap* du site Internet www.progressivefuelslimited.com, le prix des crédits environnementaux associés au RFS, les RIN de type D3 pour 2016 (auxquels se qualifie le gaz naturel renouvelable) se négocient autour de 33 \$/GJ depuis novembre 2015.

Cette nouvelle disposition contraindrait les distributeurs à contracter auprès des producteurs de nouvelles fournitures de gaz naturel renouvelable qui seraient par la suite vendues à l'ensemble des consommateurs à un prix potentiellement supérieur.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Les options non réglementaires ne permettraient pas d'atteindre les objectifs de la PEQ 2030 et les cibles gouvernementales de réduction des émissions de GES comme celles proposées.

Parmi les options envisageables figure le versement d'une subvention à la production de gaz naturel renouvelable pour compenser les coûts de production plus élevés. Celui-ci impliquerait cependant une hausse des dépenses du gouvernement, ce qui ne saurait être envisagé dans le contexte budgétaire actuel.

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 du MDDELCC requiert que les projets soutenus par ce programme remplacent des carburants ou des combustibles fossiles utilisés au Québec⁵, ce qui ne serait pas le cas avec cette option.

Le gaz naturel renouvelable comprimé ou liquéfié pourrait être inclus dans une réglementation visant à exiger la réduction de l'intensité carbone des carburants fossiles utilisés dans le 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)⁶. Cette option est particulièrement intéressante dans les régions non desservies par le réseau de distribution de gaz naturel. Par contre, l'utilisation du gaz naturel comme carburant demeure actuellement limitée.

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.

Il aurait pu être possible d'interdire de torcher le biogaz produit dans les sites d'enfouissement ou les unités de biométhanisation, ce qui occasionnerait des coûts de production qui pourraient être très élevés pour certains sites, surtout pour les petits.

Ainsi, 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 gaz naturel renouvelable un marché prévisible et stable, ce qui est avantageux sur le plan économique.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

Trois secteurs seraient touchés par la proposition de modification réglementaire proposée : les producteurs de gaz naturel renouvelable, les distributeurs de gaz naturel et la clientèle des distributeurs de gaz naturel.

⁵ *Cadre normatif. Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage (phase II)* [En ligne] [http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/cadre-normatif_2012-2019.pdf] (Consulté le 21 avril 2016).

⁶ 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 millions de dollars) et celui de l'usine de liquéfaction par Technoclimat (1,3 million de dollars).

4.1 Description des secteurs touchés

Producteurs de gaz naturel renouvelable

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

- le site d'enfouissement des Entreprises Berthier inc. (EBI), avec une production de 378 900 GJ en 2015⁷;
- le site d'enfouissement Vision Enviro Progressive (anciennement BFI) à Terrebonne, avec une production de 1 780 830 GJ en 2015⁸.

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

Par ailleurs, plusieurs projets municipaux de biométhanisation financés par le PTMOBC, qui peuvent produire du gaz naturel renouvelable pour injection dans le réseau de gaz naturel, affichent des degrés de développement plus ou moins avancé.

Tableau 1 : Projets de biométhanisation annoncés du PTMOBC pouvant injecter du gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel⁹

Projet	Capacité prévue (GJ/an)
Ville de Saint-Hyacinthe ¹¹ (mise en service prévue en 2017)	494 000
Ville de Québec	288 800
Régie intermunicipale de valorisation des matières organiques du Beauharnois-Salaberry et de Roussillon (Couronne sud-ouest)	57 000
Société d'économie mixte de l'est de la Couronne Sud (SEMECS) — Montérégie	91 200
Régie d'assainissement des eaux du bassin de La Prairie (RAEBL) — Montérégie	30 400
Régie d'assainissement des eaux de la Vallée-du-Richelieu (RAEVR) — Montérégie	13 680
Ville de Laval	ND
Ville de Longueuil	ND
Ville de Montréal	ND

Distributeurs de gaz naturel et clientèle

Deux distributeurs de gaz naturel se partagent le marché au Québec et détiennent des droits exclusifs de distribution dans la vaste majorité des régions. Gaz Métro distribue près de 97 % des volumes et le reste est distribué par Gazifère.

⁷ Trans Québec Maritimes Pipeline Inc., *TQM 2016 Final Tolls Application* [En ligne] [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92841/2938159/2938158/A76151-1_TQM_2016_Final_Tolls_Application_-_A4Z0G1.pdf?nodeid=2938248&vernum=-2] (Consulté le 25 avril 2016), p. 8.

⁸ Trans Québec Maritimes Pipeline Inc., *TQM 2016 Final Tolls Application* [En ligne] [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92841/2938159/2938158/A76151-1_TQM_2016_Final_Tolls_Application_-_A4Z0G1.pdf?nodeid=2938248&vernum=-2] (Consulté le 25 avril 2016), p. 8.

⁹ MDDELCC, Liste de projet PTMOBC [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomechanisation/liste-projets.htm> (Consulté le 18 mai 2016).

Gaz Métro et la Ville de Saint-Hyacinthe ont signé une entente d'achat pour la fourniture de gaz naturel renouvelable de 494 000 GJ/an (1 350 GJ/j)¹⁰ à injecter dans le réseau de distribution de gaz naturel à partir de l'été 2017. Cette production sera distribuée aux consommateurs de gaz naturel du Québec.

Consommateurs de gaz naturel

Les secteurs industriel, commercial et institutionnel représentent 23,6 % de la clientèle des distributeurs. Ils consomment 89,2 % du gaz naturel distribué au Québec.

Tableau 2 : Répartition de la clientèle des distributeurs québécois en 2014

	Gaz Métro		Gazifère		Total	
	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)	Nombre de clients	Consommation (GJ/j)
Résidentiel	144 203 (73,1 %)	58 790 (9,9 %)	36 824 (92,3 %)	7 241 (38,4 %)	181 027 (76,3 %)	66 031 (10,8 %)
Commercial et institutionnel	44 914 (22,8 %)	184 308 (31 %)	3 080 (7,7 %)	6 743 (35,8 %)	47 994 (20,2 %)	191 051 (31,1 %)
Industriel	8 133 (4,1 %)	351 861 (59,1 %)	13 (0 %)	4 859 (25,8 %)	8 146 (3,4 %)	356 720 (58,1 %)
Total	197 250	594 959	39 917	18 844	237 167	613 803

Sources : Société en commandite Gaz Métro et Gazifère.

4.2 Coûts pour les entreprises

Aucun des secteurs visés n'aura à assumer des coûts pour se conformer à la nouvelle réglementation ni à assumer des coûts additionnels liés aux formalités administratives.

Grâce à celle-ci, les producteurs de gaz naturel renouvelable pourraient bénéficier d'un prix bonifié qui permettrait de rentabiliser certains projets qui ne le seraient pas autrement. Elle n'entraînerait pas de coûts supplémentaires pour les distributeurs. Ce sont les consommateurs qui devront assumer une facture plus élevée pour se procurer le gaz naturel renouvelable (manque à gagner).

Hypothèses de calcul

Afin d'établir les coûts que devront assumer les clientèles des distributeurs, les exemples du distributeur de gaz naturel FortisBC, en Colombie-Britannique, et celui de la formule basée sur le principe des coûts évités, prévu dans l'entente conclue en 2014 entre la Ville de Saint-Hyacinthe et Gaz Métro, sont utilisés.

Dans le premier exemple, la British Columbia Utilities Commission a établi que le prix que pourraient être autorisés à payer les distributeurs pour chaque gigajoule de gaz naturel renouvelable¹¹ contracté pourrait atteindre 15,28 \$/GJ.

Dans le deuxième exemple, l'entente conclue en 2014 entre la Ville de Saint-Hyacinthe et Gaz Métro, qui a été autorisée par la Régie de l'énergie, prévoit que le distributeur achète le gaz naturel renouvelable au même prix que le gaz naturel vendu sur le marché traditionnel, auquel sont ajoutés

¹⁰ *Projet d'investissement pour le raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection et établissement de certains taux* [En ligne] [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/286/DocPrj/R-3909-2014-B-0055-Demande-PieceRev-2015_04_24.pdf].

¹¹ Cette valeur a été déterminée à partir du coût des nouveaux approvisionnements en électricité de source renouvelable de BC Hydro en 2010 (Order G -194-10 de la British Columbia Utilities Commission).

les coûts évités, à savoir les tarifs de transport à partir du carrefour de Dawn en Ontario et les droits d'émission associés au Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) des GES. Ce qui n'engendre aucun surcoût pour la clientèle de gaz naturel.

Soulignons aussi qu'en 2011 les distributeurs ontariens Enbridge et Union Gas (Union) avaient déposé une demande à la Commission de l'énergie de l'Ontario visant à se procurer un maximum de 5 500 000 GJ/an de gaz naturel renouvelable à des prix variant de 6 à 17 \$/GJ¹². Cette demande a toutefois été refusée par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Tableau 3 : Coût d'acquisition du gaz naturel renouvelable (excluant la distribution) et surcoût pour les consommateurs

Coûts	<u>Gaz naturel</u>	<u>Gaz naturel renouvelable</u>	
	Approvisionnement au carrefour de Dawn (\$/GJ)	Formule d'achat à coûts évités (\$/GJ)	Prix maximum d'achat de FortisBC (\$/GJ)
Fourniture	3,58 ¹	5,28 ¹	15,28 ⁴
Transport	0,83 ²	0,00	0,00
Carbone (SPEDE)	0,87 ³	0,00	0,00
Total	5,28	5,28	15,28
Prix bonifié aux producteurs	0,00	2,00	12,00
Surcoût pour les consommateurs	0,00	0,00	10,00

¹ Prix de la fourniture de gaz naturel au carrefour de Dawn (moyenne de mars 2015 à mars 2016).

² Coûts de transport à partir du carrefour de Dawn.

³ Gaz Métro. Conditions de service et tarif au 1^{er} janvier 2016. Le gaz naturel renouvelable n'est pas assujéti au SPEDE.

⁴ Basé sur le document de réponse Application for Approval of Biomethane Energy Recovery Charge Rate Methodology de FortisBC à la British Columbia Utilities Commission du 28 août 2015. Comprends le coût de la tonne de carbone en Colombie-Britannique.

Producteurs de gaz naturel renouvelable

La modification réglementaire proposée n'entraînerait pas de surcoût pour les producteurs de gaz naturel renouvelable, puisqu'au contraire ils pourraient vendre leur fourniture de gaz naturel renouvelable à des coûts plus élevés que ne le permettent les dispositions actuelles de la Loi sur la Régie de l'énergie (achat par les distributeurs de gaz naturel à coût nul). Actuellement, selon l'exemple basé sur la formule d'achat du contrat entre la Ville de Saint-Hyacinthe et Gaz Métro, ils pourraient obtenir un prix bonifié de 2,00 \$/GJ maximum. La modification réglementaire proposée, si l'exemple de la Colombie-Britannique était appliqué, leur permettrait d'obtenir jusqu'à 12,00 \$/GJ de plus.

Le bilan financier de certains projets non rentables pourrait être amélioré.

Distributeurs de gaz naturel

Les distributeurs doivent déjà se conformer à diverses réglementations et possèdent des équipes qualifiées à cet effet.

Les distributeurs de gaz naturel au Québec sont déjà tenus de produire les documents exigés par la Régie concernant les déclarations en vertu du système de quote-part à la Régie et celles liées à l'achat de droits d'émission dans le cadre du Système de plafonnement et d'échange de droits

¹² Renewable Natural Gas Application Common Evidence (Enbridge Gas Distribution Inc. and Union Gas Limited) en date du 30 septembre 2011.

d'émission de GES. Toutefois, les coûts afférents à ces nouvelles obligations, lesquelles sont notamment requises par des lois et des règlements dont l'application relève du ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, n'ont pas été estimés à ce jour.

Clientèle des distributeurs

La modification réglementaire proposée permettrait d'inclure dans le tarif de fourniture de gaz naturel le surcoût d'achat du gaz naturel renouvelable. C'est donc l'ensemble de la clientèle utilisant le service de fourniture de ces distributeurs qui aurait éventuellement à assumer les coûts supplémentaires.

À titre illustratif, selon les hypothèses présentées dans le tableau 3, en supposant un surcoût à l'achat pouvant atteindre 10 \$/GJ et l'injection supplémentaire de 1 000 000 GJ/an (1 350 GJ/j) de gaz naturel renouvelable (0,45 % du gaz naturel actuellement distribué au Québec) dans le réseau de gaz naturel, il en résulterait un surcoût pouvant atteindre 10 millions de dollars pour l'ensemble de la clientèle des distributeurs par rapport au coût actuel de fourniture du gaz naturel traditionnel.

Ainsi, la facture totale de la clientèle commerciale ou industrielle des distributeurs consommant 31 500 GJ/an et devant supporter une facture d'un peu plus de 200 000 \$ par année, actuellement, pourrait ainsi augmenter d'au plus 1 250 \$/an, soit de 0,6 %.

Évidemment, plus le coût du gaz naturel est faible, plus le besoin de payer un surcoût aux producteurs locaux de gaz naturel par rapport au prix du gaz naturel est important. À l'inverse, une hausse du prix du gaz naturel réduit le surcoût d'achat. Cela est dû au fait que les coûts de production sont stables et les prix du marché variables. Si les coûts du gaz naturel sont très faibles, il sera plus compliqué de rentabiliser un projet. Il faut alors l'aider davantage. Au contraire, si les prix du gaz naturel devaient augmenter, l'aide à apporter au producteur de gaz naturel renouvelable serait moindre.

4.3 Avantages du projet

Pour les producteurs potentiels de gaz naturel renouvelable, la solution retenue permettrait d'obtenir un prix plus élevé pour l'option d'injecter ce gaz naturel renouvelable dans le réseau de gaz naturel du Québec. Ces avantages permettront d'accélérer le développement de projets de production de gaz naturel renouvelable au Québec.

Elle contribuerait à l'atteinte des cibles gouvernementales en matière de production de bioénergie et de réduction des émissions de GES. À titre illustratif, l'injection supplémentaire de 1 000 000 GJ (1 350 GJ/j) de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution permettrait d'éviter l'émission de 50 000 t éq. CO₂ par année.

L'entreprise qui se procure un gaz naturel qui émet moins de GES, si elle est assujettie au SPEDE, pourrait devoir se procurer moins de crédits carbone.

4.4 Impact sur l'emploi

La mesure proposée favorisera la réalisation des projets de biométhanisation au Québec et la création d'emplois, notamment à l'échelle locale et régionale, qui y sont associées. Une expertise nouvelle dans la production de gaz naturel renouvelable sera ainsi créée.

5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME

Les producteurs de gaz naturel renouvelable et les distributeurs de gaz naturel ne sont pas des PME.

Il n'y a pas d'adaptation nécessaire en ce qui concerne les PME consommatrices de gaz naturel.

6. COMPÉTITIVITÉ DES EXIGENCES ET IMPACT SUR LE COMMERCE AVEC LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES DU QUÉBEC

Aucune administration en Amérique du Nord n'aurait adopté de mesure pour fixer par règlement le volume de gaz naturel renouvelable à injecter dans le réseau de distribution. Certains distributeurs, comme FortisBC, offrent à leur clientèle d'inclure volontairement une part du gaz naturel renouvelable dans leur fourniture moyennant une prime à l'achat basé sur le coût d'acquisition supplémentaire du gaz naturel renouvelable.

Si le coût d'acquisition du gaz naturel renouvelable devait se maintenir à un niveau supérieur à celui du gaz naturel d'origine fossile, cette mesure pourrait constituer une contrainte de plus à la compétitivité des entreprises d'ici.

7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) entend proposer de la documentation explicative telle que des guides d'application et des lignes directrices et avoir recours à des personnes-ressources qualifiées pour accompagner l'industrie, si nécessaire, lors des étapes de mise en œuvre du projet de loi.

8. CONCLUSION

La mesure réglementaire proposée favorisera la valorisation du gaz naturel renouvelable produit au Québec. Elle aura une influence favorable sur les producteurs potentiels de gaz naturel renouvelable. La mesure permettra aux distributeurs de gaz naturel de s'approvisionner en gaz naturel renouvelable à des coûts correspondant davantage aux coûts de production du gaz naturel renouvelable.

La mesure contribuera à l'atteinte des objectifs 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 importé, l'exemple présenté dans cette analyse d'injecter 1 000 000 GJ/an supplémentaires de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution pourrait engendrer des surcoûts pouvant atteindre 10 millions de dollars par année pour l'ensemble de la clientèle des distributeurs de gaz naturel.

9. PERSONNES-RESSOURCES

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

B- Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de prévoir de nouvelles mesures concernant l'inclusion, dans le plan d'approvisionnement d'un distributeur de gaz naturel, d'une marge de capacité de transport excédentaire.

SOMMAIRE

Certains projets industriels nécessitant un approvisionnement en gaz naturel pourraient être compromis en raison de l'absence de capacités excédentaires de transport en amont du réseau de distribution de gaz naturel. De plus, les garanties financières que les compagnies qui transportent le gaz naturel exigent des promoteurs pour acquérir de nouvelles capacités peuvent compliquer le financement de ces projets.

À la faveur de la nouvelle politique énergétique, le gouvernement du Québec entend modifier la Loi sur la Régie de l'énergie (Loi) afin de prévoir la possibilité pour un distributeur de gaz naturel d'inclure dans son plan d'approvisionnement une capacité excédentaire de transport maximale de 10 % par rapport à la demande de la clientèle. Cette capacité excédentaire pourra être offerte aux promoteurs de projets industriels, et ce, sans qu'ils aient l'obligation de s'engager financièrement directement auprès des transporteurs.

Cette mesure permettra également d'éviter aux promoteurs d'assumer les risques associés aux délais pour obtenir des autorisations réglementaires et à la construction de nouvelles infrastructures de transport.

Le coût de cette mesure pourrait atteindre un maximum de 17,3 millions de dollars (aux tarifs actuels de transport sur courte distance) advenant l'impossibilité de vendre à des clients industriels ou d'écouler sur le marché secondaire la capacité excédentaire de 10 % contractée par un distributeur de gaz naturel. Inversement, le coût pourrait être nul si toute la capacité excédentaire était vendue ou écoulée sur le marché secondaire.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Le Québec est situé à l'extrémité du réseau de transport de gaz naturel canadien (réseau principal de TransCanada PipeLines Limited [TCPL]). Il se trouve ainsi plus éloigné des bassins de production de l'Ouest canadien et du Nord-Est américain que l'Ontario et les États du nord-est des États-Unis. L'approvisionnement en gaz naturel du Québec doit nécessairement transiter, entre autres, par le réseau de TCPL qui est actuellement utilisé à plein rendement et celui d'Union. Tout ajout notable de capacité de transport de gaz naturel, par exemple pour répondre à la demande de nouveaux projets industriels, nécessite des investissements majeurs pour mettre les infrastructures à niveau.

L'approvisionnement en gaz naturel représente un risque pour la réalisation de projets industriels qui en consomment des quantités importantes. Ce risque découle des coûts exigés pour sécuriser l'approvisionnement et des délais réglementaires pour construire de nouvelles infrastructures.

Pour obtenir de nouvelles capacités, ces nouveaux clients doivent préalablement conclure une entente avec les sociétés de transport et fournir des garanties financières à la hauteur des investissements requis pour la construction des nouvelles infrastructures de transport de gaz naturel trois ans avant leur mise en service. Une fois la canalisation mise en service, cette garantie financière tombe et une nouvelle garantie financière qui couvre la valeur des contrats de transport pour une période pouvant aller jusqu'à un an peut être exigée.

Ces garanties financières représentent des sommes considérables qui peuvent nuire au financement des projets. À cela s'ajoutent pour les promoteurs les risques inhérents aux autorisations réglementaires et à la construction même des infrastructures qui peuvent retarder les livraisons sans que les transporteurs en soient tenus responsables.

Les distributeurs de gaz naturel sont sensibilisés à cette problématique, sauf qu'actuellement la Loi ne leur permet pas d'acquérir une capacité excédentaire de transport de gaz naturel afin de combler des besoins ponctuels. C'est la raison pour laquelle les distributeurs prévoient des besoins en gaz naturel plutôt modérés et s'assurent d'adapter leur offre pour satisfaire à la demande sur une base ponctuelle en utilisant les outils disponibles (par exemple, services d'entreposage, marché secondaire), ce qui crée une situation où il n'y a aucune surcapacité de transport disponible pour un nouveau client majeur.

2. PROPOSITION DE MODIFICATIONS LÉGISLATIVES

Il est proposé de modifier la Loi afin de permettre aux distributeurs de gaz naturel d'inclure dans leur plan d'approvisionnement une surcapacité de transport maximale correspondant à 10 % des volumes de distribution prévus. Les coûts associés à cette mesure seraient intégrés au tarif de transport facturé par le distributeur aux utilisateurs de ce service.

Ainsi, lors du dépôt du plan d'approvisionnement des distributeurs de gaz naturel à la Régie, le distributeur de gaz naturel pourra, s'il le juge nécessaire et sujet à l'approbation de la Régie, prévoir une marge excédentaire de gaz naturel pouvant aller jusqu'à 10 % des volumes qu'il distribue. Il est important de souligner que la Régie devra s'assurer entre autres de « la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable [...] des distributeurs » dans ses décisions (article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie), dont celle d'accorder ou non une telle marge excédentaire.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Le gouvernement pourrait choisir de contracter lui-même une capacité de transport excédentaire qu'il jugerait nécessaire auprès des transporteurs et qu'il pourrait ensuite revendre à des promoteurs industriels.

Cette solution n'a pas été retenue parce qu'il serait alors responsable de la gestion des capacités non utilisées sans disposer de l'expertise et de la flexibilité dont disposent les distributeurs de gaz

naturel. Par ailleurs, cette option pourrait placer le gouvernement en compétition avec les distributeurs et les courtiers qui revendent des capacités de transport de gaz naturel sur le marché secondaire.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1 Description des secteurs touchés

Deux distributeurs de gaz naturel se partagent le marché au Québec et détiennent des droits exclusifs de distribution dans des régions précises : Gazifère, dans la région de l'Outaouais, et Gaz Métro, notamment dans les régions de Rouyn-Noranda, du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie, de la Côte-Nord, de Montréal et sa région métropolitaine, de Québec et sa région métropolitaine, des Laurentides, de Trois-Rivières, de la Mauricie, de Sherbrooke, de l'Estrie, des Bois-Francs, de Chicoutimi, du Saguenay ainsi que dans le district électoral d'Argenteuil et le canton de Gendreau.

Le tableau suivant présente le profil de la clientèle des deux distributeurs de gaz naturel au Québec pour l'année 2014. Le secteur industriel représentait 58,1 %, le secteur commercial, 31,1 % et le secteur résidentiel, 10,8 % des volumes distribués.

Tableau 1 : Répartition de la clientèle des distributeurs québécois en 2014

Type de consommateur	Gaz Métro		Gazifère		Total	
	Clients	Consommation (GJ/j)	Clients	Consommation (GJ/j)	Clients	Consommation (GJ/j)
Résidentiel	144 203 (73,1 %)	58 790 (9,9 %)	36 824 (92,3 %)	7 241 (38,4 %)	181 027 (76,3 %)	66 031 (10,8 %)
Commercial et institutionnel	44 914 (22,8 %)	184 308 (31 %)	3 080 (7,7 %)	6 743 (35,8 %)	47 994 (20,2 %)	191 051 (31,1 %)
Industriel	8 133 (4,1 %)	351 861 (59,1 %)	13 (≈ 0 %)	4 859 (25,8 %)	8 146 (3,4 %)	356 720 (58,1 %)
Total	197 250	594 959	39 917	18 844	237 167	613 803

Sources : Société en commandite Gaz Métro et Gazifère.

Le coût d'acquisition du gaz naturel se divise entre le prix du gaz naturel (fourniture), du transport, de la distribution et celui associé au SPEDE¹³ de GES. Pour la période de mars 2015 à mars 2016, le coût total d'acquisition s'élevait à 8,38 \$/GJ pour un client industriel moyen consommant 825 000 m³ de gaz naturel par année. Le tableau suivant présente une répartition estimative des coûts pour l'acquisition du gaz naturel au Québec.

Tableau 2 : Répartition type des coûts pour l'acquisition du gaz naturel (2015)
(client industriel moyen consommant 825 000 m³ de gaz naturel par année)

	Prix du gaz naturel	Transport	Distribution	SPEDE	Total
Coût par GJ	3,58 \$ ²	2,13 \$ ³ (0,77 \$) ⁴	1,80 \$ ⁵	0,87 \$	8,38 \$

- 1- Clients contractant le service de transport directement avec Gaz Métro.
- 2- Prix du gaz naturel moyen affiché à Dawn de mars 2015 à mars 2016.
- 3- Tarif de transport de Gaz Métro.
- 4- Coût de transport à partir du carrefour gazier de Dawn (TCPL – Toll Orders TG-011-2015 and TG-014-2015 et Union Current OEB approved rates effective April 1, 2016).
- 5- Coût de distribution au tarif D3 pour un volume de 825 000 m³ par année, soit l'équivalent d'un industriel moyen.

4.2 Coûts pour les entreprises

Coût de conformité et formalité administrative

Il n'y a pas de coût de conformité ni de coûts liés aux formalités administratives pour l'acquisition des capacités. Cependant, le coût d'acquisition de la surcapacité serait intégré aux tarifs de transport facturés à la clientèle qui aurait ainsi à assumer un manque à gagner.

Impact sur les tarifs de transport

Selon les tarifs combinés actuels de TCPL et d'Union à partir du carrefour de Dawn en Ontario (0,77 \$/GJ¹⁴), l'acquisition d'une surcapacité de 10 % (61 380 GJ/j) représenterait un engagement contractuel de 17,3 millions de dollars pour les distributeurs. Ce coût serait inclus entièrement dans le tarif de transport payé par la clientèle utilisant le service de transport des distributeurs. Toutefois, les distributeurs pourraient récupérer une partie de cette somme pour minimiser les coûts pour la clientèle actuelle en revendant le surplus de capacité sur le marché secondaire.

Le tableau suivant présente l'impact tarifaire de la mesure sur le transport selon la capacité du distributeur de revendre les capacités excédentaires de transport de gaz naturel sur le marché secondaire ou à un nouveau client industriel.

¹³ Par souci de simplification, les éléments tels l'équilibrage et la compression ont été ignorés.

¹⁴ Droits de service combinés de TransCanada PipeLines Limited et d'Union Gas Limited en vigueur.

Tableau 3 : Impact net sur les tarifs de transport selon la surcapacité revenue

% de la surcapacité revenue	Revente à des clients industriels ou sur le marché secondaire*	Coût net annuel sur les revenus requis du transport	% des revenus requis du transport (hausse de tarif de transport)
0 %	0 M\$	17,3 M\$	4,4 %
25 %	4,3 M\$	13 M\$	3,3 %
50 %	8,7 M\$	8,7 M\$	2,2 %
75 %	13 M\$	4,3 M\$	1,1 %
100 %	17,3 M\$	0 \$	0 %

* En supposant que le prix de revente est le même que celui d'achat.

L'augmentation maximale de 4,4 % du tarif de transport de gaz naturel correspondrait à 0,09 \$/GJ et à 1,1 % d'augmentation de la facture totale d'un client industriel moyen consommant 825 000 m³ de gaz naturel par année, ce qui, dans le cas présent, pourrait représenter un montant annuel de 74 250 \$.

Garanties financières

Aux coûts associés à l'acquisition de surcapacité de transport s'ajouteraient ceux des garanties financières que devrait assumer le distributeur. En effet, les coûts de transport servent à établir le montant des garanties financières.

Plusieurs facteurs (droits exigibles, volumes, coûts en infrastructures, etc.) sont utilisés par TCPL pour calculer ce montant. Celui-ci varie d'un appel de soumissions à l'autre. Par exemple, lors de l'appel de soumissions pour de nouvelles capacités de 85 000 GJ/j en 2016 tenu par TCPL, une garantie financière de 392 millions de dollars¹⁵ a été exigée.

Rappelons qu'une fois la construction terminée, la garantie financière précédente tombe et une nouvelle, associée à un an de droits de transport exigibles pour de nouvelles capacités, peut également être requise par les transporteurs.

Impact sur le tarif de distribution

L'augmentation des volumes distribués à des clients industriels majeurs pourrait entraîner une diminution des coûts unitaires de distribution. Cette diminution dépend de plusieurs facteurs, dont les investissements en infrastructures nécessaires (conduites, compression, etc.), les frais de branchement, les coûts d'exploitation, l'amortissement comptable, le rendement, les revenus requis et les volumes consommés par le client. L'impact de la venue d'un nouveau client peut varier selon la nature du projet.

¹⁵ Precedent agreement and financial assurance agreement assignment and novation agreement, Gaz Metro Limited Partnership and TransCanada PipeLines Limited, 2 juillet 2014.

À titre d'exemple, le tableau suivant présente la contribution tarifaire sur 10 ans de certains projets récemment examinés par la Régie.

Tableau 4 : Contribution tarifaire sur 10 ans de différents projets

Nom du projet	Investissement total du distributeur	Volume annuel prévu de consommation	Contribution tarifaire sur 10 ans	% des revenus requis de distribution (baisse de tarifs de distribution) ¹
Projet de raccordement d'IFFCO ²	7,13 M\$	730,00 Mm ³	(53,365 M\$)	0,9 %
Projet d'extension de Saint-Félicien ³	5,12 M\$	21,61 Mm ³	(0,342 M\$)	0 %
Projet d'extension de Bellechasse ⁴	7,34 M\$	7,39 Mm ³	(0,033 M\$)	0 %

1 - Correspond à une baisse des tarifs de distribution pour l'ensemble de la clientèle.

2 – IFFCO : *Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant le raccordement d'IFFCO Canada Entreprise Limited et le renforcement du réseau de Bécancour*, Gaz Métro - 1, document 4 – *Revenu requis pour le projet de raccordement d'IFFCO*, 2 septembre 2015 [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/322/DocPrj/R-3938-2015-B-0009-Demande-Piece-2015_08_28.pdf].

3 - Saint-Félicien : *Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau de distribution dans la municipalité de Saint-Félicien*, Gaz Métro - 1, document 4, *Calcul du revenu requis*, 16 octobre 2012 [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/104/DocPrj/R-3825-2012-B-0009-DEMANDE-PIECE-2012_10_16.pdf].

4 - Bellechasse : *Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension de réseau dans la région de Bellechasse*, Gaz Métro - 1, document 6, *Revenu requis*, 3 août 2015 [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/328/DocPrj/R-3937-2015-B-0011-Demande-Piece-2015_09_03.pdf].

4.3 Avantages du projet

Cette mesure permettrait aux distributeurs de gaz naturel de contrebalancer les risques associés à la construction de nouvelles infrastructures ainsi que de rendre rapidement disponibles les capacités nécessaires pour approvisionner la nouvelle clientèle, et ce, tout en lui évitant les problèmes de garanties financières.

Cette mesure favoriserait également l'attraction de projets industriels tout en contrecarrant le désavantage relatif du Québec en raison de sa situation géographique.

4.4 Impact sur l'emploi

Détenir des capacités excédentaires de transport de gaz naturel serait un facteur attractif pour les industries. Cela faciliterait la création d'emplois associés aux projets industriels qui pourraient alors plus facilement se réaliser. La mesure proposée pourrait donc avoir des répercussions indirectes positives sur l'emploi.

5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME

Aucune adaptation de la mesure n'est nécessaire pour les PME, étant donné que les coûts assumés par ces dernières seraient proportionnels à leur consommation de gaz naturel.

6. COMPÉTITIVITÉ DES EXIGENCES ET IMPACT SUR LE COMMERCE AVEC LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES DU QUÉBEC

La position géographique du Québec, à l'extrémité du réseau de transport de gaz naturel nord-américain, le place dans une position désavantageuse par rapport à la clientèle du reste du continent. En effet, les coûts de transport qui servent à établir le montant des garanties financières, étant en partie déterminés par la distance à parcourir, sont plus élevés au Québec qu'ailleurs en Amérique du Nord. Cette mesure pourrait accroître l'écart, mais serait susceptible de faciliter la réalisation de projet.

7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Les distributeurs possèdent déjà une expertise dans le domaine de la gestion de contrats de transport de gaz naturel. Aucun accompagnement n'est nécessaire.

8. CONCLUSION

La mesure proposée permettrait aux promoteurs d'éviter les problèmes associés aux exigences et aux garanties financières requises pour l'obtention de nouvelles capacités de transport, aux risques financiers et aux délais pour construire des infrastructures de transport.

Le coût de cette mesure pourrait atteindre un maximum de 17,3 millions de dollars qui seraient à la charge de la clientèle du service de transport du distributeur (aux tarifs actuels de transport sur courte distance) advenant l'impossibilité de vendre à des clients industriels ou d'écouler sur le marché secondaire la capacité excédentaire de 10 % contractée par un distributeur de gaz naturel. Inversement, le coût pourrait être nul si toute la capacité excédentaire est vendue.

9. PERSONNES-RESSOURCES

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

C- Loi édictant la Loi sur les hydrocarbures qui a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures, conformément aux principes de responsabilités sociales et environnementales ainsi qu'aux cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre établies par le gouvernement.

SOMMAIRE

Le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures a été rendu public le 30 mai 2014 par le gouvernement du Québec. Celui-ci prévoyait, entre autres, la mise en place d'un nouvel encadrement législatif applicable à ce secteur d'activité. La PEQ 2030, rendue publique le 7 avril 2016, propose aussi d'aller dans ce sens. Actuellement, c'est en vertu des dispositions propres aux hydrocarbures prévues dans la Loi sur les mines (LMQ) et dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS) que se fait l'encadrement législatif et réglementaire des activités d'exploration et de production des hydrocarbures en regard des responsabilités du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Ces dispositions nécessitent une mise à jour, y compris le mode de gouvernance, d'où le besoin de proposer une nouvelle loi propre aux hydrocarbures. La rédaction de ce projet de loi s'est inspirée des études menées dans le cadre des différentes évaluations environnementales stratégiques (EES), notamment celle sur le gaz de schiste (2011-2014) et celle globale et propre à Anticosti (2014-2016). La réglementation afférente au projet de loi faisant l'objet de la présente analyse est en cours de rédaction et viendra appuyer les principes présentés dans ce dernier sur la base d'une approche prescriptive et par objectif en prenant en compte les principes de transparence, de prévention, de précaution et de participation du milieu.

Les principales dispositions du projet de loi intégrée sur les hydrocarbures entraîneront des coûts additionnels pour les entreprises comparativement à l'application de l'encadrement actuel. En phase exploratoire, les coûts supplémentaires sont évalués à 36 673 \$ par projet pour la première année et à 18 855 \$ pour les années subséquentes. Tandis qu'en phase de production, ceux-ci sont évalués, pour une dizaine de puits, à 42 803 \$ pour la première année et à 22 920 \$ pour les années subséquentes.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

En milieu terrestre, les bassins sédimentaires de la Gaspésie, du Bas-Saint-Laurent, de l'île d'Anticosti et des basses terres du Saint-Laurent présentent des indices prometteurs quant à la présence d'hydrocarbures. Avant d'autoriser un projet de production d'hydrocarbures, le gouvernement du Québec a indiqué qu'il entendait agir avec prudence et transparence. De plus, il souhaite mettre en place un encadrement plus sûr et prévisible au profit de la population et des entreprises impliquées.

Le 30 mai 2014, dans le cadre de son Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, le gouvernement a notamment annoncé :

- la réalisation de deux EES, une sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et une propre à l'île d'Anticosti;
- la révision et la modernisation de l'encadrement légal et réglementaire relatif aux hydrocarbures de façon à doter le Québec d'une loi intégrée sur les hydrocarbures.

Actuellement, l'encadrement des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures au Québec est défini en regard des responsabilités du MERN dans la LMQ et dans le RPGNRS. Ce cadre législatif et réglementaire ne considère pas les nouvelles technologies et méthodes utilisées par l'industrie et c'est pourquoi la mise en place d'un nouveau cadre législatif et réglementaire est requise. Si le gouvernement n'intervient pas, il ne disposera pas des outils nécessaires pour assurer la sécurité du public, la protection de l'environnement et l'application des bonnes pratiques pour un certain nombre d'activités d'exploration et de production pétrolière et gazière. Tous les acteurs, qu'ils soient citoyens, élus, industriels ou groupes d'intérêt, s'accordent pour reconnaître la nécessité d'aller de l'avant avec la modernisation de l'encadrement législatif et réglementaire actuel.

2. PROPOSITION DU PROJET

Le MERN propose donc, dans un premier temps, le dépôt à l'Assemblée nationale d'un projet de loi intégrée sur les hydrocarbures, lequel sera inclus dans le projet de loi visant à mettre en œuvre la PEQ 2030.

Ce nouveau cadre législatif permet de poser les jalons nécessaires à la mise en place pour le Québec d'un encadrement clair, cohérent et sécuritaire permettant à terme, par l'entremise de la réglementation, de préciser les normes techniques à appliquer qui se voudront les plus strictes.

Puisque ce projet de loi se veut propre aux hydrocarbures, il permettra de faire une distinction entre le domaine minier et le domaine des hydrocarbures. L'étude des EES a constitué un intrant incontournable à la réflexion stratégique relative à la mise en place du nouvel encadrement proposé. Les expériences et les meilleures pratiques des autres administrations ont également été prises en compte, et ce, dans l'optique de poser les principes nécessaires à un encadrement strict et rigoureux.

Ce projet de loi améliorera, entre autres, la gouvernance en regard des projets de production et de stockage au Québec, en impliquant la Régie, de sorte que cette dernière puisse positionner de tels projets dans un cadre économique plus large. À cette fin, il est prévu que tout projet visant l'obtention d'une licence de production ou d'une licence de stockage soit soumis à la Régie afin d'obtenir de cette dernière une décision relativement à chacun des projets soumis.

Dans une perspective d'acceptabilité sociale, il vise également à favoriser l'implication de la communauté locale par la mise en place de comités de suivi, constitués d'au moins un représentant du milieu municipal, du milieu économique, d'un citoyen local et, le cas échéant, d'un représentant d'une communauté autochtone.

Au cours des prochains mois, la réglementation afférente à la Loi sur les hydrocarbures viendra compléter les dispositions du projet de loi intégrée sur les hydrocarbures. Ces règlements viseront notamment à encadrer :

- la délivrance des licences et des autorisations;
- la réalisation des activités d'exploration et de production;
- la gestion des externalités;
- les régimes de captage de la rente (redevances);
- les garanties et les assurances responsabilité;
- les fermetures de puits, le réaménagement et la restauration des sites.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Les options non réglementaires telles que des séances d'information, des comités de suivi, des mécanismes favorisant la transparence et la sensibilisation ne peuvent remplacer la révision proposée du cadre législatif.

Celle-ci permettra d'assurer la sécurité des biens, des personnes, la protection de l'environnement et la récupération optimale des hydrocarbures, et ce, notamment, en révisant la gouvernance des activités et en donnant au législateur les pouvoirs réglementaires nécessaires à l'atteinte de ces objectifs, puisqu'il est devenu nécessaire pour le Québec de fixer des règles claires, connues, stables et donc prévisibles dans le temps afin de favoriser le développement de l'industrie.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Les secteurs d'activités touchés par le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures comprennent l'exploration et la production du pétrole, du gaz naturel, le stockage d'hydrocarbures dans des réservoirs souterrains naturels et la saumure.

Actuellement, au Québec, les activités de mise en valeur d'hydrocarbures en milieu terrestre se concentrent dans le Bas-Saint-Laurent, en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti. Depuis 2010, aucune activité de mise en valeur n'a été réalisée dans les basses terres du Saint-Laurent. Actuellement, 347 droits de recherche sont en vigueur au Québec et les activités y étant menées consistent surtout en des travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances géoscientifiques. Bien que les données relatives à l'emploi et aux dépenses ne soient pas disponibles, le MERN les évalue à quelques dizaines d'emplois et quelques millions de dollars par année en dépenses. Elles sont menées par quelque 25 sociétés différentes, lesquelles sont principalement des PME québécoises (petites sociétés). La société d'État Ressources Québec, filiale d'Investissement Québec, est également partenaire minoritaire dans plusieurs projets ou sociétés actives au Québec. Puisque le Québec est toujours en phase exploratoire, les activités y ayant cours actuellement ne génèrent pas de revenu pour les entreprises.

Cependant, dans les administrations où des activités de production commerciale d'hydrocarbures ont lieu, on observe que les entreprises de petite taille sont rares et que ce sont souvent de grandes entreprises qui développent les projets (sociétés majeures). Sur cette base, il est permis de croire que des entreprises de plus grande envergure pourraient éventuellement s'établir au Québec, particulièrement pour développer des projets de production d'hydrocarbures de plus grande envergure.

Le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures pourrait également toucher indirectement la filière en amont, en aval et qui soutient les activités d'exploration, de production et de transport d'hydrocarbures, c'est-à-dire les fournisseurs de biens et de services et les équipementiers ainsi que les raffineries et l'industrie de transformation pétrochimique.

4.2. Coûts pour les entreprises

Le projet de loi sur les hydrocarbures reprend la presque totalité des dispositions et des principes actuels énoncés dans la LMQ, laquelle encadre, jusqu'à maintenant, les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures.

Les changements envisagés dans le cadre du projet de loi concernent essentiellement l'ajout de nouvelles normes à l'égard de certaines activités pétrolières et gazières actuellement non couvertes par la LMQ et son règlement d'application particulier, notamment à l'égard de la stimulation par fracturation hydraulique, de la stimulation par nettoyage chimique ou encore le raccordement. Ces changements concernent pour l'essentiel l'application de nouvelles formalités administratives.

a) Coûts directs liés à la conformité aux normes

Le présent projet de loi et ses règlements afférents auront pour effet d'imposer la prise en compte et l'application par l'industrie des bonnes pratiques reconnues nationalement et internationalement quant à la sécurité des personnes et des biens, à la protection de l'environnement et à la récupération optimale de la ressource, et ce, à toutes les étapes de l'exploration, de la production et du stockage d'hydrocarbures. Ces bonnes pratiques évolueront dans le temps à la lumière des avancées technologiques, de l'évolution de l'industrie et des observations effectuées dans d'autres administrations.

Cependant, l'usage de ces bonnes pratiques normalisées et reconnues nationalement et internationalement est actuellement exigible en vertu de la LMQ et de son règlement d'application sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Considérant cette prérogative actuelle de la législation en vigueur, aucun coût supplémentaire lié à la conformité aux normes ne découle directement du projet de loi proposé. Il ne fait qu'en formaliser l'encadrement. Il importe également de rappeler que la spécification de ces bonnes pratiques est souvent faite de manière indépendante par divers organismes de normalisation entourant l'industrie, dont une présentation plus complète peut être trouvée dans les travaux entourant la réalisation des EES sur les hydrocarbures en cours¹⁶.

b) Coûts liés aux formalités administratives

Les sommes présentées dans cette section représentent essentiellement un ordre de grandeur des coûts additionnels pour les entreprises liées à l'application de nouvelles formalités administratives qui émaneront essentiellement de la mise en place de la réglementation afférente. Les dépenses sont présentées séparément pour les détenteurs de licence d'exploration et pour les détenteurs de licence de production¹⁷. Ces coûts sont associés à :

- l'augmentation des exigences en matière de responsabilité environnementale;
- les responsabilités et la solvabilité des entreprises;
- les relations avec les communautés;
- la mise en place d'un encadrement technique strict inspiré des bonnes pratiques;
- les autorisations « par phase » d'un projet;
- des mesures favorisant la récupération optimale de la ressource.

¹⁶ Voir notamment l'étude GTEC03 *Meilleures pratiques — Travaux de recherche et d'exploitation des hydrocarbures — Forage en milieu terrestre* et GTEC04 *Meilleures pratiques — Gestion des équipements de surface, gestion des rejets de forage, réutilisation et élimination des eaux*, disponibles sur le site gouvernemental <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca>.

¹⁷ Aux fins des calculs, une hypothèse a été établie selon laquelle un projet associé à une demande de permis de production représenterait au maximum 10 puits en production.

Arrêté ministériel de juillet 2014

Le 30 juin 2014, un arrêté ministériel a été publié venant établir les conditions et les obligations auxquelles sont subordonnés les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sur les terrains de l'île d'Anticosti qui sont réservés à l'État.

Cet arrêté prescrit des conditions et des obligations précises pour la réalisation de sondages stratigraphiques et intègre des formalités qu'on trouve dans le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures. Ainsi, on peut anticiper que l'encadrement réglementaire qui découlera de la future loi reprendra notamment l'encadrement additionnel prévu dans cet arrêté. Ces principaux éléments sont l'obligation pour le promoteur de transmettre au ministre :

- un programme détaillé des travaux qu'il prévoit réaliser;
- un plan d'atténuation démontrant que les travaux qu'il prévoit réaliser tiennent compte de l'harmonisation des usages du territoire et minimisent les perturbations pour les communautés locales et l'environnement;
- un plan de mesures d'urgence et un plan de protection des forêts contre le feu;
- un calendrier de la circulation routière engendrée par la réalisation des travaux;
- une copie certifiée d'une police d'assurance responsabilité civile de 10 millions de dollars par sinistre.

Les coûts afférents à ces dispositions additionnelles, ainsi que d'autres éléments techniques définis, ont été estimés dans les tableaux présentés plus loin.

Pouvoirs du MDDELCC

Le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures viendra donner davantage de pouvoir au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et renforcera les obligations des projets de production et de stockage d'hydrocarbures en regard de la Loi sur la qualité de l'environnement, notamment en :

- obligeant le promoteur qui demande une licence de production ou une licence de stockage à réaliser une étude d'impact environnementale;
- faisant en sorte que tout projet de production, de stockage d'hydrocarbures ou de tout forage pétrolier ou gazier en milieu marin soit soumis au processus d'évaluation du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE).

Cette façon de faire viendra uniformiser les pratiques généralement appliquées en regard de tout projet de nature industrielle sur le territoire du Québec. En effet, en vertu des dispositions actuelles de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement (chapitre Q-2, r. 23), les travaux assujettis au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains (D. 1539-88, 88-10-12) sont cependant exclus de la liste des projets assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Cette exemption ne trouve cependant plus sa justification au regard des évolutions récentes de l'industrie et de la modernisation des standards, des bonnes pratiques et des types d'activités en cours à l'échelle nationale et internationale.

Ces mesures ne sont pas des conséquences propres à l'instauration de nouvelles formalités administratives dans le cadre du présent projet de loi. Les coûts afférents à ces obligations, lesquelles concernent des lois dont l'application relève de la responsabilité du ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, n'ont pas été estimés à ce jour. Ces données sont cependant colligées chaque année par le MDDELCC et transmises à la Direction de l'allégement réglementaire et administratif du ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation (MESI) dans le cadre d'une reddition de comptes annuelle des différents ministères et organismes du gouvernement du Québec, dont les résultats sont résumés dans les différents rapports sur la mise en

œuvre des mesures gouvernementales d'allégement réglementaire et administratif depuis 2008¹⁸. Pour plus de précisions concernant les coûts ayant été estimés par le MDDELCC au sujet de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, de la tenue d'une audience du BAPE et de la procédure d'obtention d'un certificat d'autorisation, se référer à ce ministère ou encore à la Direction de l'allégement réglementaire et administratif du MESI.

Régimes de redevances

Les bases des régimes de redevances du Québec applicables aux hydrocarbures ont été conçues il y a près de 50 ans et seulement quelques modifications y ont été apportées depuis. Ces régimes ne sont pas adaptés à une production commerciale et doivent être revus et modernisés pour tenir compte de la nouvelle réalité.

Dans le cadre de la réglementation afférente au projet de loi intégrée sur les hydrocarbures, le gouvernement entend se doter d'un régime de redevances moderne inspiré de ce qui se fait ailleurs. À ce titre, le régime devra :

- maximiser le captage de la rente économique, et ce, tout en étant concurrentiel par rapport aux régimes observés ailleurs au Canada, aux États-Unis et dans le monde;
- favoriser une récupération optimale de la ressource, le développement des projets et les investissements dans les projets;
- considérer les investissements réalisés, les coûts de production, l'évolution des prix et la productivité des puits;
- être stable, prévisible et transparent en permettant de calculer les redevances à long terme, et ce, de façon simple et arrimée avec le régime fiscal général.

Sur le plan administratif, l'application du nouveau régime de redevances devra être semblable à l'application du régime actuel, et ce, bien que le régime actuel n'ait jamais été appliqué considérant qu'aucune société n'a encore atteint le stade de production commerciale au Québec.

À ce titre, le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures prévoit que :

- le titulaire d'une licence de production transmet mensuellement au ministre un rapport qui indique le volume d'hydrocarbures extraits au cours du mois précédent;
- le titulaire verse en même temps au ministre la redevance prévue dans le règlement.

¹⁸ À ce sujet, se référer au site Internet du ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.qc.ca/objectifs/informer/allegement-reglementaire-et-administratif/>.

Afin d'estimer les redevances payables, les sociétés devront utiliser des logiciels économiques et fiscaux, et ce, de la même façon que cela est fait pour l'application de tout régime de redevances, comme celui actuellement en vigueur. En ce sens, l'application d'un nouveau régime de redevances ne devrait pas engendrer de coûts supplémentaires pour les entreprises, comparativement à l'application du régime actuel.

Coûts liés aux formalités administratives d'un titulaire de <u>licence d'exploration de l'adoption du projet de loi sur les hydrocarbures</u>^{19 20}	Année d'implantation	Années subséquentes (coûts récurrents annuels)
Création d'un comité de suivi pour favoriser l'implication de la communauté locale dans le projet d'exploration <ul style="list-style-type: none"> • Création du comité • Hypothèse de quatre rencontres par année • Production d'un rapport annuel 	16 855 \$	12 725 \$
Avis au propriétaire ou au locataire ainsi qu'à la municipalité locale de l'obtention de sa licence	59 \$	0 \$
Éléments de l'arrêté ministériel de 2014, notamment : <ul style="list-style-type: none"> • Plan d'atténuation • Plan de protection des forêts contre le feu • Calendrier de circulation routière engendrée par les travaux • Rapport d'inspection annuel certifié par un ingénieur • Assurance responsabilité 	11 499 \$	6 130 \$
Abandon d'une licence d'exploration <ul style="list-style-type: none"> • Rapport des travaux de fermeture 	8 260 \$	0 \$
Total des coûts liés aux formalités administratives	36 673 \$	18 855 \$

¹⁹ Afin d'estimer ces coûts, un nombre d'heures a été estimé et multiplié par un salaire horaire moyen de 59 \$, lequel représente la rémunération horaire moyenne, au Canada, en 2015, des employés du secteur de l'extraction, de l'exploitation en carrière et de l'extraction de pétrole et de gaz (Statistique Canada, tableau CANSIM 281-0036, SCIAN 21). Plusieurs des coûts calculés représenteraient du temps/personne pour les employés des compagnies. Par ailleurs, les coûts présentés sont des estimations, ils doivent être interprétés comme ordre de grandeur et pourraient varier grandement en fonction de l'ampleur des projets.

²⁰ Pour une description détaillée du calcul sous-tendant ces coûts liés aux formalités administratives, se référer à l'annexe 1 de la présente analyse d'impact réglementaire.

Coûts liés aux formalités administratives d'un titulaire de <u>licence de production</u> de l'adoption du projet de Loi sur les hydrocarbures	Année d'implantation	Années subséquentes (coûts récurrents annuels)
Création d'un comité de suivi pour favoriser l'implication de la communauté locale dans le projet de production <ul style="list-style-type: none"> • Création du comité • Hypothèse de quatre rencontres par année • Production d'un rapport annuel 	16 855 \$	12 725 \$
Possibilité pour la Régie de demander de lui fournir des renseignements, d'approfondir certaines questions ou d'entreprendre certaines recherches qu'elle estime nécessaires	Non estimé Le MERN ne peut presumer du coût associé aux demandes de l'organisme de réglementation qu'est la Régie	
Éléments de l'arrêté ministériel de 2014, notamment : <ul style="list-style-type: none"> • Plan d'atténuation • Plan de protection des forêts contre le feu • Calendrier de circulation routière engendrée par les travaux • Rapport d'inspection annuel certifié par un ingénieur • Assurance responsabilité 	11 499 \$	6 130 \$
Autorisation de raccordement <ul style="list-style-type: none"> • Demande d'autorisation et de renouvellement • Démonstration de la restauration du terrain 	6 195 \$	0 \$
Fermeture de puits <ul style="list-style-type: none"> • Fermeture temporaire ou définitive • Rapport d'inspection • Avis de travaux 	8 254 \$	4 065 \$
Total des coûts liés aux formalités administratives	42 803 \$	22 920 \$

c) Coûts liés aux manques à gagner

Puisque le présent projet de loi reconduit l'ensemble des dispositions actuelles de la LMQ, seuls les ajouts associés à l'introduction de nouvelles activités, tels la stimulation par fracturation hydraulique ou par nettoyage chimique, ou encore le raccordement et le transport par oléoduc, seraient susceptibles de représenter un manque à gagner pour les entreprises. Le fait que ces nouvelles activités ne soient pas couvertes pleinement dans l'actuelle LMQ empêche d'évaluer de quelle façon ces mêmes entreprises auraient considéré et intégré celles-ci dans l'élaboration et la mise en œuvre de leurs projets. L'essentiel des nouveaux coûts pour l'entreprise se concentrera donc finalement dans l'application et l'uniformisation de certaines formalités administratives.

d) Synthèse des coûts pour les entreprises

Finalement, **les coûts annuels supplémentaires pour les entreprises qu'engendrerait l'adoption du projet de loi intégrée sur les hydrocarbures²¹**, par rapport à l'encadrement actuel prévu dans la LMQ, seraient :

- pour le titulaire d'une **licence d'exploration, de 36 673 \$ la première année et de 18 855 \$ les années subséquentes;**
- pour le titulaire d'une **licence de production**, pour un projet d'une dizaine de puits, **de 42 803 \$ la première année et de 22 920 \$ les années subséquentes.**

4.3. Avantages du projet

Plusieurs avantages économiques, techniques, environnementaux et sociétaux découlent de l'adoption du projet de loi intégrée sur les hydrocarbures. Ils permettront de :

- répondre à certains objectifs de sa PEQ 2030 concernant l'approche en matière d'énergies fossiles;
- se doter d'une réglementation moderne, adaptée aux pratiques actuelles de l'industrie et inspirée des bonnes pratiques;
- favoriser le développement des activités de mise en valeur du potentiel en hydrocarbures que pourraient receler certains bassins sédimentaires;
- se doter d'un encadrement réglementaire rigoureux et strict, mais se voulant évolutif.

Si les activités de mise en valeur des hydrocarbures au Québec se poursuivent et se développent, il est possible d'envisager :

- des retombées économiques pour les fournisseurs de biens et de services et les équipementiers en amont, en aval et soutenant les activités de mise en valeur;
- la création d'emplois spécialisés et non spécialisés;
- des revenus pour le Québec en matière d'impôts, de taxation et de redevances.

²¹ Afin d'estimer ces coûts, un nombre d'heures a été estimé et multiplié par un salaire horaire moyen de 59 \$, lequel représente la rémunération horaire moyenne, au Canada, en 2015, des employés du secteur de l'extraction, de l'exploitation en carrière et de l'extraction de pétrole et de gaz (Statistique Canada, tableau CANSIM 281-0036, SCIAN 21). Plusieurs des coûts calculés représenteraient du temps/personne pour les employés des compagnies. Par ailleurs, les coûts présentés sont des estimations, ils doivent être interprétés comme ordre de grandeur et pourraient varier grandement en fonction de l'ampleur des projets.

4.4. Impact sur l'emploi

L'adoption d'une loi intégrée sur les hydrocarbures contribuera à favoriser le développement des projets au Québec. En fonction de leur ampleur, les projets pourraient générer un nombre important d'emplois, tant en matière d'emplois créés directement par les projets que d'emplois créés indirectement chez les fournisseurs et les équipementiers de la filière des hydrocarbures. Par exemple, les EES sur les hydrocarbures lancées en mai 2014 indiquent :

- que, selon des scénarios de développement plausibles, le projet de production de gaz naturel et de pétrole à l'île d'Anticosti pourrait générer annuellement en moyenne 2 200 emplois directs et indirects sur la durée de vie d'un projet de 75 ans par la mise en production d'un total de près de 4 200 puits;
- qu'il n'est pas possible, en fonction des connaissances actuelles, de produire des scénarios plausibles de développement des hydrocarbures pour les autres bassins géologiques québécois. Néanmoins, les EES ont permis d'estimer que, pour chaque puits foré et complété en milieu terrestre au Québec, de 15 à 20 emplois directs et indirects (années/personnes) seraient générés.

5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME

Le projet de loi intégrée sur les hydrocarbures proposé n'établit pas d'exigences différentes selon la nature et la taille du promoteur. Elles sont les mêmes qu'il s'agisse de PME ou de grandes entreprises. Dans le domaine des hydrocarbures, il serait mal avisé de varier les exigences en fonction de la taille de l'entreprise. Afin d'assurer la sécurité du public, la protection de l'environnement et l'application des bonnes pratiques pour l'ensemble des activités d'exploration et de production pétrolière et gazière, le gouvernement doit veiller à ce que toutes les entreprises aient à répondre aux mêmes dispositions législatives et modalités réglementaires de même qu'à appliquer les mêmes normes et bonnes pratiques de l'industrie.

6. COMPÉTITIVITÉ DES EXIGENCES ET IMPACT SUR LE COMMERCE AVEC LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES DU QUÉBEC

Le projet de loi présenté s'inspire de lois mises en place par les gouvernements de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, soit respectivement en 2010 et 2013. Ces provinces sont au stade de l'exploitation intensive des hydrocarbures depuis plusieurs décennies, d'où les apprentissages intéressants dont peut s'inspirer le Québec sur plusieurs aspects : normes techniques applicables, processus d'offres publics, principes de précaution aux risques pour la santé et la qualité de la vie, mesures de prévention, partage des bénéfices, etc.

Par ailleurs, le projet de loi n'a aucun impact négatif sur le commerce avec les partenaires économiques du Québec. L'adoption d'un encadrement législatif propre aux hydrocarbures, inspiré des expériences observées dans d'autres administrations, favorisera un environnement d'affaires stable, prévisible et transparent, et ce, au profit des sociétés étrangères qui souhaiteraient investir au Québec dans la filière des hydrocarbures.

7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Le MERN entend proposer de la documentation explicative telle que des guides d'application et des lignes directrices et avoir recours à des personnes-ressources qualifiées pour accompagner l'industrie, si nécessaire, lors des étapes de mise en œuvre du projet de loi.

8. CONCLUSION

Le projet de loi proposé permettra d'atteindre l'objectif du gouvernement de se doter d'un nouvel encadrement en matière d'hydrocarbures, conçu en fonction des bonnes pratiques, et ce, tout en permettant d'assurer un encadrement stable, prévisible, transparent et concurrentiel. Cette nouvelle loi viendra remplacer les dispositions relatives aux hydrocarbures prévues dans la LMQ.

Cet encadrement légal constitue un préalable pour poursuivre les activités de mise en valeur des hydrocarbures, l'acquisition de connaissances scientifiques et, éventuellement, faciliter le développement de projets de production.

9. PERSONNES-RESSOURCES

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

ANNEXE 1

Analyse des coûts supplémentaires pour l'entreprise liés aux formalités administratives introduites par le projet de loi sur les hydrocarbures

<u>Nom de la formalité</u>	<u>Description</u>	<u>Estimation du temps requis en heure (A)</u>	<u>Taux horaire en \$ (B)</u>	<u>Autres coûts en \$ (secrétariat, envoi postal, matériel, déplacements) (C)</u>	<u>Fréquence annuelle (D)</u>	<u>Coût total par formalité émise (E=A*B+C)</u>	<u>Coût total (F=E*D)</u>	<u>Coût total an 1</u>	<u>Coût total par année subséquente</u>
Analyse des coûts pour une licence d'exploration d'hydrocarbures									
Formation d'un comité de suivi communauté									
- Création du comité	Création du comité (an 1 seulement)	70	59	0	1	4 130 \$	4 130 \$		
- Nombre de rencontres à déterminer par règlement	Organisation de quatre rencontres par année, incluant production de comptes-rendus et paiement des frais de déplacement (4 participants)	35	59	600	4	2 665 \$	10 660 \$	16 855 \$	12 725 \$
- Production d'un rapport annuel	Analyse, rédaction, intégration de commentaires, révision	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
Avis au propriétaire ou au locataire ainsi qu'à la municipalité locale de l'obtention de sa licence									
- Le demandeur d'une licence d'exploration avise le propriétaire ou le locataire ainsi que la municipalité locale de l'obtention de sa licence dans les 30 jours	Rédaction d'une lettre et appels ou rencontres au besoin	1	59	0	1	59 \$	59 \$	59 \$	0 \$
Éléments de l'arrêté ministériel de 2014 qui seront inclus dans la future réglementation									
- un plan d'atténuation démontrant que les travaux qu'il prévoit réaliser tiennent compte de l'harmonisation des usages du territoire et minimisent les perturbations pour les communautés locales et l'environnement;	Conception (an 1 seulement)	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- un plan de protection des forêts contre le feu	Conception (an 1 seulement)	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- un calendrier de la circulation routière engendrée par les travaux	Conception (an 1 seulement)	21	59	0	1	1 239 \$	1 239 \$	11 499 \$	6 130 \$
- Mise en application des 3 éléments précédents	Des efforts continu devront être effectués pour mettre en application le plan d'atténuation, le plan de protection des forêts et le calendrier de circulation	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- Rapport d'inspection annuel certifié par un ingénieur durant cinq ans	Pour 10 puits	35	59	2000	1	4 065 \$	4 065 \$		
- Preuve d'assurance responsabilité	Assurance responsabilité	négligeable				0 \$	0 \$		
Abandon d'une licence d'exploration									
- Rapport final des travaux de fermeture		140	59	0	1	8 260 \$	8 260 \$	8 260 \$	0 \$

ANNEXE 1

Analyse des coûts supplémentaires pour l'entreprise liés aux formalités administratives introduites par le projet de loi sur les hydrocarbures

Nom de la formalité	Description	Estimation du temps requis en heure (A)	Taux horaire en \$ (B)	Autres coûts en \$ (secrétariat, envoi postal, matériel, déplacements) (C)	Fréquence annuelle (D)	Coût total par formalité émise (E=A*B+C)	Coût total (F=E*D)	Coût total an 1	Coût total par année subséquente
Analyse des coûts pour une licence de production d'hydrocarbures									
Formation d'un comité de suivi communauté - Création du comité	Création du comité (an 1 seulement)	70	59	0	1	4 130 \$	4 130 \$	16 855 \$	12 725 \$
- Nombre de rencontres à déterminer par règlement	Organisation de quatre rencontres par année, incluant production de comptes-rendus et paiement des frais de déplacement (4 participants)	35	59	600	4	2 665 \$	10 660 \$		
- Production d'un rapport annuel	Analyse, rédaction, intégration de commentaires, révision	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
Éléments de l'arrêté ministériel de 2014 qui seront inclus dans la future réglementation								11 499 \$	6 130 \$
- un plan d'atténuation démontrant que les travaux qu'il prévoit réaliser tiennent compte de l'harmonisation des usages du territoire et minimisent les perturbations pour les communautés locales et l'environnement;	Conception (an 1 seulement)	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- un plan de protection des forêts contre le feu	Conception (an 1 seulement)	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- un calendrier de la circulation routière engendrée par les travaux	Conception (an 1 seulement)	21	59	0	1	1 239 \$	1 239 \$		
- Mise en application des 3 éléments précédents	Des efforts continu devront être effectués pour mettre en application le plan d'atténuation, le plan de protection des forêts et le calendrier de circulation	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- Rapport d'inspection annuel certifié par un ingénieur durant cinq ans	Pour 10 puits	35	59	2000	1	4 065 \$	4 065 \$		
- Preuve d'assurance responsabilité	Assurance responsabilité	négligeable				0 \$	0 \$		
Autorisation de raccordement								6 195 \$	0 \$
- Demande d'autorisation et de renouvellement pour raccordement	Conception (an 1 seulement)	35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- Démonstration de la restauration du terrain	Conception (an 1 seulement)	70	59	0	1	4 130 \$	4 130 \$		
Fermeture temporaire ou définitive de puits								8 254 \$	4 065 \$
- Rapport final des travaux de fermeture (PLH)		35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		
- Rapport d'inspection annuel certifié par un ingénieur durant cinq ans	Récurrent sur 5 ans	35	59	2000	1	4 065 \$	4 065 \$		
- Avis écrit du début des travaux (AM2016)		1	59	0	1	59 \$	59 \$		
- Copie des rapports journaliers transmis au 48 heures		0	59	0	1	0 \$	0 \$		
- Rapport final détaillé certifié par un ingénieur		35	59	0	1	2 065 \$	2 065 \$		

D- Loi modifiant la Loi sur les produits pétroliers (chapitre P-30.01) afin de prévoir fixer par règlement des cibles d'intégration de carburant renouvelable à l'essence et au carburant diesel.

SOMMAIRE

La PEQ 2030 vise à faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable ainsi qu'à bâtir une nouvelle économie à faible empreinte carbone en plaçant le consommateur au centre des initiatives pour faire de cette vision une réalité. Une des cinq cibles prioritaires identifiées propose notamment d'accroître la production totale d'énergies renouvelables de 25 %, dont une augmentation de 50 % de la production de bioénergie. De plus, la quantité de produits pétroliers consommés au Québec devrait être réduite de 40 % sur cet horizon. Ces objectifs sont associés aux cibles québécoises de réduction des GES, puisque le secteur des transports était à lui seul responsable de 43 % des émissions de GES au Québec en 2013.

Afin d'accroître l'apport d'énergies renouvelables à son bilan énergétique, de mettre l'ensemble de ses ressources en valeur et de poursuivre le développement d'une économie moins dépendante des énergies fossiles, la PEQ 2030 propose de modifier la Loi sur les produits pétroliers afin que, dès 2016, le gouvernement puisse adopter, par voie de règlement, des cibles d'intégration de carburants renouvelables dans l'essence et le carburant diesel. Un tel règlement ne sera adopté par le gouvernement qu'à la suite d'une recommandation conjointe du MERN et du MDDELCC.

En dépit des exigences fédérales envers les entreprises qui fixent le minimum de carburants renouvelables à 5 % dans l'essence et à 2 % dans le carburant diesel sur le territoire canadien, le Québec choisit, à l'instar d'autres provinces canadiennes, d'appliquer sa propre réglementation lui permettant d'atteindre ses objectifs en matière de réduction de GES et de développement économique.

À titre illustratif, selon une évaluation préliminaire du MERN, le coût de conformité associé à l'atteinte des cibles d'intégration de carburant renouvelable, essentiellement en matière d'infrastructures pour les raffineurs et les importateurs de produits pétroliers assujettis, est évalué à environ 22 millions de dollars, et ce, pour l'ensemble des distributeurs de carburants exploitant les neuf terminaux principaux.

De plus, en supposant le *statu quo* à court et moyen terme dans la réglementation des autres provinces quant aux teneurs à respecter, le Québec, en augmentant progressivement ses cibles d'intégration de carburants renouvelables, pourrait avoir la teneur en carburant renouvelable la plus élevée au Canada. Le prix des carburants renouvelables étant typiquement plus élevé que celui des carburants traditionnels, la fixation de teneurs plus élevées entraînera également à court et moyen terme une hausse du prix moyen des carburants québécois pour les entreprises utilisant des carburants (par exemple, l'industrie du transport et du camionnage), nuisant ainsi à sa compétitivité par rapport aux autres provinces canadiennes. Comme conséquence, en suivant un éventuel passage de 2 % à 4 % des teneurs en contenu renouvelable dans les mélanges de carburants diesel, un manque à gagner potentiel de 37,6 millions de dollars pourrait être généré globalement pour l'ensemble de l'industrie du camionnage et du transport.

Les cibles d'intégration québécoises demeureraient cependant inférieures à celles du Renewable Fuel Standard des États-Unis.

En adoptant ces cibles d'intégration, le gouvernement souhaite favoriser la création d'un marché local qui pourrait engendrer des investissements dans l'industrie des carburants renouvelables au Québec.

1. DÉFINITION DU PROBLÈME

La nouvelle politique énergétique vise à faire du Québec, à l'horizon 2030, un chef de file nord-américain dans les domaines de l'efficacité énergétique et de l'énergie renouvelable, et à bâtir une nouvelle économie à faible empreinte carbone en plaçant le consommateur au centre des initiatives pour faire de cette vision une réalité.

L'objectif de la PEQ 2030 est de réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés au Québec et d'augmenter de 25 % la production d'énergie renouvelable, notamment par une hausse de 50 % de la production de bioénergie (gaz naturel renouvelable, carburants renouvelables, granules énergétiques, etc.).

En vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (L.R.C. [1999], ch. 33), le gouvernement fédéral adoptait, en août 2010, le Règlement sur les carburants renouvelables (DORS/2010-189) qui stipule qu'à compter du 15 décembre 2010 l'essence produite ou importée par les producteurs et les importateurs de carburants doit avoir une teneur moyenne de 5 % de carburant renouvelable. Une teneur moyenne de 2 % est aussi applicable pour le carburant diesel depuis le 20 juillet 2011 au Canada et depuis le 1^{er} janvier 2013 au Québec²².

Au cours des dernières années, la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario ont adopté leurs propres exigences réglementaires sur les teneurs en carburants renouvelables (éthanol et carburant diesel renouvelable) dans les carburants fossiles. Ces exigences provinciales équivalent actuellement à celles du gouvernement fédéral ou les dépassent.

Puisque les entreprises respectent prioritairement l'exigence de ces provinces et l'exigence canadienne (qui est une valeur moyenne pour l'ensemble des provinces), il n'est pas garanti qu'au Québec la proportion de carburants renouvelables atteigne 5 % dans l'essence et 2 % dans le carburant diesel. Sans précision supplémentaire, il sera difficile, voire impossible pour le Québec d'exiger de l'ensemble des acteurs de l'industrie des produits pétroliers et des carburants d'atteindre ces nouvelles cibles d'intégration en matière de carburants renouvelables.

2. MODIFICATION RÉGLEMENTAIRE PROPOSÉE

Le Québec tient à s'assurer que les volumes de carburants renouvelables exigés par la réglementation fédérale sont entièrement mélangés à l'intérieur de ses frontières. Il entend même aller au-delà de l'exigence fédérale.

Le gouvernement du Québec entend modifier la Loi sur les produits pétroliers afin de lui permettre de fixer, par règlement, ses propres cibles d'intégration de carburants renouvelables à 5 % dans l'essence et à 2 % dans le carburant diesel²³. Comme prévu dans la PEQ 2030, ces cibles réglementaires seront progressivement haussées en fonction de la capacité de production des carburants renouvelables.

Certains carburants renouvelables sont sujets à la dégradation lors des opérations de transport et de stockage dans des conditions climatiques rigoureuses comme celles qui prévalent dans certaines régions du Québec. C'est pourquoi une disposition particulière devra être prévue pour permettre au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles de moduler les cibles d'intégration en fonction des régions éloignées où l'addition de carburants renouvelables peut s'avérer plus complexe sur le plan technique et logistique.

²² Les fournisseurs de carburant diesel au Québec et dans les provinces maritimes ont vu leurs volumes exemptés jusqu'au 31 décembre 2012. Cette exemption a été accordée à l'industrie pétrolière qui a réclamé du temps pour apporter les changements nécessaires à l'infrastructure en vue de produire, d'importer et de mélanger le biodiesel.

²³ Par carburant renouvelable dans le carburant diesel, on entend sans s'y limiter, par exemple, l'ester méthylique que l'on obtient à partir d'acides gras (biodiesel) ou une chaîne d'hydrocarbures semblable au carburant diesel, obtenue à partir de biomasse. Sans s'y limiter, l'éthanol est le principal carburant renouvelable mélangé à l'essence.

Le projet de loi prévoit également qu'un règlement fixant des cibles d'intégration de carburants renouvelables devra être proposé conjointement par le MERN et le MDDELCC.

3. ANALYSE DES OPTIONS NON RÉGLEMENTAIRES

Le recours à des options non réglementaires impliquerait la mise en place de mesures incitatives, de programmes d'aide financière, de formation, de moyens d'information et de rencontres avec les distributeurs de produits pétroliers, c'est-à-dire des mesures dont les résultats sont incertains, ce qui ne garantirait pas au Québec d'atteindre ses objectifs.

4. ÉVALUATION DES IMPACTS

4.1. Description des secteurs touchés

Les modifications proposées toucheront principalement les distributeurs de carburants, car des investissements seront potentiellement requis par ceux-ci pour se doter des équipements de stockage et de mélange pour introduire les carburants renouvelables. Les entreprises du secteur du transport, notamment du camionnage et utilisant principalement le carburant diesel, pourraient éventuellement être touchés par cette mesure.

Les raffineries de pétrole et les importateurs de produits pétroliers

Deux raffineries de pétrole sont en activité au Québec, soit Valéro (265 000 barils/jour) à Lévis et Suncor (137 000 barils/jour) à Montréal. Globalement, les raffineries québécoises produisent surtout des essences, du carburant diesel et des mazouts lourds et domestiques pour le chauffage. Elles produisent également plusieurs autres sous-produits comme le bitume, le butane et le propane, ainsi que le benzène et le toluène. En plus du Québec, les raffineurs québécois desservent en bonne partie les Maritimes, l'est et le centre de l'Ontario, jusque dans la région de Toronto, et les régions nord des États limitrophes situés au sud du Québec.

Le secteur du raffinage au Québec compte plus de 1 500 emplois directs, dont 900 dans les raffineries. Il génère plusieurs milliards de dollars de livraison. Il contribue donc fortement à l'économie du Québec.

En plus de leur activité de raffinage, Suncor et Valéro importent des produits pétroliers raffinés au Québec, selon les fluctuations des prix et la disponibilité des produits sur le marché mondial.

Les principaux autres importateurs indépendants de produits pétroliers sont Norcan et Shell. Ceux-ci possèdent des terminaux pétroliers dans la région de Montréal.

La compagnie IMTT possède des infrastructures de stockage à Québec. La compagnie Vopak possède des infrastructures de stockage à Montréal et à Québec. Ces infrastructures sont louées par d'autres importateurs indépendants, comme Parkland.

Les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables

Actuellement au Québec, le secteur de production et d'importation de carburants renouvelables demeure en développement. Le Québec compte une seule usine commerciale de production d'éthanol appartenant à Éthanol Greenfield Québec à Varennes, dont la capacité de production est d'environ 275 ML/an.

Pour la production de carburant diesel renouvelable, quatre entreprises se partagent le marché québécois, soit Rothsay Biodiesel, Evoleum, Bio-Liq et Innoltek. Ces entreprises représentent globalement une capacité de production d'environ 75 ML/an. Deux projets d'entreprise sont également en cours de développement, à savoir Bioénergie La Tuque, pour une production éventuelle de 100 à 200 ML/an, ainsi qu'AE Côte-Nord Canada Bioenergy inc. visant à produire 20 ML/an d'huile pyrolytique (substitut du mazout).

Les distributeurs de carburants et les essenceries

D'autres intervenants seront indirectement touchés, soit les acteurs de la chaîne de distribution des produits pétroliers, ceux des terminaux et des dépôts de stockage, les grossistes, les distributeurs secondaires, les détaillants ainsi que les utilisateurs qui importent des produits pour leur propre compte.

C'est aux raffineries et aux importateurs que revient la responsabilité première de s'assurer que leurs produits sont conformes aux cibles en vigueur, en mélangeant les carburants renouvelables à l'un des neuf principaux terminaux de distribution situés au Québec²⁴. Toutefois, l'ensemble des distributeurs secondaires et des exploitants d'essenceries doivent prévenir la détérioration ou l'altération du contenu des produits (lors du transport, du stockage et du remplissage des réservoirs de livraison pour le commerce au détail) qui pourrait être causée, par exemple, par une contamination par l'eau ou par l'ajout de matières étrangères aux produits originaux.

Tableau 1 : Nombre d'établissements et emplois dans le secteur de la distribution des produits pétroliers au Québec en 2013

Secteur	Nombre	Nombre d'emplois (2013)
Terminaux principaux ²⁵	9	2 050
Camion-citerne ²⁶	2 600	2 600
Essenceries ^{27, 28}	2 891	18 207
Total		22 875

Les entreprises de transport et de camionnage et les autres entreprises à fort intrant en carburants

De manière générale, l'ensemble des entreprises utilisant de manière importante, voire principale les carburants comme intrant dans leur fourniture de biens et de services, comme l'industrie du transport par camionnage utilisant largement le carburant diesel, pourraient être touchées par ce projet de modification législative considérant les répercussions des teneurs sur les prix des carburants. En effet, le coût moyen du carburant diesel renouvelable demeure actuellement supérieur au prix moyen du carburant diesel, influençant nécessairement le coût de revient des biens et des services fournis.

Le nombre total de véhicules lourds (camions lourds et tracteurs routiers) en circulation au Québec en 2013 représentait plus de 135 000 véhicules lourds²⁹, pour plus de 40 000 emplois directs et près de 15 000 emplois indirects (activités de soutien au transport routier et intermédiaires en transport de marchandises)³⁰.

²⁴ Valero (Montréal-Est, Lévis), Suncor (Montréal-Est), Shell (Montréal-Est), Norcan, Vopak (Montréal et Québec), IMTT (Québec), Esso (Sept-Îles).

²⁵ Communication avec l'Association canadienne des carburants, le 17 septembre 2015.

²⁶ ÉcoRessources, *Projet d'infrastructure pour l'initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable*, rapport final, 15 mai 2010 [En ligne] [http://www.nrcan.gc.ca/sites/oeo.nrcan.gc.ca/files/pdf/transports/carburantsremplacement/programmes/idndr/pdf/Milestone_4_final-f.pdf] (consulté le 21 novembre 2015).

²⁷ Régie de l'énergie, *Portrait du marché québécois de la vente au détail d'essence et de carburant diesel*, mars 2015 [En ligne] [http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/RecensementEssenceries2013_mars2015.pdf] (Consulté le 27 novembre 2015).

²⁸ Institut de la statistique du Québec, Banque de données statistiques officielles sur le Québec, *Emploi en ressources naturelles, énergie, mines et forêts, Québec et Canada* [En ligne].

²⁹ SAAQ, *Bilan 2013 des taxis, des autobus, des camions lourds et des tracteurs routiers* (décembre 2014).

³⁰ Statistique Canada, *Commerce international des marchandises Canada*, CANSIM tableau 281-0024.

4.2. Coûts pour les entreprises

a) Coûts directs liés à la conformité aux cibles d'intégration

Les raffineries de pétrole et les importateurs de produits pétroliers

Les raffineries de pétrole et les importateurs de produits pétroliers québécois ne seront pas directement touchés par les coûts liés à la conformité aux cibles d'intégration de carburants renouvelables, puisque les mélanges des carburants se font majoritairement par les distributeurs aux terminaux principaux indiqués. Bien que ces terminaux principaux appartiennent également aux principaux raffineurs et importateurs de produits pétroliers, ces coûts liés à la conformité sont déclinés dans la sous-section ci-dessous concernant les distributeurs de carburants et les essenceries.

En outre, à la suite de l'intégration des normes fédérales applicables en matière de cibles d'intégration de carburants renouvelables depuis 2010-2011, les raffineries et les importateurs de produits pétroliers ont déjà adapté leurs installations, puisqu'ils traitent régulièrement avec les autres provinces, de même qu'avec plusieurs États américains où existent différentes exigences.

Les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables

Pour les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables, aucun coût supplémentaire lié à la conformité n'est généré par l'augmentation des cibles d'intégration de carburants renouvelables, puisque ceux-ci en fournissent l'intrant secondaire dans les mélanges de carburants et les carburants renouvelables. Au contraire, l'augmentation de ces cibles représentera ultimement de nouvelles parts de marché pour leur secteur.

Les distributeurs de carburants et les essenceries

Pour les distributeurs de carburants, essentiellement les neuf terminaux principaux possédés par les raffineurs et les importateurs de produits pétroliers, l'application progressive des nouvelles cibles d'intégration de carburants renouvelables, par exemple de 5 % à de 10 % dans l'essence et de 2 % à 4 % dans le carburant diesel à l'horizon 2030, pourrait engendrer des coûts de conformité principalement attribuables à l'installation de nouveaux équipements ou infrastructures (réservoirs, tuyauterie, équipement récepteur, chaudières) pour ces quelques entreprises qui effectuent le mélange des carburants. Le biodiesel (ester méthylique) requiert, par exemple, des mélangeurs automatisés et des pompes, le contenu des réservoirs doit être chauffé et l'oxydation, minimisée par l'injection d'azote.

À titre d'exemple, une étude réalisée par l'entreprise ÉcoRessources Consultants³¹ en 2010 pour le compte du gouvernement fédéral estimait qu'il en coûterait de 0,5 à 16 millions de dollars en investissement par site de mélange pour respecter l'exigence fédérale de 2 % de contenu de carburant diesel renouvelable.

Les neuf principaux terminaux du territoire québécois n'auront pas tous besoin d'investissements supplémentaires et ceux-ci varieront d'un terminal à l'autre. En effet, certains se sont déjà adaptés, notamment pour répondre à la réglementation fédérale déjà en place. Par ailleurs, ils n'ont pas tous les mêmes capacités et leur situation géographique varie considérablement. De plus, les coûts sont influencés par le choix des produits utilisés. Ainsi, par sa composition très semblable au carburant diesel, le carburant diesel renouvelable dérivé d'huiles hydrogénées nécessite moins d'investissement et de précautions logistiques. L'investissement requis serait également moindre pour mélanger ce produit aux carburants fossiles, mais son coût d'achat est cependant plus élevé que celui du biodiesel de type ester méthylique.

³¹ ÉcoRessources, *Projet d'infrastructure pour l'initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable*, rapport final, 15 mai 2010 [En ligne]
[http://www.nrcan.gc.ca/sites/oeo.nrcan.gc.ca/files/pdf/transports/carburantsremplacement/programmes/idndr/pdf/Milestone_4_final-f.pdf] (Consulté le 21 novembre 2015).

Le MERN, après l'analyse des installations des entreprises de distribution en activité actuellement au Québec (soit les terminaux principaux) et de leur état d'avancement dans l'acquisition des installations nécessaires aux mélanges des différents carburants et carburants renouvelables, évalue que les coûts globaux associés à la conformité aux cibles d'intégration envisagées par cette modification législative correspondraient à environ 22 millions de dollars pour l'ensemble des neuf terminaux principaux du Québec et leurs réseaux de distribution.

Pour les essenceries, certaines d'entre elles devront également modifier leurs filtres à carburant à un coût d'environ 50 \$/unité. En raison de la mise en œuvre au Québec depuis 2013 de la réglementation fédérale sur les carburants renouvelables, la majorité des essenceries s'est cependant déjà adaptée.

Les entreprises de transport et de camionnage et les autres entreprises à fort intrant en carburants

Aucun coût lié à la conformité aux nouvelles cibles d'intégration en carburants renouvelables ne sera généré par ce projet de modification législative, puisque ces cibles sont adaptées aux capacités techniques des moteurs de véhicules et de camions, ainsi qu'aux autres pièces d'équipement associées et actuellement utilisées par les entreprises de transport et de camionnage et les autres entreprises à fort intrant en carburants.

b) Coûts liés aux formalités administratives

En raison de la déclaration des données d'entreprises produite dans le cadre du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES ainsi que des déclarations produites afin de répondre aux exigences du Règlement sur les carburants renouvelables d'Environnement Canada, le MERN n'aurait pas à exiger de nouvelles formalités administratives pour obtenir la cible d'intégration en carburants renouvelables. Une simple modification des formulaires actuellement utilisés pourrait suffire.

c) Manque à gagner

Les raffineries de pétrole et les importateurs de produits pétroliers

Concernant les raffineries de pétrole, l'addition de carburants renouvelables viendra remplacer une partie des hydrocarbures raffinés (principalement de l'essence et du carburant diesel). Ces volumes d'essence et de carburant diesel remplacés devront être écoulés par les raffineries de pétrole sur les marchés extérieurs. Il est permis de croire que cette quantité pourra être écoulée sur ces marchés sans occasionner de manque à gagner, le Québec étant considéré comme un marché ouvert. Cependant, les raffineurs et les importateurs auront une moins grande flexibilité pour optimiser les mélanges de carburants renouvelables selon leur différence de coût et ainsi maximiser leurs revenus.

Les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables

Pour les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables, aucun coût supplémentaire lié aux manques à gagner ne sera généré par l'augmentation des cibles d'intégration de carburants renouvelables, puisque ceux-ci en fournissent l'intrant secondaire dans les mélanges de carburants et carburants renouvelables. Au contraire, l'augmentation de ces cibles représentera ultimement de nouvelles parts de marché pour leur secteur.

Les distributeurs de carburants et les essenceries

Pour les distributeurs de carburants au détail, aucun manque à gagner n'est prévu, puisqu'ils acquièrent leurs produits au prix fixé à la rampe de chargement. Ce prix comprend déjà les coûts de production ou d'acquisition des carburants distribués.

Par ailleurs, l'impact de l'addition d'éthanol dans les mélanges peut être négatif ou positif pour les mélangeurs, selon la différence de prix entre le carburant renouvelable et l'essence classique. L'éthanol est actuellement plus dispendieux que l'essence, alors que la situation inverse était observable il y a deux ans avant la chute des cours du pétrole. Un scénario semblable pourrait être observable pour le carburant diesel et ses carburants renouvelables de remplacement qui sont historiquement plus coûteux que le carburant fossile.

Les entreprises de transport et de camionnage et les autres entreprises à fort intrant en carburants

Les entreprises du secteur du transport, notamment par camionnage, utilisent principalement du carburant diesel comme intrant pour la fourniture de leurs biens et de leurs services. En 2013, la consommation globale de carburant diesel par le secteur des transports au Québec représentait environ 4,7 milliards de litres³², dont un pourcentage de 2 % de contenu renouvelable introduit par la norme fédérale en vigueur. Ce pourcentage de 2 % de carburant diesel renouvelable représente donc une consommation globale de 94 millions de litres par année pour ce secteur. À titre illustratif et en se basant sur un scénario maximal et en appliquant un surcoût moyen de 0,40 \$/L pour du biodiesel³³ par rapport au carburant diesel, ce pourcentage correspondrait donc à un montant global de 37,6 millions de dollars, soit des coûts supplémentaires d'environ 1,25 % par rapport à la consommation globale actuelle. L'application progressive des nouvelles cibles d'intégration de carburants renouvelables, par exemple de 2 % à 4 %, dans le carburant diesel à l'horizon 2030 correspondrait donc à un éventuel manque à gagner annuel de cet ordre pour l'ensemble des entreprises du secteur des transports, utilisant principalement le carburant diesel.

d) Synthèse des coûts pour les entreprises

Tableau 2 : Synthèse des coûts pour les entreprises

Finalement, les coûts engendrés par le projet de modification législative représenteraient essentiellement un montant global de 22 millions de dollars en travaux de conformité pour l'ensemble des distributeurs de carburant (terminaux principaux) lors de la période d'implantation et, pour l'ensemble des entreprises du secteur du transport (principalement le camionnage et utilisant principalement le diesel) dans l'éventualité d'une augmentation des cibles d'intégration de carburant diesel renouvelable de 2 % à 4 % dans le carburant diesel à l'horizon 2030, un manque à gagner potentiel, selon un scénario maximal, de 37,6 millions de dollars par année, considérant un prix moyen supérieur de 0,40 \$/L pour le biodiesel, par rapport au carburant diesel.

³² Source : MERN.

³³ Source : Selon les données obtenues par le MERN lors de communications avec des membres de l'industrie, le surcoût du biodiesel par rapport au carburant diesel était de 0,20 à 0,45 \$/L en mai 2016. L'hypothèse de 0,40 \$/L a été retenue.

Synthèse des coûts pour les entreprises	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents annuels)
Coûts directs liés à la conformité aux cibles d'intégration pour l'ensemble des :		
○ Raffineries et importateurs	0 \$	0 \$
○ Producteurs et importateurs de carburants renouvelables	0 \$	0 \$
○ Distributeurs de carburants et essenceries	22 M\$	0 \$
○ Entreprises de transport et de camionnage	0 \$	0 \$
Coûts liés aux formalités administratives pour l'ensemble des :		
○ Raffineries et importateurs	Aucun	
○ Producteurs et importateurs de carburants renouvelables		
○ Distributeurs de carburants et essenceries		
○ Entreprises de transport et de camionnage		
Coûts liés aux manques à gagner, à la suite d'une augmentation des cibles d'intégration de contenu renouvelable de 2 % à 4 % dans le carburant diesel :		
○ Raffineries et importateurs	0 \$	0 \$
○ Producteurs et importateurs de carburants renouvelables	0 \$	0 \$
○ Distributeurs de carburants et essenceries	0 \$	0 \$
○ Entreprises de transport et de camionnage	37,6 M\$	37,6 M\$

4.3. Avantages du projet

Par l'adoption d'une réglementation sur l'utilisation de carburants renouvelables sur son territoire, le Québec s'assure de régulariser lui-même cette consommation et, par le fait même, de contrôler les avantages et les inconvénients qui y sont associés, notamment la réduction des émissions de GES.

Le développement industriel des carburants renouvelables demeure incertain, puisqu'à l'heure actuelle les deux tiers de la consommation québécoise de carburants renouvelables sont importés, et une expansion de la capacité de production est basée sur de nouvelles technologies dont les échéanciers d'implantation sont difficiles à préciser. Pour cette raison, il serait judicieux de hausser les cibles d'intégration en fonction de la capacité de production de carburants renouvelables des entreprises québécoises afin de maximiser les impacts économiques, dont les retombées à l'échelle régionale et locale.

Cette mesure s'inscrit dans la volonté gouvernementale de créer un marché local important et ainsi générer des investissements substantiels en ce qui a trait à la production de carburants renouvelables.

4.4. Impact sur l'emploi

À court terme, le MERN ne prévoit pas d'impact sur l'emploi. À moyen terme toutefois, moyennant un soutien approprié, une telle mesure pourrait avoir un impact sur la création d'emplois par la réalisation de nouveaux projets de bioraffineries au Québec. La récolte de biomasse pourrait aussi créer ou consolider des emplois en région et dans les grands centres, non seulement dans les secteurs forestier et agricole, mais aussi dans celui de la gestion des matières résiduelles.

5. ADAPTATION DES CIBLES D'INTÉGRATION AUX PME

Puisque la mise en œuvre des cibles d'intégration en matière de carburants renouvelables doit être faite uniformément chez les distributeurs de carburants, à savoir les neuf terminaux principaux, il est impossible d'adapter ces cibles d'intégration et leur état d'achèvement en fonction de la taille des entreprises concernées. De surcroît, le secteur de la distribution de carburant qui sera ultimement responsable de procéder aux mélanges des carburants est presque entièrement composé de grandes entreprises.

6. COMPÉTITIVITÉ ET IMPACT SUR LE COMMERCE AVEC LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES DU QUÉBEC

Toutes les provinces situées à l'ouest du Québec ont réglementé l'utilisation des carburants renouvelables sur leur territoire. Par exemple, l'Ontario a adopté des exigences réglementaires sur l'utilisation d'éthanol à hauteur de 5 % dans l'essence en 2007 et sur l'utilisation de carburant diesel renouvelable dans le carburant diesel à hauteur de 2 % en 2014. Cette dernière exigence sera haussée à 3 % en 2016 et à 4 % en 2017.

Aux États-Unis, pour satisfaire à la réglementation fédérale américaine (Renewable Fuel Standard), l'essence contient déjà plus de 9 % d'éthanol et au moins 1,4 % de carburant diesel renouvelable. Cela touche évidemment les États limitrophes du Québec.

Une nouvelle cible qui établirait à 5 % la proportion de carburant renouvelable dans l'essence en 2016 harmoniserait la réglementation du Québec avec celle de l'Ontario, alors qu'elle demeurerait inférieure à l'exigence fédérale américaine actuelle (environ 10 %). Concernant le carburant renouvelable dans le carburant diesel, une cible à 2 % au Québec dépasserait l'exigence actuellement en vigueur aux États-Unis, mais serait inférieure à celle qui est en vigueur en Ontario depuis le 1^{er} janvier 2016 (3 %).

Pour le carburant diesel renouvelable à 4 %, le Québec suivrait l'exigence de l'Ontario et de la Colombie-Britannique.

En 2022, le Renewable Fuel Standard exigera de mélanger 36 milliards de gallons de carburants renouvelables (soit environ 136 milliards de litres) à l'essence et au carburant diesel. La teneur globale des carburants renouvelables pourrait ainsi atteindre plus de 18 % aux États-Unis.

Les Provinces atlantiques n'ont pas de réglementation sauf les exigences fédérales. La réglementation québécoise pourrait faire en sorte qu'une part des carburants renouvelables, actuellement mélangés en vertu des exigences fédérales par les producteurs et les importateurs d'autres provinces, le soit au Québec. Ceci pourrait avoir un effet défavorable sur le prix du gros au Québec comparativement à celui des Provinces atlantiques, le prix des carburants renouvelables étant habituellement plus élevé que celui des carburants fossiles.

Ainsi, en cas de *statu quo* dans la réglementation des autres provinces, le prix des carburants québécois pourrait perdre de la compétitivité. Les cibles d'intégration québécoises demeureraient inférieures à celles du Renewable Fuel Standard des États-Unis.

7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Le MERN entend proposer de la documentation explicative telle que des guides d'application et des lignes directrices et avoir recours à des personnes-ressources qualifiées pour accompagner l'industrie, si nécessaire, lors des étapes de mise en œuvre du projet de loi.

8. CONCLUSION

Ainsi que le présente la PEQ 2030, la modification de la Loi sur les produits pétroliers permettrait au gouvernement du Québec d'adopter, par règlement, ses propres cibles d'intégration de carburants renouvelables à hauteur de 5 % dans l'essence et de 2 % dans le carburant diesel. Dans un deuxième temps, ces cibles d'intégration pourraient être haussées progressivement en fonction de la capacité québécoise de production de carburants renouvelables.

L'adoption d'un tel règlement se fera, par le gouvernement, à la suite d'une recommandation conjointe du MERN et du MDDELCC.

Le Québec tient à s'assurer que les volumes de carburants renouvelables exigés par la réglementation fédérale et destinés au marché québécois sont entièrement mélangés à l'intérieur de ses frontières. Il entend même aller au-delà de l'exigence fédérale, ce qui va dans le sens d'un des objectifs de la PEQ 2030.

Il répondrait ainsi au problème que pose l'application du Règlement sur les carburants renouvelables d'Environnement Canada qui ne permet pas de garantir que la proportion de carburants renouvelables atteigne réellement 5 % dans l'essence et 2 % dans le carburant diesel au Québec.

Puisque les entreprises respectent prioritairement l'exigence des provinces à l'ouest du Québec et l'exigence canadienne (qui est une valeur moyenne pour l'ensemble des provinces), il n'est pas garanti qu'au Québec la proportion de carburants renouvelables atteigne 5 % dans l'essence et 2 % dans le carburant diesel. Sans précision supplémentaire, il sera difficile, voire impossible pour le Québec d'exiger de l'ensemble des acteurs de l'industrie des produits pétroliers et des carburants d'atteindre ces nouvelles cibles d'intégration en matière de carburants renouvelables.

Finalement, il est estimé que les coûts engendrés par le projet de modification législative représenteraient essentiellement un montant global de 22 millions de dollars en travaux attribuables à la conformité réglementaire pour l'ensemble des distributeurs de carburant (terminaux principaux) lors de la période d'implantation. Pour l'ensemble des entreprises du secteur du transport (principalement le camionnage et utilisant principalement le diesel) dans l'éventualité d'une augmentation des cibles d'intégration de biodiesel de 2 % à 4 % dans le

carburant diesel à l'horizon 2030, il faut entrevoir un manque à gagner potentiel de 37,6 millions de dollars par année, considérant un prix moyen supérieur de 0,40 \$/L pour le biodiesel, par rapport au carburant diesel.

PERSONNES-RESSOURCES

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