

# ANALYSE D'IMPACT RÉGLEMENTAIRE

## **Politique énergétique 2030**

Ministère de l'Énergie et  
des Ressources naturelles

**Avril 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 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 de conduire à 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 organismes concernés.

## **SOMMAIRE**

Le projet de Politique énergétique 2030 fait état de différentes mesures pour lesquelles le gouvernement s'engage formellement à présenter des projets ou des modifications à des lois ou à des règlements :

- A- Projet de règlement visant à intégrer le Code national de l'énergie pour les bâtiments (CNEB) au Code de construction du Québec en y apportant des modifications pour l'adapter à la cible d'amélioration de la performance du Québec
- B- Règlement visant à déterminer les exigences sur le contenu minimal de carburants renouvelables dans l'essence et le carburant diesel
- C- Modification à la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de permettre aux distributeurs de gaz d'acquiescer une capacité excédentaire de transport équivalant à 10 % des besoins de leur clientèle
- D- Adoption d'une loi « zéro charbon »

## **A- Projet de règlement visant à intégrer le Code national de l'énergie pour les bâtiments (CNEB) au Code de construction du Québec en y apportant des modifications pour l'adapter à la cible d'amélioration de la performance du Québec**

### **SOMMAIRE**

Le projet de révision de la réglementation sur l'efficacité énergétique des bâtiments commerciaux et institutionnels et des grands bâtiments d'habitation est l'une des priorités (priorité 19) inscrites dans le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (PACC 2013-2020). Il s'agit également d'une des mesures de la Stratégie énergétique 2006-2015.

La Régie du bâtiment du Québec (RBQ) et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) travaillent étroitement à élaborer un projet de règlement visant à intégrer le Code national de l'énergie pour les bâtiments (CNEB) au Code de construction du Québec en y apportant des modifications pour l'adapter à la cible d'amélioration de la performance énergétique du Québec ainsi qu'au contexte énergétique et réglementaire québécois. Cette cible vise à atteindre une amélioration de 20 à 25 % par rapport à la réglementation actuelle qui date de 1983.

Selon les analyses de consommation d'énergie réalisées par le MERN, les bâtiments commerciaux et institutionnels et les grands bâtiments d'habitation consommaient, en 2011, environ 16 % de l'énergie du Québec, émettant par le fait même près de 6 % des gaz à effet de serre (GES) produits annuellement. Étant donné que les bâtiments construits aujourd'hui dureront plusieurs décennies et que le gouvernement du Québec s'est donné pour objectif d'améliorer l'efficacité énergétique et de lutter contre les changements climatiques, la diminution à long terme de la consommation d'énergie dans ce secteur est considérée comme primordiale.

L'introduction de modifications dans le Code national de l'énergie pour les bâtiments en vue d'atteindre la cible gouvernementale pourrait avoir un impact sur le coût de construction des projets, lequel serait toutefois atténué par les économies d'énergie produites ultérieurement. L'augmentation des coûts de construction, évaluée à environ 107 M\$ annuellement, équivaut à 1 % des investissements actuels dans ce secteur de la construction. Toutefois, les économies d'énergie engendrées par les modifications permettraient aux propriétaires des bâtiments d'économiser environ 18,3 M\$ par année et de récupérer ainsi leur investissement.

Par ailleurs, notons que le Québec a appuyé la mise à jour du Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments de 1997 (qui a mené au développement du CNEB), édité par le Conseil national de recherches du Canada en 2011. Depuis, plusieurs provinces, dont l'Ontario, la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse, l'ont adopté en tout ou en partie afin de mettre leur réglementation sur l'efficacité énergétique à jour. Aux États-Unis, la grande majorité des États ont adopté une réglementation sur l'efficacité énergétique. De son côté, le Québec a rehaussé les normes en matière d'efficacité énergétique pour les petits bâtiments d'habitation, rendant du même coup obligatoire une norme unique pour l'ensemble du Québec. Pour les autres bâtiments, le Québec accuse cependant un certain retard par rapport à

ses principaux partenaires économiques.

Finalement, on estime que, grâce aux économies d'énergie potentielles et à l'investissement supplémentaire dans l'industrie de la construction, le projet aura un impact positif sur l'économie du Québec, tant en ce qui concerne le produit intérieur brut (PIB) que l'emploi.

## **1. DÉFINITION DU PROBLÈME**

En 2011, les bâtiments commerciaux et institutionnels et les grands bâtiments d'habitation consommaient environ 16 % de l'énergie du Québec, émettant du même coup près de 6 % des gaz à effet de serre (GES) produits chaque année. Étant donné que les bâtiments construits aujourd'hui dureront plusieurs décennies et que le gouvernement du Québec s'est donné pour objectif d'améliorer l'efficacité énergétique et de lutter contre les changements climatiques, la diminution à long terme de la consommation d'énergie dans ce secteur est considérée comme primordiale.

Bien que des mesures incitatives telles que des programmes d'aide financière et des certifications privées à caractère environnemental contribuent à transformer le marché et à améliorer la performance énergétique des nouveaux bâtiments, bon nombre d'entre eux ne sont guère plus performants que ceux qui ont été construits conformément à la réglementation actuelle sur l'efficacité énergétique qui date de plus de 30 ans. Et ce, en dépit du fait que les matériaux de construction, les équipements et les méthodes ont évolué et permettent aujourd'hui de construire des bâtiments très performants.

Cette faible performance énergétique tient à la dynamique du marché, principalement basée sur le coût initial de construction, lequel ne tient pratiquement pas compte des frais d'exploitation du bâtiment. Cette absence de reconnaissance de l'efficacité énergétique dans la plus-value à court et à moyen terme des projets de construction a non seulement pour effet de réduire la performance économique globale de ceux-ci pour l'ensemble des intervenants, mais entraîne également une consommation excessive d'énergie et une plus grande quantité d'émissions de gaz à effet de serre.

Cette défaillance du marché nuit considérablement à l'atteinte des objectifs économiques et environnementaux du Québec à long terme. Elle peut toutefois être grandement amoindrie en mettant à jour la réglementation sur l'efficacité énergétique. Ce faisant, il devient possible de relever le niveau de performance énergétique minimal à partir duquel l'ensemble du marché de la construction devra travailler.

L'approche réglementaire est largement utilisée en Amérique du Nord. La grande majorité des bâtiments canadiens sont soumis à une réglementation sur l'efficacité énergétique. Au cours des cinq dernières années, l'Ontario, la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont tous mis à jour ou adopté une réglementation sur l'efficacité énergétique, comme c'est le cas dans la majorité des États américains. Le Québec accuse donc du retard par rapport à ses principaux partenaires économiques.

## **2. PROPOSITION DU PROJET**

Le projet de révision de la réglementation sur l'efficacité énergétique des bâtiments est l'une des priorités (priorité 19) inscrites dans le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (PACC 2013-2020). Il s'agit également d'une des mesures de la Stratégie énergétique 2006-2015. La cible d'amélioration de la performance énergétique du Québec vise à atteindre une amélioration 20 à 25 % par rapport à la réglementation actuelle qui date de 1983.

Le MERN a produit une liste de recommandations préliminaires visant à adapter le CNEB en vue de son intégration au Code de construction du Québec avec des modifications pour l'adapter à la fois à la cible d'amélioration de la performance du Québec et au contexte énergétique et

réglementaire québécois. Un projet de règlement pourrait également permettre d'abroger le Règlement sur l'économie de l'énergie dans les nouveaux bâtiments, aujourd'hui désuet.

La RBQ et le MERN ont mené conjointement des consultations sur les modifications à apporter au CNEB pour atteindre la cible gouvernementale auprès d'organismes, d'associations et d'entreprises qui seraient touchés par un éventuel projet réglementaire.

Les améliorations à la performance énergétique des bâtiments toucheraient :

- l'enveloppe du bâtiment;
- l'éclairage;
- le chauffage, la ventilation et le conditionnement d'air;
- le chauffage de l'eau sanitaire;
- les systèmes de distribution de l'électricité.

La recommandation du MERN intègre également une méthode de performance alternative basée sur la modélisation énergétique du bâtiment qui permet d'obtenir la même performance, tout en conservant une liberté de conception.

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

Il existe au Québec plusieurs programmes d'efficacité énergétique destinés à la construction de bâtiments commerciaux et institutionnels et de bâtiments d'habitation de grande hauteur. Certains de ces programmes, administrés tantôt par les distributeurs d'énergie québécois, tantôt par le gouvernement du Québec, incluent des incitatifs financiers pour encourager la construction de bâtiments plus performants. De plus, certaines initiatives privées, tel que le programme de certification LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*), encouragent le marché à s'intéresser davantage aux constructions écoénergétiques. Par ailleurs, mentionnons que les nouveaux bâtiments du gouvernement du Québec sont soumis à des exigences de performance énergétique particulières et que certaines municipalités se sont également dotées d'objectifs ambitieux en ce sens. Ces constructions performantes sont toutefois marginales par rapport à l'ensemble du marché québécois de la construction. On estime en effet que les immeubles certifiés LEED n'occupent pas plus de deux à trois pour cent de la superficie construite au Québec bien qu'il s'agisse de la certification la plus connue en Amérique du Nord.

Malgré les avancées techniques et les nouvelles possibilités qui s'offrent aux concepteurs de bâtiments, la performance moyenne de la nouvelle construction serait d'à peine cinq pour cent supérieure aux exigences réglementaires actuelles.

Il semble donc que les efforts des acteurs de l'industrie qui militent en faveur de constructions plus écoénergétiques et qui offrent des incitatifs financiers sont insuffisants pour induire une évolution rapide et durable de la performance énergétique dans le milieu de la construction. Bien que porteuses et efficaces pour inciter certains constructeurs à tendre vers une haute performance énergétique, les initiatives faites sur une base volontaire ne touchent pas l'ensemble des nouvelles constructions. Par conséquent, ces moyens sont insuffisants pour atteindre des objectifs ambitieux en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique et de lutte contre les changements climatiques.

Le maintien du statu quo aurait pour conséquence de laisser perdurer la construction de bâtiments peu performants. Ces bâtiments, qui ont une durée de vie de plusieurs décennies, entraîneront une consommation d'énergie et une production de gaz à effet de serre additionnelles qu'il sera difficile et coûteux de réduire par la suite. En effet, améliorer la performance d'un bâtiment existant par des rénovations est nettement plus complexe et coûteux que de concevoir et de construire un bâtiment efficace dès le départ.

## **4. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES IMPACTS**

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

La construction d'édifices commerciaux et institutionnels et de grands bâtiments d'habitation est une activité économique importante pour le Québec. En 2014, elle atteignait 9 781,8 M\$, soit 54,4 % de tous les investissements consacrés à la construction de bâtiments, et près de 3 % du PIB de la province. De plus, ce secteur employait environ 256 000 personnes, ce qui représente un peu plus de 6 % de tous les emplois au Québec.

Le projet de révision de la réglementation toucherait distinctement plusieurs secteurs liés au domaine de la construction, les principaux groupes étant les promoteurs immobiliers, l'industrie de la construction et, finalement, certains manufacturiers.

Les promoteurs immobiliers qui sont propriétaires de leurs bâtiments devront assumer une légère augmentation de leurs coûts de construction, un investissement rentable qui leur permettra de réduire les frais d'exploitation reliés à la consommation d'énergie.

Les promoteurs immobiliers qui destinent leurs bâtiments à la location ou à la revente devront assumer une légère augmentation des coûts de construction. Ils pourront toutefois récupérer leur investissement auprès de l'acheteur ou du locataire qui est prêt à déboursier un peu plus pour faire des économies d'énergie.

Les promoteurs immobiliers devront également payer davantage d'intérêts sur le financement de leurs projets. Bien que le secteur de la construction soit étroitement lié à la conjoncture économique et exposé à des variations importantes de coûts, il est possible que la révision de la réglementation provoque initialement un léger ralentissement dans le nombre de projets réalisés.

Les professionnels du milieu de la construction, qu'ils soient architectes, ingénieurs, technologues ou autre, devront adapter leur pratique à ces nouvelles exigences. La majorité devra se familiariser avec celles-ci et certains pourraient même avoir à suivre une formation. Les associations professionnelles devront également être prêtes pour ce changement. On estime à environ 2 500 le nombre d'entreprises, des PME pour la plupart, qui offrent des services liés à la conception de bâtiments.

Les entrepreneurs en construction et les travailleurs devront aussi connaître les nouvelles exigences. Toutefois, la légère augmentation des coûts de construction entraînera également une augmentation de leur revenu et du nombre d'heures travaillées. Notons que les entrepreneurs et les travailleurs du milieu de la construction sont très nombreux au Québec. On estime que 15 300 entreprises, principalement des PME, s'y font concurrence.

Finalement, les manufacturiers québécois et les distributeurs de produits devront également

s'adapter à cette nouvelle réglementation qui ne devrait toutefois pas engendrer d'impact économique négatif. Au contraire, la majorité devrait voir une augmentation de son chiffre d'affaires en raison de l'augmentation de son volume de ventes ou de la vente d'unités généralement plus coûteuses. On estime à 300 le nombre d'entreprises manufacturières qui seraient touchées par le projet de révision de la réglementation au Québec. Ces entreprises fabriquent soit des matériaux isolants, soit des systèmes de ventilation et de climatisation ou du matériel d'éclairage, elles emploient environ 14 170 personnes et leurs ventes avoisinent les 2,3 G\$.

#### **4.2. Coûts pour les entreprises**

Si la recommandation du MERN était totalement intégrée au projet de règlement de la RBQ, la réglementation aurait un impact sur le coût de construction des projets, lequel serait atténué par les économies d'énergie qu'elle favoriserait. À ce stade préliminaire, on estime à 107 M\$ annuellement l'augmentation des coûts de construction, soit une majoration correspondant à environ 1 % de l'ensemble des investissements actuels dans ce secteur de la construction. Toutefois, les économies d'énergie engendrées devraient permettre aux exploitants de bâtiments d'économiser environ 18,3 M\$ par année.

Les entrepreneurs et les travailleurs de la construction pourraient devoir assumer un coût supplémentaire pour la formation si leurs associations respectives n'offrent pas ce service gratuitement à leurs membres. Dans le cas des professionnels, notamment les ingénieurs et les architectes, qui sont déjà tenus de suivre un certain nombre d'heures de formation, les nouvelles exigences ne devraient pas représenter un fardeau financier additionnel.

Aucun impact n'est prévu pour la modernisation des installations des manufacturiers, puisque les nouvelles exigences en matière d'efficacité énergétique peuvent être satisfaites à l'aide de produits qui existent déjà sur le marché.



### **4.3. Avantages du projet**

Si la recommandation du MERN était totalement intégrée au projet de règlement, elle permettrait de faire d'importantes économies d'énergie. En effet, à l'horizon 2030, celles-ci sont estimées à environ 4 000 térajoules, soit la consommation énergétique annuelle d'environ 40 000 nouvelles maisons. La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) qui s'ensuivrait est évaluée à plus de 21 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>, ayant un impact comparable au retrait de quelque 6 200 automobiles des routes du Québec.

Malgré l'augmentation des coûts de construction des bâtiments commerciaux et institutionnels et des grands bâtiments d'habitation, on estime que l'impact économique de la recommandation du MERN serait positif. En effet, l'augmentation des coûts de construction est un investissement qui permet non seulement aux entreprises de faire des économies d'énergie de l'ordre de 18,3 M\$ annuellement, mais qui leur permet d'augmenter leur chiffre d'affaires et a également pour effet de stimuler l'emploi. Vue sous cet angle, la recommandation du MERN pourrait permettre d'ajouter environ 82,5 M\$ au PIB du Québec en moyenne annuellement.

En plus de contribuer à la lutte contre les changements climatiques et à l'atteinte des cibles de réduction de la consommation énergétique, on estime que la recommandation du MERN représenterait annuellement environ 12,2 M\$ de revenus supplémentaires pour l'État, sous forme de taxes de vente (65 %) et d'impôt (35 %).

### **4.4. Impact sur l'emploi**

Si la recommandation du MERN était totalement intégrée au projet de règlement, elle aurait un impact négligeable, mais favorable, sur l'emploi. En effet, les coûts additionnels de construction qui en découleraient créeraient une demande accrue de main-d'œuvre chez les professionnels, les entrepreneurs, les travailleurs de la construction, ainsi que chez les manufacturiers et les distributeurs de produits de construction. Les retombées économiques se traduiraient par la création d'environ 1 085 emplois par année, dont environ 520 emplois directs.

## **5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME**

Si la recommandation du MERN était totalement intégrée au projet de règlement, elle toucherait principalement des PME, puisque ce sont elles qui forment la majorité des entreprises dans le secteur de la construction. La Régie du bâtiment du Québec devrait en tenir compte pour planifier le type de formation et d'information qui devrait être offert aux entreprises.

Comme la recommandation du MERN imposerait un effort accru de validation de la part des concepteurs de bâtiments, des mesures d'accompagnement pourraient être prises pour réduire ce fardeau additionnel.

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

La recommandation du MERN, si celle-ci était totalement intégrée au projet de règlement, serait conforme à une approche réglementaire largement utilisée en Amérique du Nord. En effet, la grande majorité des bâtiments canadiens sont soumis à une réglementation sur l'efficacité énergétique. Au cours des cinq dernières années, l'Ontario, la Colombie-Britannique, l'Alberta, le Manitoba et la Nouvelle-Écosse ont tous mis à jour ou adopté une réglementation sur l'efficacité énergétique, comme c'est le cas dans la majorité des États américains. Le Québec accuse donc du retard en ce qui concerne les grands bâtiments commerciaux et industriels par rapport à ses principaux partenaires économiques.

## **7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT**

Les mesures d'accompagnement du projet de règlement pourraient comprendre des activités de sensibilisation et d'information sur les nouvelles exigences auprès des constructeurs, des concepteurs et des intervenants du milieu de la construction. De plus, des formations et des outils pourraient être élaborés pour faciliter la transition et aider les concepteurs de bâtiment à démontrer rapidement la conformité de leurs projets aux nouvelles exigences.

## **8. CONCLUSION**

Le projet de révision de la réglementation sur l'efficacité énergétique des bâtiments commerciaux et institutionnels et des grands bâtiments d'habitation permettrait de réduire la consommation d'énergie du Québec ainsi que ses émissions de gaz à effet de serre.

L'approche réglementaire retenue est cohérente avec celle du reste de l'Amérique du Nord. De plus, on estime que grâce aux économies d'énergie qu'il pourrait rapporter et à l'investissement supplémentaire qu'il produirait dans l'industrie de la construction le projet aurait un impact positif sur l'économie du Québec.

## **9. PERSONNE-RESSOURCE**

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

## **B- Règlement visant à déterminer les exigences sur le contenu minimal de carburants renouvelables dans l'essence et le carburant diesel**

### **SOMMAIRE**

Le 7 novembre 2014, le gouvernement du Québec entreprenait une démarche pour doter le Québec d'une nouvelle politique énergétique. Du 6 février au 15 juillet 2015, les citoyens et les organismes de partout au Québec de même que des experts québécois, canadiens et étrangers ont pu exprimer leurs opinions et leurs idées, faire valoir leur expertise et formuler des suggestions pour répondre aux principaux enjeux énergétiques auxquels le Québec fait face.

Afin d'accroître son leadership en matière d'énergies renouvelables, de mettre l'ensemble de ses ressources en valeur et de poursuivre le développement d'une économie moins dépendante des énergies fossiles, dès 2016, le gouvernement adoptera, par voie de règlement, des exigences sur le contenu minimal de carburants renouvelables dans les carburants distribués au Québec.

Nonobstant les 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 des gaz à effet de serre (GES) et de développement économique.

Selon une évaluation préliminaire du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), le coût des infrastructures pour que les entreprises assujetties à ces exigences puissent s'y conformer est évalué à environ 22 M\$.

Ainsi, en cas de statu quo dans la réglementation des autres provinces, le prix des carburants québécois pourrait perdre de la compétitivité. Les exigences québécoises demeureraient inférieures à celles du *Renewable Fuel Standard* des États-Unis et n'auraient donc pas d'impact négatif sur la compétitivité des carburants face à ceux des États américains.

En adoptant ces exigences, le gouvernement souhaite favoriser la création d'un important 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 leader 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 Politique énergétique 2030 (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 (biométhane, 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<sup>er</sup> janvier 2013 au Québec<sup>1</sup>.

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 sont actuellement équivalentes ou supérieures à celles du gouvernement fédéral.

Puisque les entreprises respectent prioritairement l'exigence de ces provinces et l'exigence canadienne, il n'est pas garanti qu'au Québec, la proportion de carburants renouvelables atteigne 5 % dans l'essence et 2 % dans le carburant diesel.

Ainsi, le Québec ne bénéficie pas autant que prévu de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports que pourrait amener une utilisation accrue des carburants renouvelables.

---

<sup>1</sup> 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.

## **2. PROPOSITION DU PROJET**

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.

Dès cette année, le gouvernement du Québec entend fixer ses exigences de contenu minimal de carburants renouvelables à 5 % dans l'essence et à 2 % dans le carburant diesel<sup>2</sup>. Ces exigences 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 exigences en fonction des régions éloignées où l'addition de carburants renouvelables peut s'avérer plus complexe sur le plan technique et logistique.

## **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.

## **4. ÉVALUATION DES IMPACTS**

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

Les modifications proposées toucheront principalement les raffineries de pétrole, les importateurs de produits pétroliers, les producteurs et les importateurs de carburants renouvelables, ainsi que les autres intervenants de la chaîne de distribution des produits pétroliers, soit 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 exigences en vigueur, en mélangeant les carburants renouvelables à l'un des 11 principaux terminaux de distribution situés au Québec<sup>3</sup>. 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 due, par

---

<sup>2</sup> Par carburant renouvelable dans le carburant diesel, on entend, par exemple, l'ester méthylique que l'on obtient à partir d'acides gras (biodiesel) ou le carburant diesel renouvelable dérivé d'huiles hydrogénées. L'éthanol est le principal carburant renouvelable mélangé à l'essence.

<sup>3</sup> Valero (Montréal-Est, Lévis et Gaspé), Suncor (Montréal-Est et Rimouski), Shell (Montréal-Est), Norcan, Vopak (Montréal et Québec), IMTT (Québec), Esso (Sept-Îles).

exemple, à une contamination par l'eau ou à 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)
Réseau de distribution <sup>4</sup>	11	2 068
Camionneurs <sup>7</sup>	2 600	2 600
Essenceries <sup>56</sup>	2 891	18 207
<b>Total</b>		<b>22 875</b>

## 4.2 Coûts pour les entreprises

### Coûts directs liés à la conformité aux exigences

L'application des nouvelles exigences de teneur en carburants renouvelables, ayant comme hypothèse l'atteinte de 10 % dans l'essence et de 4 % dans le carburant diesel à l'horizon 2030, pourrait engendrer des coûts, principalement attribuables à l'installation de nouveaux équipements, pour les 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 contrôlée par l'injection d'azote.

Étant donné la situation particulière des principaux terminaux et des dépôts, il s'avère difficile d'estimer avec précision l'ensemble de ces coûts. Par ailleurs, une étude réalisée par l'entreprise ÉcoRessources Consultants<sup>7</sup> en 2010 pour le compte du gouvernement fédéral estimait qu'il en coûterait entre 0,5 et 16 M\$ en investissement par site de mélange pour respecter l'exigence fédérale de 2 % de contenu de carburant diesel renouvelable.

Il est supposé que les 11 principaux terminaux du territoire québécois n'auront pas tous besoin d'investissements supplémentaires. 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, 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. Les évaluations préliminaires du MERN, qui seront précisées lorsque la modification réglementaire sera proposée, établissent les coûts de l'investissement autour de 22 M\$.

<sup>4</sup> Communication avec l'Association canadienne des carburants, le 17 septembre 2015.

<sup>5</sup> 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](http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/RecensementEssenceries2013_mars2015.pdf)], consulté le 27 novembre 2015.

<sup>6</sup> 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].

<sup>7</sup> 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/carburants-remplacement/programmes/idndr/pdf/Milestone\\_4\\_final-f.pdf](http://www.nrcan.gc.ca/sites/oeo.nrcan.gc.ca/files/pdf/transports/carburants-remplacement/programmes/idndr/pdf/Milestone_4_final-f.pdf)], (consulté le 21 novembre 2015).

Par ailleurs, il faudrait prévoir des frais pour le nettoyage plus fréquent des citernes utilisées dans le transport des carburants renouvelables. Il pourrait aussi être nécessaire de chauffer les citernes contenant du biodiesel (type ester méthylique). Certaines essenceries 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 du Règlement sur les carburants renouvelables, plusieurs des acteurs du milieu se sont déjà adaptés, ce qui minimise les coûts supplémentaires.

### **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 teneur en carburants renouvelables. Une simple modification des formulaires actuellement utilisés pourrait suffire.

### **Manque à gagner**

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 substitués devront être écoulés par les raffineries de pétrole sur les marchés extérieurs. Il est permis de croire que cette quantité pourra être écoulee sur d'autres marchés sans occasionner de manque à gagner important, le Québec étant considéré comme un marché ouvert.

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 conventionnelle. 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 est observable du côté du carburant diesel et de ses carburants renouvelables de remplacement qui sont historiquement plus coûteux que le carburant fossile.

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.

## Synthèse des coûts pour les entreprises

**Tableau 2 : Synthèse des coûts pour les entreprises**  
(en millions de dollars)

<b>Synthèse des coûts pour les entreprises</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>
Coûts directs liés à la conformité aux exigences <sup>1</sup>	<b>22</b>	<b>Faibles</b>
Coûts liés aux formalités administratives	<b>Faibles</b>	<b>Faibles</b>
Manques à gagner <sup>23</sup>	<b>Faibles</b>	<b>Faibles</b>

<sup>1</sup> Raffineurs et importateurs

<sup>2</sup> Raffineurs

<sup>3</sup> Excluant l'impact du différentiel de prix entre le carburant renouvelable et le carburant conventionnel.

### 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 qu'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 exigences en fonction de la capacité de production de carburants renouvelables des entreprises québécoises afin de maximiser les impacts économiques, dont les retombées sur le plan local.

Cette mesure s'inscrit dans la volonté gouvernementale de créer un marché local important et ainsi de 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. Moyennant un soutien approprié, une telle mesure pourrait toutefois avoir un impact sur la création d'emplois dans les bioraffineries du Québec : 400 emplois pourraient être créés d'ici 2030. 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 EXIGENCES AUX PME**

Les mesures associées à ces nouvelles exigences seront présentées ultérieurement.

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

Toutes les provinces 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 plus de 1,4 % de carburant diesel renouvelable. Cela touche évidemment les États limitrophes au Québec.

Une nouvelle exigence qui établirait à 5 % la proportion de carburant renouvelable dans l'essence en 2016 harmoniserait l'exigence 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 exigence à 2 % au Québec dépasserait celle actuellement en vigueur aux États-Unis, mais serait inférieure à celle qui est en vigueur en Ontario depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 (3 %).

Nous ne connaissons pas les intentions des partenaires commerciaux du Québec pour l'horizon 2030, mais une hausse progressive permettant de doubler les exigences pourrait signifier que le Québec aurait la teneur en carburant renouvelable la plus élevée au Canada concernant l'essence. Pour le carburant diesel renouvelable, à 4 %, le Québec rejoindrait 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 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 en dehors des 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 de ces 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 exigences québécoises demeureraient inférieures à celles du *Renewable Fuel Standard* des États-Unis et n'auraient donc pas d'impact négatif sur la compétitivité des carburants face à ceux des États américains.

## **7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT**

Les mesures associées à cette nouvelle exigence seront présentées ultérieurement.

## **8. CONCLUSION**

Dans le cadre de la PEQ 2030, le gouvernement du Québec pourrait adopter, dès 2016, des exigences de contenu minimal de carburants renouvelables à hauteur de 5 % dans l'essence et de 2 % dans le carburant diesel. Dans un deuxième temps, ces exigences pourraient être haussées progressivement en fonction de la capacité québécoise de production de carburants renouvelables.

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 5 % dans l'essence et 2 % dans le carburant diesel au Québec. Ce problème fait en sorte que le Québec ne bénéficierait pas autant que prévu de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports que pourrait amener une utilisation accrue des carburants renouvelables.

Selon les évaluations préliminaires du MERN, les coûts pour s'assurer d'atteindre 10 % de carburants renouvelables dans l'essence et 4 % dans le carburant diesel en 2030 sont d'environ 22 M\$.

## **9. PERSONNES-RESSOURCES**

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

## **C- Modification à la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) afin de permettre aux distributeurs de gaz naturel d'acquérir une capacité excédentaire de transport équivalant à 10 % des besoins de leur clientèle**

### **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 leur financement.

À la faveur de la nouvelle politique énergétique, le gouvernement du Québec entend modifier la Loi sur la Régie de l'énergie afin de prévoir une capacité excédentaire de transport de 10 % par rapport à la demande de la clientèle. Ceci permettra d'offrir des capacités de transport aux promoteurs de projets industriels et de grands projets de conversion vers le gaz naturel, et ce, sans qu'ils aient l'obligation de s'engager financièrement auprès des transporteurs.

Cette mesure permettra de réduire les risques associés aux délais pour obtenir des autorisations réglementaires et à la construction des nouvelles infrastructures de transport.

Le coût de la mesure pourrait atteindre 17,3 M\$, ce qui représenterait alors une augmentation de 0,74 % de la base de tarification actuelle.

## **1. DÉFINITION DU PROBLÈME**

Le Québec est situé à l'extrémité du réseau de transport de gaz naturel et se trouve ainsi éloigné des sites de production de l'Ouest canadien et du Nord-Est américain. Son approvisionnement en gaz naturel doit nécessairement transiter, entre autres, par le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et d'Union Gas Limited (Union) qui est présentement utilisé à pleine capacité. Tout ajout notable, par exemple pour répondre à la demande de nouveaux projets industriels, nécessiterait des investissements majeurs pour mettre les infrastructures à niveau.

L'approvisionnement en gaz naturel représente un risque pour la réalisation de projets industriels majeurs ou de conversion d'équipements vers cette forme d'énergie. Ce risque représente des coûts pour sécuriser l'approvisionnement et des délais réglementaires pour construire de nouvelles infrastructures.

Ainsi, pour obtenir de nouvelles capacités, les promoteurs doivent préalablement conclure une entente avec les sociétés de transport et fournir des garanties financières à la hauteur des investissements requis avant la mise en service des infrastructures. De plus, au moment de la mise en service des nouvelles infrastructures, une garantie financière qui couvre la valeur des contrats de transport pour une période pouvant aller jusqu'à un an est également exigée.

Les garanties financières exigées avant la mise en service des infrastructures 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 qui peuvent retarder les livraisons sans que les transporteurs en soient tenus responsables.

Les distributeurs de gaz naturel sont sensibilisés à la problématique. Sauf qu'actuellement, la Loi sur la Régie de l'énergie 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 conservateurs et s'assurent d'ajuster leur offre pour satisfaire à la demande.

## **2. PROPOSITION DE MODIFICATION LÉGISLATIVE**

La Politique énergétique 2030 prévoit une modification de la Loi sur la Régie de l'énergie afin de permettre aux distributeurs d'acquérir une capacité de transport excédentaire au-delà de ce qui est requis pour approvisionner leur clientèle actuelle et d'en intégrer le coût à leur base de tarification.

Dans un premier temps, on suggère de permettre aux distributeurs d'acquérir un bloc de surcapacité de 10 % des besoins de leur clientèle et de leur accorder la flexibilité réglementaire nécessaire pour qu'ils puissent s'ajuster aux besoins particuliers du marché.

### 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.

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 mettrait le gouvernement en compétition avec les distributeurs et les courtiers qui revendent des capacités de transport 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 la région 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 portrait 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. Notons que le total de la base de tarification des deux distributeurs québécois s'élevait à près de 2,4 G\$ en 2014.

**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 %)	<b>181 027</b> <b>(76,3 %)</b>	<b>66 031</b> <b>(10,8 %)</b>
Commercial et institutionnel	44 914 (22,8 %)	184 308 (31 %)	3 080 (7,7 %)	6 743 (35,8 %)	<b>47 994</b> <b>(20,2 %)</b>	<b>191 051</b> <b>(31,1 %)</b>
Industriel	8 133 (4,1 %)	351 861 (59,1 %)	13 ( $\approx 0$ %)	4 859 (25,8 %)	<b>8 146</b> <b>(3,4 %)</b>	<b>356 720</b> <b>(58,1 %)</b>
<b>Total</b>	<b>197 250</b>	<b>594 959</b>	<b>39 917</b>	<b>18 844</b>	<b>237 167</b>	<b>613 803</b>

Sources : Société en commandite Gaz Métro et Gazifère Inc.

Le coût d'acquisition du gaz naturel se divise entre le prix du gaz naturel, le transport, la distribution et le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE<sup>8</sup>). Pour l'année 2015, le coût total d'acquisition s'approchait de 5,75 \$

<sup>8</sup> Par souci de simplification, les éléments tels l'équilibrage et la compression ont été ignorés.

le gigajoule. 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**

	Prix du gaz naturel	Transport	Distribution	SPEDE	Total
Coût par GJ	3,69 \$	0,77 \$	0,47 \$	0,81 \$	<b>5,75 \$</b>

## 4.2 Coûts pour les entreprises

### Coûts de transport d'une surcapacité de 10 %

Selon les tarifs combinés actuels de TCPL et d'Union à partir du carrefour de Dawn en Ontario (0,77 \$/GJ<sup>9</sup>), l'acquisition d'une surcapacité de 10 % (61 380 GJ/j) représenterait un engagement contractuel de 17,3 M\$. Ce coût serait directement intégré à la base de tarification des distributeurs. Toutefois, ces derniers auraient la possibilité de récupérer une partie de cette somme en revendant le surplus de capacité sur le marché secondaire.

Le tableau suivant présente l'impact tarifaire net de la mesure, dans l'hypothèse où les distributeurs réussiraient à revendre une partie ou la totalité de cette capacité de transport sur le marché secondaire. Dans ce cas, l'impact sur les clients serait moindre.

**Tableau 3 : Impact net sur les tarifs selon la surcapacité revenue<sup>1</sup>**

% de la surcapacité revenue	Coût annuel	Revente	Coût net annuel sur la base de tarification	% de la base de tarification (Hausse de tarif)
0 %	17,3 M\$	0 M\$	17,3 M\$	0,74 %
25 %		4,3 M\$	13 M\$	0,56 %
50 %		8,7 M\$	8,7 M\$	0,37 %
75 %		13 M\$	4,3 M\$	0,19 %
100 %		17,3 M\$	0 \$	0 %

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

<sup>9</sup> Droits de service combinés de TransCanada PipeLines Limited et d'Union Gas Limited en vigueur.

## **Garanties financières**

Aux coûts associés à l'acquisition de surcapacité de transport s'ajouteraient ceux des garanties financières. Par exemple, lors de l'appel de soumission pour de nouvelles capacités mises en service en 2016 tenu par TCPL, pour un volume de 85 000 GJ/j, une garantie financière de 392 M\$<sup>10</sup> a été exigée. Plusieurs facteurs (droits exigibles, volumes, coûts en infrastructures, etc.) sont utilisés par TCPL pour calculer ce montant et il varie d'un appel de soumission à l'autre. En conservant le ratio utilisé dans l'appel de proposition, le montant de la garantie financière exigé serait d'environ 275 M\$. L'acquisition d'une telle garantie financière par les distributeurs peut représenter un coût important à la charge de la clientèle (par exemple en frais d'intérêts). De plus, l'acquisition d'une garantie financière associée à un an de droits de transport exigibles est également requise par les transporteurs.

La venue de nouveaux clients permettrait une augmentation des volumes distribués et pourrait diminuer les coûts associés à la mesure.

### **4.3 Avantages du projet**

Cette mesure permettrait aux distributeurs 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 évitant les problèmes de garanties financières.

### **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.

## **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, ils sont plus élevés au Québec qu'ailleurs en Amérique du Nord.

---

<sup>10</sup> Precedent agreement and financial assurance agreement assignment and novation agreement, Gaz Metro limited partnership and TransCanada PipeLines Limited, 2 juillet 2014.

## **7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT**

Les mesures associées à cette nouvelle exigence seront présentées ultérieurement.

## **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.

La mesure proposée pourrait coûter un montant maximal de 17,3 M\$ à l'ensemble de la clientèle québécoise, auquel pourraient s'ajouter les frais associés à l'acquisition des garanties financières, d'une valeur de plusieurs centaines de millions de dollars. Selon les différents scénarios envisagés, la mesure représenterait une augmentation de la base de tarification pouvant aller de 0 à 0,74 %.

## **9. PERSONNE-RESSOURCE**

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



## **D- Adoption d'une loi « zéro charbon »**

### **SOMMAIRE**

Le 7 novembre 2014, le gouvernement du Québec entreprenait une démarche pour doter le Québec d'une nouvelle politique énergétique. Du 6 février au 15 juillet 2015, les citoyens et les organismes de partout au Québec de même que des experts québécois, canadiens et étrangers ont pu exprimer leurs opinions et leurs idées, faire valoir leur expertise et formuler des suggestions pour répondre aux principaux enjeux énergétiques auxquels le Québec fait face.

En septembre 2015, le gouvernement du Québec a annoncé son intention d'adopter une cible de réduction des gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % par rapport à 1990, atteignable en 2030.

À cet effet, la Politique énergétique 2030 propose une loi « zéro charbon » qui ferait en sorte d'éliminer complètement le charbon thermique en tant que source d'énergie sur les sites industriels et commerciaux à l'horizon 2030.

La Loi zéro charbon toucherait principalement le secteur des cimenteries qui utilisent le charbon thermique comme combustible dans leurs fours. Elles devront trouver des combustibles de remplacement et adapter leur procédé de fabrication.

Le coke de pétrole est le combustible de remplacement qui vient naturellement à l'esprit, puisqu'il est déjà utilisé par les cimentiers et que ses propriétés ainsi que son coût sont comparables. Cependant, l'utilisation du coke de pétrole génère davantage d'émission de GES que le charbon thermique.

Les combustibles qui pourraient vraisemblablement remplacer le charbon thermique sont le gaz naturel et la biomasse forestière résiduelle, à cause de leur faible taux d'émission de GES. Leur coût demeure cependant une contrainte importante.

L'analyse des coûts directs pour que les cinq cimentiers présents au Québec se conforment à la Loi zéro charbon montre des frais énergétiques additionnels de l'ordre de 22 à 54 M\$ par année. Sans compter l'adaptation possible du procédé de fabrication qui pourrait entraîner des coûts additionnels.

Le remplacement du charbon thermique par des sources d'énergie plus propres contribuerait de façon importante à l'objectif gouvernemental de réduction des GES, et pourrait aussi réduire l'émission de certains polluants atmosphériques comme les oxydes d'azote (NOx), le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les particules solides et le mercure.

Il pourrait en outre se traduire par de nouvelles occasions d'affaires pour certains fournisseurs québécois de combustibles de remplacement (distributeurs de gaz naturel, fournisseurs de biomasse résiduelle forestière, etc.).

## 1. DÉFINITION DU PROBLÈME

La Politique énergétique 2030 (PEQ 2030) vise à faire du Québec, à l'horizon 2030, un leader 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.

En septembre 2015, le gouvernement du Québec a annoncé son intention d'adopter une cible de réduction des gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % par rapport à 1990, atteignable en 2030.

Pour atteindre cet objectif, la PEQ 2030 propose de réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés au Québec et d'augmenter de 25 % la production d'énergies renouvelables. Elle favorise également le remplacement de certains combustibles à haut taux d'émission de GES, comme le charbon bitumineux, par des sources d'énergie plus propres (biomasse, gaz naturel, etc.).

Le charbon bitumineux<sup>11</sup> est un combustible fossile qui émet une quantité importante de GES lors de sa combustion, soit 82 kg éq. CO<sub>2</sub>/GJ. En comparaison, le mazout de chauffage de type 2 et le gaz naturel émettent respectivement 72 et 50 kg éq. CO<sub>2</sub>/GJ<sup>12</sup>. De plus, il est un émetteur potentiel pour certains polluants atmosphériques, comme les oxydes d'azote (NOx), le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les particules et le mercure.

Il n'existe aucune centrale thermique qui transforme le charbon en électricité au Québec. Cependant, en 2012, le secteur industriel québécois a consommé environ 770 000 t de charbon bitumineux. De ce total, environ 400 000 tonnes ont été consommées comme charbon thermique, essentiellement dans le secteur du ciment, et 370 000 t comme charbon à coke, principalement utilisé comme réactif dans le secteur sidérurgique (le charbon à coke n'est pas visé par la présente mesure).

Le gouvernement du Québec ne publie pas de statistiques officielles sur les émissions de GES reliées spécifiquement à la combustion du charbon thermique pour les applications industrielles ou commerciales. Cependant, en utilisant le facteur d'émission de 82 kg éq. CO<sub>2</sub>/GJ, nous pouvons évaluer approximativement ces émissions à 900 000 t éq. CO<sub>2</sub> par année.

Les émissions de GES liées au charbon thermique représentent environ 7 % de l'ensemble des émissions issues de la combustion dans le secteur industriel québécois. Celles-ci étaient évaluées à 12,6 Mt éq. CO<sub>2</sub> en 2012<sup>13</sup>. L'élimination du charbon thermique ne pourrait qu'être bénéfique pour le bilan québécois d'émissions de GES.

---

<sup>11</sup> Le charbon est formé de débris végétaux qui ont subi des modifications chimiques et ont été compactés, pendant des millions d'années, sous l'effet de la pression et de la chaleur. Le charbon subbitumineux est un charbon de rang inférieur, ou « houilles brunes », qui n'est consommé que pour la production d'électricité. Le charbon bitumineux est un charbon de rang élevé qui contient moins d'impuretés. On utilise le charbon bitumineux à des fins métallurgiques et thermiques.

<sup>12</sup> Tableau synthèse des facteurs d'émission et de conversion, Agence de l'efficacité énergétique, version du 16 septembre 2009.

<sup>13</sup> Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2012 et leur évolution depuis 1990, MDDELCC, 2015. [En ligne]. [<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2012/inventaire-1990-2012.pdf>] (site consulté : 2016-01-14).

## **2. PROPOSITION DU PROJET**

Le gouvernement du Québec a l'intention d'éliminer complètement l'utilisation du charbon thermique par les entreprises, et ce, pour les raisons qui ont été énoncées dans la section 1.

À cet effet, la PEQ 2030 propose une loi « zéro charbon » (Loi zéro charbon) qui visera à éliminer complètement le charbon thermique en tant que source d'énergie sur les sites industriels et commerciaux à l'horizon 2030.

Afin de respecter cet échéancier et de remplacer le charbon thermique, les prochaines années seront cruciales pour permettre aux entreprises de trouver des solutions énergétiques durables.

## **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 intervenants du milieu industriel, ce qui entraînerait des coûts élevés pour le gouvernement et des résultats incertains.

## **4. ÉVALUATION DES IMPACTS**

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

Quelques secteurs industriels seront touchés par cette mesure, notamment les utilisateurs et les transporteurs de charbon thermique ainsi que les fournisseurs de combustibles de remplacement. Les utilisateurs de charbon thermique devront trouver des solutions énergétiques de remplacement. Il y aura également des impacts sur les secteurs qui fourniraient les combustibles de remplacement.

#### **Utilisateurs de charbon thermique**

La Loi zéro charbon touchera principalement le secteur du ciment, les cimenteries utilisant le charbon thermique comme combustible dans leurs fours. Celles-ci devront trouver des combustibles de remplacement et adapter leur procédé de fabrication.

D'autres secteurs comme celui des producteurs de chaux et des fondeurs, qui peuvent utiliser une certaine quantité de charbon thermique, pourront subir un impact.

Au Québec, quatre cimenteries ayant une capacité de production annuelle de 3 Mt sont en activité. Elles emploient 575 personnes et génèrent environ 400 M\$ de livraisons. Holcim Canada exploite une cimenterie à Joliette, Lafarge Canada est à Saint-Constant, Ciment Québec à Saint-Basile dans le comté de Portneuf et Colacem à Grenville-sur-la-Rouge, au nord de Saint-Jovite.

Quant à la cimenterie McInnis, elle est actuellement en construction à Port-Daniel–Gascons (un investissement de 1 G\$). Sa capacité annuelle prévue est de 2,2 Mt (ce qui fera augmenter la production annuelle québécoise à 5,2 Mt). Les opérations de la cimenterie généreront

130 emplois directs et 70 emplois indirects en Gaspésie. Sa mise en service est prévue à la fin de l'année 2016. Le gouvernement du Québec détient une participation dans ce projet.

### **Fournisseurs de charbon thermique**

Comme il n'existe aucune mine de charbon thermique au Québec, cesser d'utiliser celui-ci aurait donc peu d'impact sur l'activité économique québécoise. Cependant, certains acteurs de la chaîne logistique pourraient perdre des occasions d'affaires (les transporteurs et les ports par exemple). Le charbon thermique consommé par les entreprises québécoises est importé par train ou par navire en provenance, notamment, des États-Unis.

### **Fournisseurs de combustibles de remplacement**

Parmi les sources d'énergie qui peuvent remplacer le charbon thermique dans les fours des cimenteries se trouvent le coke de pétrole, le gaz naturel et la biomasse forestière (sous forme de biomasse résiduelle, de granulés de bois ou de charbon de bois).

La combustion de résidus est également possible, mais demande une adaptation du procédé de fabrication. La disponibilité de ces résidus, leur prix, ainsi que la stabilité de combustion sont des facteurs critiques pour leur utilisation. Voici quelques exemples de résidus : les pneus, les matières plastiques, les bardeaux d'asphalte usagés, les huiles usées, les résidus de bois et les boues.<sup>14</sup>

### **Coke de pétrole**

Le coke de pétrole est présentement utilisé en complément avec le charbon thermique. Il n'y a aucun producteur de coke de pétrole au Québec. Donc, l'utilisation de ce combustible aurait un impact marginal sur l'activité économique québécoise en matière d'approvisionnement. Certains acteurs du secteur de la logistique pourraient cependant y trouver des occasions d'affaires. Le coke de pétrole consommé au Québec est principalement importé des États-Unis. Mentionnons que la compagnie Suncor envisage la possibilité de construire une unité de cokéfaction à sa raffinerie de Montréal-Est. Le projet, actuellement à l'étude, pourrait se réaliser d'ici cinq ans.

### **Gaz naturel**

Le gaz naturel est offert au Québec. Il provient pour l'essentiel de l'Ouest canadien ou des États-Unis (par contre, une faible quantité de gaz naturel renouvelable provient du Québec). Sa distribution est réglementée par l'Office national de l'énergie au Canada et par la Régie de l'énergie au Québec.

Le distributeur québécois Gaz Métro pourrait voir apparaître de nouvelles occasions d'affaires si les cimenteries utilisaient le gaz naturel comme combustible<sup>15</sup>.

Pour ce qui est des cimenteries McInnis à Port-Daniel-Gascons et Colacem à Grenville-sur-la-Rouge, aucun réseau de distribution de gaz naturel n'existe pour les approvisionner. Le gaz

---

<sup>14</sup> La valorisation des résidus apporte une certaine valeur au point de vue environnemental, en lien avec la séquence 3R-V (Réduction à la source – Réemploi – Recyclage – Valorisation).

<sup>15</sup> Puisqu'il n'y a aucune cimenterie en Outaouais, le distributeur Gazifère ne subirait vraisemblablement aucun impact.

naturel devrait vraisemblablement être acheminé par transport terrestre ou maritime, sous forme liquéfiée ou compressée<sup>16</sup>.

### **Biomasse forestière résiduelle et granulés de bois**

La biomasse forestière résiduelle (BFR), soit les résidus de faible diamètre habituellement laissés en forêt, est largement disponible au Québec. Environ 3 800 000 TV par année sont actuellement sur le marché<sup>17</sup>. La récolte annuelle est marginale; elle a été respectivement de 43 270 et de 9 906 TV en 2013 et 2014.

Le coût de la collecte et du transport de la BFR sur de longues distances et sa faible densité expliquent en partie pourquoi elle est peu utilisée au Québec. En général, l'utilisation de la BFR devient rentable lorsqu'elle est récoltée dans un rayon de 100 à 150 km autour du site d'utilisation.

De multiples fournisseurs qui exploitent la forêt québécoise pourraient voir leur chiffre d'affaires augmenter s'ils vendaient de la BFR pour remplacer le charbon thermique.

La biomasse forestière peut également être offerte sous forme de granulés de bois. En 2014, dix usines étaient en activité au Québec. Leur capacité de production s'élevait à 646 000 t/an, avec des livraisons d'environ 60 M\$ et elles fournissaient 200 emplois directs. Les deux principaux joueurs sont Granules combustibles Énergex à Lac-Mégantic, et Granules LG à Saint-Félicien<sup>18</sup>.

L'industrie québécoise des granulés de bois a exceptionnellement produit à plein rendement durant les deux dernières années, en raison des hivers très froids. Toutefois, avec la saison hivernale actuelle beaucoup plus clémente et un baril de pétrole à très bas prix, la demande pour les granulés québécois est à la baisse. Il est possible que certains producteurs accumulent de l'inventaire au cours des prochains mois ou diminuent leur rythme de production. Les cimenteries pourraient représenter un marché intéressant pour eux.

### **Charbon de bois**

La production de charbon de bois au Québec est d'environ 5 500 tonnes par année. Deux usines sont en activité, Produits forestiers basques à Saint-Mathieu-de-Rioux et Charbon de bois Feuille d'érable à Sainte-Christine-d'Auvergne. Les principaux marchés sont le charbon et les briquettes pour les poêles BBQ et pour l'amendement des sols. Au Québec, certains promoteurs développent actuellement des technologies de pyrolyse, mais on ne parle pas de capacité commerciale pour le moment.

Une chaîne d'approvisionnement pourrait être créée pour fournir ce combustible sur une base industrielle, car la consommation estimée par les cimenteries serait à peu près équivalente à la production totale actuelle au Québec. Si cette production de charbon de bois se concrétisait, cela aurait un impact positif sur l'économie du Québec.

---

<sup>16</sup> La compagnie Pétrolia a également évoqué la possibilité d'approvisionner la cimenterie McInnis avec le gisement Bourque situé en Gaspésie.

<sup>17</sup> Direction générale de l'attribution des bois et du développement industriel, MFFP, janvier 2016.

<sup>18</sup> Direction du développement de l'industrie des produits du bois, MFFP, janvier 2016.

## 4.2 Coûts pour les entreprises

### Coûts directs liés à la conformité aux exigences

Les cimentiers préconisent l'utilisation de combustibles qui présentent une valeur calorifique élevée et un faible coût. Le tableau ci-dessous montre les coûts des différents combustibles qui pourraient être utilisés dans les fours des cimenteries.

**Tableau 1 : Synthèse des coûts et propriétés des combustibles**

Combustible	Valeur calorifique GJ/t	Coûts estimés (transport inclus)		Taux d'émissions de GES (kg éq. CO <sub>2</sub> /GJ)
		\$/t MIN-MAX	\$/GJ (moyenne)	
Charbon thermique <sup>1</sup>	26	50 - 65	2,2	82
Coke de pétrole <sup>2</sup>	33,5	60 - 80	2,1	118
Gaz naturel <sup>3</sup>	53,2	315 - 344	6,2	50
BFR (50 % H) <sup>4</sup>	9,5	39 - 51	4,7	NC*
Granulés de bois <sup>4</sup>	17	170 - 200	10,9	NC*
Charbon de bois <sup>5</sup>	20	240 - 300	13,5	NC*

\* Ces combustibles étant renouvelables, leurs émissions sont exclues des bilans de GES

#### Sources :

- <sup>1</sup> Site Web TMX Argent, tendances du charbon, [En ligne]. [<http://www.tmxmoney.com/fr/>], (site consulté : 14 janvier 2016).
- <sup>2</sup> Bulletin, Energy Argus Petroleum Coke, Issue 15-2, Wednesday 4 January 2015, [En ligne]. [<https://www.argusmedia.com/~media/Files/PDFs/Samples/Energy-Argus-Petroleum-Coke.pdf/?la=en>], (site consulté : 14 janvier 2016).
- <sup>3</sup> Coûts estimés par la Direction de l'approvisionnement et des biocombustibles basés sur les coûts publiés sur les sites Web des fournisseurs, janvier 2016.
- <sup>4</sup> Présentation : Surchauffe dans l'industrie des granulés, pourrions-nous répondre à la demande? Direction du développement de l'industrie des produits du bois, MFFP, François Baril, ing.f., et Jean-Pierre Bourque, ing., M. Sc., 24 septembre 2015.
- <sup>5</sup> WSP/FPIInnovations/Pierre Poulin Conseil. 2014. *Étude sur la production et la commercialisation du biocharbon et ses dérivés*. Rapport présenté à la Filière forestière des Premières Nations du Québec, 151 p. et annexes.

L'hypothèse est que les cimenteries du Québec consommeront dans le futur entre 400 000 et 500 000 tonnes de charbon thermique par année<sup>19</sup>. Le prix du charbon thermique est évalué entre 50 et 65 \$/t.

Le coût total pour ce combustible se situe donc entre 20 et 33 M\$/an pour l'ensemble du secteur. Considérant un scénario de remplacement avec les combustibles mentionnés dans le tableau 1, les coûts pour les combustibles de remplacement apparaissent dans le tableau 2.

**Tableau 2 : Synthèse des coûts directs de remplacement du charbon thermique pour l'ensemble de l'industrie**

<sup>19</sup> Une consommation de 100 000 t/an a été considérée pour Ciment McInnis, à la suite de la consultation du document : Genivar 2013 – Mise à jour de l'étude de répercussions sur l'environnement – Projet d'implantation d'une cimenterie, Port-Daniel–Gascons, Québec. Document consolidé pour diffusion publique intégrant le rapport original et les analyses supplémentaires demandés par le MDDEFP, p. 24.

Combustible alternatif	Quantités des combustibles pour remplacer le charbon thermique, kt/an	Coût des combustibles <sup>20</sup>	Surcoût moyen par rapport au charbon thermique, M\$/an <sup>1</sup>
	MIN-MAX	MIN-MAX	
<b>Charbon thermique</b>	<b>400 - 500</b>	<b>20 - 33</b>	S. O.
Coke de pétrole	311 - 388	19 - 31	- 2
Gaz naturel	196 - 244	61 - 84	46
BFR (50 % H)	1 095 - 1 368	43 - 70	30
Granulés de bois	612 - 765	104 - 153	102
Charbon de bois	520 - 650	125 - 195	134

<sup>1</sup> En considérant l'hypothèse que le charbon thermique serait remplacé par 50 % de gaz naturel et 50 % de BFR, et pour ciment McInnis, un remplacement de 100 000 tonnes de charbon thermique par de la BFR, nous obtenons un écart de surcoût se situant entre **22 et 54 M\$/an**.

### Coût d'adaptation du procédé de fabrication

Les fours des cimenteries québécoises ont la capacité d'utiliser le charbon thermique et le coke de pétrole. L'utilisation du gaz naturel est également techniquement réalisable, mais il nécessite des adaptations en ce qui a trait au procédé de fabrication.

Les fours des cimenteries québécoises sont aussi configurés pour utiliser des combustibles résiduels solides<sup>21</sup>. Certaines de ces matières ont déjà été expérimentées au Québec, par exemple les pneus, les huiles usées, les solvants et le bois traité.

Une des caractéristiques du procédé de chauffage des cimenteries est qu'il doit être stable. Les quantités de combustibles de remplacement doivent donc être bien dosées, et habituellement limitées. Une adaptation du procédé de fabrication est généralement nécessaire et entraîne des coûts.

Le charbon thermique et le coke de pétrole ont l'avantage d'offrir une stabilité d'approvisionnement, ce qui n'est pas nécessairement le cas pour la BFR ou pour les combustibles résiduels solides.

L'utilisation de biomasse forestière est présentement une tendance mondiale. La BFR, les granulés de bois et le charbon de bois peuvent notamment être envisagés. Des combustibles hétérogènes, comme la BFR qui est instable en matière de granulométrie et de pouvoir calorifique, demanderont davantage d'adaptation. Ciment McInnis a exprimé son intention d'utiliser la BFR comme combustible pour ses opérations<sup>22</sup>. L'entreprise affirme pouvoir remplacer jusqu'à 50 % de coke de pétrole par de la BFR.

D'autres facteurs techniques amèneront des adaptations et des coûts. Certaines molécules générées par la combustion participent à la réaction chimique dans la fabrication du ciment. Le combustible aura un impact en ce sens et des limitations technologiques pourraient survenir.

<sup>20</sup> Les coûts des combustibles de remplacement ont été estimés avec un taux d'efficacité de 100 % pour la combustion.

<sup>21</sup> Mémoire présenté par l'Association canadienne du ciment – Région Québec à la Commission des transports et de l'environnement lors des audiences publiques sur la gestion des matières résiduelles au Québec, février 2008.

<sup>22</sup> Genivar 2013 – Mise à jour de l'étude de répercussions sur l'environnement – Projet d'implantation d'une cimenterie, Port-Daniel–Gascons, Québec. Document consolidé pour diffusion publique intégrant le rapport original et les analyses supplémentaires demandés par le MDDEFP, p. iii.

Les émissions atmosphériques générées par les combustibles de remplacement devront également être considérées.

Il est possible que des investissements doivent être faits pour mener des travaux de recherche et de développement pour l'ensemble de ces adaptations. Des délais seront également à considérer.

Il est aussi probable que l'ajout d'équipements soit requis, ce qui entraînerait des investissements en capital pour les cimentiers.

L'ensemble des coûts liés aux adaptations sera variable d'un site à l'autre et n'est pas connu pour le moment.

### **Coûts liés aux formalités administratives**

Les adaptations relatives au procédé de fabrication devront se conformer à la réglementation environnementale du Québec. Il est possible que des certificats d'autorisation soient requis en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2), ce qui demande un certain travail administratif.

La valorisation énergétique de matières résiduelles toxiques est assujettie au Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement, ce qui peut également représenter des efforts administratifs importants.

Ces coûts seraient variables d'un site à l'autre et ne sont pas connus pour le moment.

### **Manque à gagner**

Dans l'éventualité où l'utilisation de combustibles de remplacement serait plus coûteuse pour les cimenteries (coûts additionnels évalués entre 22 et 54 M\$/an), les coûts de fabrication seront alors plus élevés. Il pourrait en résulter une perte de profitabilité. Si cette facture est refilée aux clients, une perte de clientèle pourrait survenir. Ces coûts seraient variables d'un site à l'autre.

Les coûts de conformité au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) seront à considérer. Dans le cas où une réduction de GES serait reconnue par le SPEDE, un revenu sous forme de crédits carbone pourrait être attribué aux entreprises.



## Synthèse des coûts pour les entreprises

**Tableau 3 : Synthèse des coûts pour les entreprises**  
(en millions de dollars)

Synthèse des coûts pour les entreprises <sup>1</sup>	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)
Coûts directs liés à la conformité aux exigences (remplacement du charbon thermique)	À déterminer <sup>3</sup>	22-54 <sup>2</sup>
Coûts liés aux formalités administratives	À déterminer <sup>3</sup>	À déterminer <sup>3</sup>
Manques à gagner	À déterminer <sup>3</sup>	À déterminer <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Pour les cimenteries.

<sup>2</sup> En considérant l'hypothèse que le charbon thermique serait remplacé par 50 % de gaz naturel et 50 % de BFR, et pour ciment McInnis, un remplacement de 100 000 tonnes de charbon thermique par de la BFR.

<sup>3</sup> Ces coûts seront déterminés à une étape ultérieure, lors de la présentation des modifications législatives et réglementaires nécessaires à la mise en œuvre de cette mesure.

### 4.3 Avantages du projet

Le remplacement du charbon thermique par des sources d'énergie plus propres contribuerait à l'objectif gouvernemental de réduction des GES.

Il pourrait aussi créer des occasions d'affaires pour certains fournisseurs québécois de combustibles de remplacement (distributeurs de gaz naturel, fournisseur de BFR ou de matières solides résiduelles).

### 4.4 Impact sur l'emploi

La récolte de biomasse pourrait créer ou consolider des emplois en région, notamment dans le secteur forestier.

## 5. ADAPTATION DES EXIGENCES AUX PME

Les mesures associées à ces nouvelles exigences seront présentées ultérieurement, en lien avec la nouvelle PEQ 2030.

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

La tendance à éliminer l'utilisation du charbon thermique est observée dans plusieurs pays industrialisés. En Amérique, cette tendance est surtout observée dans les centrales thermiques qui produisent de l'électricité. L'Ontario a d'ailleurs cessé l'exploitation de ses centrales au

charbon au cours des derniers mois. Le gouvernement de l'Alberta travaille également à l'élaboration d'une stratégie de lutte contre l'utilisation du charbon à des fins thermiques.

En ce qui concerne l'élimination du charbon thermique pour les applications industrielles, aucun autre cas n'est connu ailleurs en Amérique. Le Québec serait un leader en ce sens.

C'est le secteur du ciment qui pourrait être le plus touché par cette mesure, puisque ses entreprises sont présentes sur le marché mondial. Si l'utilisation de combustibles de remplacement engendre des coûts additionnels, les cimentiers du Québec pourraient subir une perte de compétitivité par rapport à ceux qui sont établis ailleurs en Amérique.

Il convient de mentionner que les marchés canadiens et québécois du ciment sont fortement intégrés, c'est-à-dire que les fabricants de ciment sont aussi des fabricants de béton. L'impact sur cette filière devra être évalué en fonction de l'impact sur le secteur du ciment.

## **7. MESURES D'ACCOMPAGNEMENT**

Les mesures associées à cette nouvelle exigence seront présentées ultérieurement, lorsque la PEQ 2030 aura été rendue publique.

## **8. CONCLUSION**

Dans le cadre de la PEQ 2030, le gouvernement du Québec envisage l'adoption de la Loi zéro charbon qui viserait à éliminer complètement le charbon thermique en tant que source d'énergie sur les sites industriels et commerciaux à l'horizon 2030.

Le secteur du ciment serait principalement touché par cette mesure. Il n'y a aucune centrale thermique qui transforme le charbon en électricité au Québec.

Le coke de pétrole est l'option la plus réaliste, puisqu'il est déjà utilisé par les cimentiers et que ses propriétés ainsi que son coût sont comparables. Cependant, l'utilisation du coke de pétrole génère davantage d'émissions de GES que le charbon thermique.

Les combustibles qui pourraient vraisemblablement remplacer le charbon thermique sont le gaz naturel et la BFR, en raison de leur faible taux d'émission de GES. Leur coût demeure cependant une contrainte importante.

L'analyse des coûts directs pour que les cinq cimentiers présents au Québec se conforment à la Loi zéro charbon montre des frais énergétiques additionnels de l'ordre de 22 et 54 M\$ par année. Sans compter l'adaptation possible du procédé de fabrication qui pourrait entraîner des coûts additionnels. Ceux-ci seront déterminés à une étape ultérieure, lors des modifications législatives et réglementaires applicables.

Les cimentiers du Québec sont présents sur le marché mondial. Si l'utilisation de combustibles de remplacement engendre des coûts additionnels pour eux, ils pourraient subir une perte de compétitivité par rapport à ceux qui sont localisés ailleurs en Amérique.

Le remplacement du charbon thermique par des sources d'énergie plus propres contribuerait de façon importante à l'objectif gouvernemental de réduction des GES, et pourrait aussi réduire l'émission de certains polluants atmosphériques comme les oxydes d'azote (NOx), le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les particules et le mercure.

Il pourrait en outre se traduire par des occasions d'affaires pour certains fournisseurs québécois de combustibles de remplacement (distributeurs de gaz naturel, fournisseurs de BFR, etc.).

## **9. PERSONNE-RESSOURCE**

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