

**Projet de Règlement sur les licences  
d'exploration, de production  
et de stockage d'hydrocarbures  
et sur l'autorisation de construction  
ou d'utilisation d'un pipeline**

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

**Septembre 2017**



## SOMMAIRE EXÉCUTIF

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives a été sanctionnée (2016, chapitre 35). Le chapitre IV de cette loi concerne l'édiction de la Loi sur les hydrocarbures (2016, chapitre 35, article 23), laquelle a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre et hydrique, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, dans le respect du droit de propriété immobilière et en conformité avec les cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) établies par le gouvernement.

Le projet de règlement faisant l'objet de la présente analyse d'impact réglementaire est le premier de trois règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures. Il a également pour effet de mettre en vigueur plusieurs dispositions de cette loi.

Le projet de Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline porte essentiellement sur :

- la qualification et la participation au processus d'appel d'offres;
- les modalités d'avis aux propriétaires, aux locataires, à la municipalité ou à la municipalité régionale de comté (MRC);
- les obligations relatives à l'instauration d'un comité de suivi;
- les modalités associées aux avis de découverte importante ou exploitable;
- les documents devant accompagner une demande de licence de production ou de stockage d'hydrocarbures et une demande d'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline auprès de la Régie de l'énergie;
- les modalités associées aux rapports annuels;
- les modalités associées aux preuves de solvabilité en cas de préjudice;
- les conditions d'obtention et d'exercice spécifiques pour tout titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline.

Les coûts supplémentaires pendant la période d'implantation du règlement et ceux pour chaque année subséquente sont relatifs à la conformité aux normes, aux formalités administratives et aux manques à gagner engendrés par l'adoption du présent projet de règlement, et ce, par rapport à l'encadrement actuel prévu en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r. 1). Ces coûts représenteraient :

- pour une licence d'exploration, des coûts d'implantation de 40 400 \$ et de 33 750 \$ par année subséquente;
- pour une licence de production ou de stockage, des coûts d'implantation de 43 750 \$ et de 33 750 \$ par année subséquente;
- pour une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, des coûts d'implantation de 36 500 \$ et de 27 500 \$ par année subséquente.

## 1. DÉFINITION DU PROBLÈME

Il existe actuellement un peu plus de 300 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, trois autorisations d'exploiter de la saumure, deux baux d'exploitation de réservoir souterrain et un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel actifs sur le territoire québécois. Ces permis, baux et autorisations ont tous été délivrés en vertu de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1). Les titulaires actuels de ces permis, baux ou autorisations sont par ailleurs soumis dans l'exercice de ces droits aux conditions découlant de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.

Depuis 2011, la période de validité de l'ensemble des permis de recherche délivrés est suspendue par l'entrée en vigueur de la Loi limitant les activités pétrolières et gazières (2011, chapitre 13, modifiée par la Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives (2014, chapitre 6)), et ce, considérant les enjeux d'acceptabilité sociale ayant notamment été soulevés à l'égard de l'exploration du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent.

Afin de procéder étape par étape, le gouvernement déposait en mai 2014 son Plan d'action sur les hydrocarbures, par lequel il s'engageait à poser certains gestes à l'égard du développement de cette filière énergétique.

Deux des principaux engagements de ce plan d'action étaient la réalisation d'évaluations environnementales stratégiques sur la filière des hydrocarbures (l'une globale et l'autre propre à l'île d'Anticosti) ainsi que la modernisation du cadre législatif et réglementaire pour l'exploration, la production et le stockage d'hydrocarbures au Québec.

Les rapports finaux de ces évaluations, déposés en mai 2016, confirmaient la nécessité pour le gouvernement d'élaborer un cadre législatif et réglementaire rigoureux permettant une mise en valeur responsable et sécuritaire des hydrocarbures.

Ces conclusions recourent par ailleurs celles tirées en novembre 2014 par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) dans son rapport d'enquête et d'audiences publiques sur les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent. En effet, dans ses recommandations, le BAPE considérait que le déploiement de cette industrie devait être subordonné à l'adoption d'un encadrement législatif approprié. L'engagement d'élaborer une loi propre aux hydrocarbures offrait ainsi l'occasion d'adapter l'encadrement de cette industrie afin d'assurer une cohérence en matière de planification territoriale, de réduire les impacts sur la qualité de vie et sur la santé des citoyens, de garantir la sécurité des personnes et des biens, et de protéger l'environnement.

La Politique énergétique 2030, dévoilée le 7 avril 2016, a réaffirmé la position du gouvernement exposée dans son Plan d'action sur les hydrocarbures, soit de favoriser une exploitation encadrée des hydrocarbures, compatible avec ses objectifs de réduction des émissions de GES, resserrant les normes de suivi du transport des hydrocarbures et facilitant le maintien de son industrie pétrochimique.

Le 10 décembre 2016, la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives a été sanctionnée (2016, chapitre 35). Le chapitre IV de cette loi concerne l'édiction de la Loi sur les hydrocarbures (2016, chapitre 35, article 23), laquelle a pour objet de régir le développement et la mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre et hydrique, tout en assurant la sécurité des personnes et des biens, la protection de l'environnement et la récupération optimale de la ressource, et ce, dans le respect du droit de propriété immobilière et en conformité avec les cibles de réduction des émissions de GES établies par le gouvernement.

Pour permettre l'entrée en vigueur du chapitre IV de la Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives, soit la Loi sur les hydrocarbures, le présent projet de Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline devra être adopté, en plus des deux autres règlements d'application de la Loi sur les hydrocarbures, à savoir :

- le Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu terrestre;
- le Règlement sur les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieu hydrique.

Afin de compléter l'encadrement de la mise en valeur de ces substances, un nouveau régime de redevances sur les hydrocarbures sera présenté par le ministère des Finances au cours des prochains mois. L'approche retenue s'inspirera de celle instaurée par la Loi sur l'impôt minier (chapitre I-0.4) et relèvera de Revenu Québec. À l'exemple du secteur minier, la voie privilégiée pour mettre en place ce régime de redevances est la proposition d'un projet de loi.

Advenant que les projets de règlement ne puissent être adoptés, la nouvelle Loi sur les hydrocarbures ne pourra entrer en vigueur et ce sont les dispositions actuelles de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains qui continueront de prévaloir.

Cette situation s'inscrirait à l'encontre de l'objectif de modernisation du cadre législatif et réglementaire entourant la mise en valeur des hydrocarbures au

Québec, notamment à la lumière des études réalisées lors des évaluations environnementales stratégiques (2014-2016).

Considérant l'importance qu'accorde la population québécoise à l'application des plus hautes normes pour ce qui est des activités de mise en valeur des hydrocarbures dans la province, la non-adoption de ce projet de règlement viendrait affecter davantage l'acceptabilité sociale entourant la tenue d'éventuelles activités d'exploration ou d'exploitation au Québec.

## **2. PROPOSITION DU PROJET**

Le projet de Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline permet d'encadrer de façon stricte et rigoureuse la délivrance d'une licence d'exploration par appel d'offres de même que le suivi et les contrôles afférents à celle-ci. Cependant, certains cas de figure pourraient également entraîner un processus d'adjudication pour une licence de production ou de stockage, et ce, notamment à la suite de la révocation de licences par le ministre, pour raison de non-conformité réglementaire, ou encore à la suite du non-renouvellement d'une licence par un titulaire.

Le projet précise tout d'abord le contenu des avis devant être transmis aux propriétaires ou aux locataires ainsi qu'à la municipalité ou à la MRC par le titulaire lors de l'acquisition d'une licence d'exploration, de production ou de stockage de même que pour l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline destiné à la collecte ou au transport.

Il introduit ensuite les modalités entourant l'obligation pour le titulaire de constituer un comité de suivi visant à favoriser la participation de la communauté locale à l'ensemble des projets d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures pouvant découler de cette licence. Ces modalités concernent essentiellement la qualification des membres et la durée de leur mandat, les documents devant être soumis au comité par le titulaire, le nombre minimal de rencontres par année, le mode de remboursement des dépenses engagées par les membres et le contenu du rapport annuel devant être présenté au titulaire et au ministre.

Ayant été introduit dans la Loi sur les mines en 2013 (2013, chapitre 16, art. 12), le processus d'adjudication d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain n'avait jamais fait l'objet de précisions dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Par l'introduction du présent projet de règlement, les modalités entourant la qualification et la participation à un processus d'appel d'offres pour une licence d'exploration et, dans certains cas particuliers, de production ou de stockage d'hydrocarbures ainsi que le mode de sélection de l'offre gagnante seront maintenant définis.

Ce projet de règlement permet également une mise à jour des montants relatifs aux travaux annuels minimaux devant être effectués par le titulaire sur le territoire qui fait l'objet de sa licence d'exploration, pour chacune des différentes années de la période de validité.

Une telle révision est aussi faite pour les droits annuels exigibles en fonction de la superficie couverte par une licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures.

Certaines informations supplémentaires devront faire partie du rapport annuel de travaux devant être transmis au ministre par le titulaire d'une licence, soit :

- un sommaire des travaux réalisés, signé et scellé par un ingénieur ou un géologue, ainsi que le sommaire des dépenses d'exploration;
- un bilan des actifs d'exploration et d'évaluation cumulés par le titulaire depuis la délivrance de la licence, sur le territoire couvert par celle-ci, certifié par un comptable professionnel agréé auditeur indépendant;
- un sommaire des nouvelles connaissances acquises au cours de l'année;
- la mise à jour de l'estimation des réserves et des ressources contingentes en hydrocarbures lorsqu'un avis de découverte importante ou exploitable a été inscrit au registre public des droits réels et immobiliers relatifs aux hydrocarbures.

À l'égard des avis de découverte importante ou exploitable, le contenu nécessaire devant être transmis au ministre est ainsi précisé, principalement en ce qui concerne les données et analyses justifiant une telle découverte et l'estimation des ressources contingentes et des réserves en hydrocarbures établies conformément au *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, et ce, par un évaluateur de réserves qualifié indépendant. Dans le cas d'une découverte exploitable s'ajoutent également les données relatives aux réserves et à la valeur actualisée nette des produits ordinaires nets futurs du projet, conformément aux parties 1 à 3 de l'annexe 51-101A1 du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (chapitre V-1.1, r.23), compte tenu des adaptations nécessaires, déterminées par un évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Quant aux conditions d'obtention d'une licence de production, le projet de règlement définit quels devront être les documents soumis à la Régie de l'énergie par le titulaire lors de sa demande. Ces documents seront minimalement les suivants :

- une présentation générale du projet, comprenant notamment l'historique des activités réalisées, le montage financier du projet et les partenaires concernés ainsi que le calendrier des travaux envisagés;

- un rapport qui inclut notamment une synthèse des informations géologiques, géophysiques, pétrophysiques et d'ingénierie de réservoir pertinentes, y compris les résultats des essais aux tiges et les propriétés des fluides rencontrés, ainsi qu'une modélisation géologique du gisement, signée et scellée par un géologue ou un ingénieur;
- une évaluation des réserves et des ressources contingentes préparée conformément au *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* par un évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- un plan de production détaillé, signé et scellé par un ingénieur (chronologie, installations requises, gestion du gisement);
- un plan d'intervention d'urgence, signé et scellé par un ingénieur, conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- un plan d'exploitation et de maintenance, signé et scellé par un ingénieur;
- une évaluation économique du projet incluant notamment les coûts de développement, d'opération et de maintenance, de même qu'une évaluation de la récupération dans le gisement, y compris un scénario des redevances à verser;
- un plan de retombées locales et régionales présentant notamment les prévisions de dépenses effectuées dans le milieu, les retombées fiscales et les emplois qui s'y rattachent;
- un bilan des consultations réalisées préalablement au dépôt de la demande et la description des mesures d'atténuation qui seront mises en place.

Notons que la majorité de ces informations sont actuellement requises en vertu de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Cependant, certaines exigences supplémentaires, tels le plan d'intervention d'urgence, l'évaluation des retombées économiques, le bilan des consultations publiques et la description des mesures d'atténuation, sont maintenant imposées. Enfin, les critères examinés par la Régie de l'énergie lors d'une demande de licence de production y sont également déterminés.

Rappelons aussi que toute demande d'obtention d'une licence de stockage d'hydrocarbures dans un réservoir souterrain devra faire l'objet d'un examen similaire par la Régie de l'énergie. Les documents devant être soumis demeurent essentiellement les mêmes que pour une demande de licence de production, moyennant les adaptations nécessaires.

Enfin, le présent projet de règlement introduit les modalités relatives à l'application du régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de

préjudice pour la sécurité des personnes et des biens ainsi que la protection de l'environnement. Ces modalités concernent l'établissement des montants exigibles en fonction du milieu concerné, soit les milieux terrestre, hydrique ou marin, de même que la méthode de calcul pour la prise en compte de plusieurs milieux sur une même licence ainsi que les preuves de solvabilité acceptées par le ministre pour ces montants.

Comme cela a été mentionné plus haut, un chapitre du projet de règlement est entièrement consacré à l'introduction d'une nouvelle autorisation pour la construction ou l'utilisation d'un pipeline destiné à la collecte ou au transport d'hydrocarbures produits en vertu d'une licence dans le cadre de la Loi sur les hydrocarbures. Comme dans le cas des demandes d'obtention de licences de production ou de stockage, la Régie de l'énergie devra procéder à un examen du projet. Les documents devant lui être soumis comprennent notamment :

- un programme technique de construction du pipeline, signé et scellé par un ingénieur;
- le calendrier d'exécution des travaux et une estimation des coûts ventilés;
- une démonstration, signée et scellée par un ingénieur, que la conception du pipeline, y compris notamment les travaux de construction, d'utilisation, d'entretien et de mise hors service temporaire ou définitive, est conforme aux normes assurant la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement, soit :
  - les normes CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », CSA-Z246.1, « Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel », CSA-Z246.2, « Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel » et CSA-Z731 « Planification des mesures et interventions d'urgence » pour tous les pipelines et la norme CSA-Z247, « Prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines », y compris leurs annexes, publiées par l'Association canadienne de normalisation;
  - la norme CSA-Z341, « *Storage of hydrocarbons in underground formations* », y compris ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation, s'il s'agit d'un pipeline servant à la collecte ou au transport d'hydrocarbures en vue du stockage souterrain.

Une fois approuvée par la Régie de l'énergie, la demande devra être soumise au ministre. Cette demande doit notamment contenir :

- la preuve de solvabilité exigible pour l'application du régime de responsabilité sans égard à la faute, au montant déterminé;
- un programme de gestion de l'intégrité certifié par un ingénieur et conforme à la norme CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », y compris ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- un programme de gestion de la sécurité et des pertes, signé et scellé par un ingénieur et conforme à l'annexe A de la norme CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- un programme de gestion de la sûreté signé et scellé par un ingénieur et conforme à la norme CSA-Z246.1, « Gestion de la sûreté des installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel », y compris ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation;
- un programme de gestion des situations d'urgence signé et scellé par un ingénieur et conforme aux normes CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », et CSA-Z246.2, « Préparation et intervention d'urgence pour les installations liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel », y compris leurs annexes, publiées par l'Association canadienne de normalisation;
- un programme de prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines, signé et scellé par un ingénieur et conforme à la norme CSA-Z247, « Prévention des dommages pour la protection des infrastructures souterraines », y compris ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation.

Les conditions d'exercice concerneront essentiellement le respect de ces programmes et normes, et le titulaire de l'autorisation devra inspecter régulièrement les raccords et les éléments structuraux de tout équipement servant à contrôler la pression afin de garantir leur sécurité de fonctionnement. Le titulaire devra également procéder à une inspection complète du pipeline chaque année.

Le rapport annuel devant être transmis au ministre devra quant à lui contenir :

- les résultats du programme relatif aux inspections du pipeline, notamment ceux des essais de pression et d'étanchéité;
- le débit quotidien moyen et maximal par type de substance ainsi que le volume quotidien, mensuel et annuel de tout hydrocarbure collecté ou transporté;
- la description et les spécifications des différents compteurs destinés au mesurage pour la collecte ou le transport des hydrocarbures;
- un sommaire financier du projet.

Le titulaire de l'autorisation devra également, lors de la mise hors service temporaire ou définitive du pipeline, transmettre un rapport final, signé et scellé par un ingénieur qui n'est pas à l'emploi de l'entreprise qui réalise la mise hors service, démontrant que les activités de fermeture et de restauration demeurent conformes à la norme CSA-Z662, « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz », y compris ses annexes, publiée par l'Association canadienne de normalisation.

Finalement, le présent projet de règlement introduit les modalités relatives à l'application du régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice pour la sécurité des personnes et des biens ainsi que la protection de l'environnement, et ce, pour tout titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline. Ces modalités concernent l'établissement des montants exigibles en fonction du type d'hydrocarbures transporté et du volume quotidien prévu. De même, lorsque le pipeline est situé dans plus d'un milieu (terrestre, hydrique, marin), le montant est déterminé par le ministre et correspond à la somme des montants exigibles selon ces milieux, chaque montant étant calculé en proportion du rapport de chacun des milieux au total de la longueur du pipeline.

Concernant les redevances exigibles, les dispositions actuelles de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains ont été temporairement reconduites, et ce, pour des considérations législatives. En effet, un nouveau régime de redevances sur les hydrocarbures sera présenté par le ministère des Finances au cours des prochains mois. La présentation du projet de loi relatif à ce nouveau régime sera faite ultérieurement par Revenu Québec. Durant cet intervalle, il s'avère nécessaire de reconduire les dispositions actuelles de la Loi sur les mines et du Règlement afin d'assurer la perception de revenus durant cette phase transitoire.

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

Les options non réglementaires habituelles ne permettent pas d'atteindre l'objectif fixé de garantir une exploration, une production, un stockage ou un transport sécuritaires des hydrocarbures au Québec.

En effet, les options non réglementaires telles que des mesures incitatives, de l'information, de l'éducation ou des mécanismes de marché ne pourraient garantir le niveau requis de sécurité et de protection de l'environnement et ne pourraient à elles seules permettre l'application des dispositions de la Loi sur les hydrocarbures.

Par ailleurs, les mécanismes de marché tels que les garanties financières et les responsabilités à l'égard de l'environnement ont déjà été formellement introduits comme dispositions de la Loi sur les hydrocarbures et doivent, pour entrer en application, être précisés dans la réglementation devant en découler.

### **4. ÉVALUATION DES IMPACTS**

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

Le secteur d'activité touché par le projet de Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline est celui de l'exploration, de la production et du stockage d'hydrocarbures ainsi que de la construction ou de l'utilisation d'un pipeline.

Actuellement, au Québec, les activités de mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre se concentrent essentiellement en Gaspésie et, de façon plus marginale, dans le Bas-Saint-Laurent. Depuis 2010, aucune activité de mise en valeur n'a été menée dans les basses terres du Saint-Laurent. En ce moment, 304 droits de recherche sont en vigueur au Québec et les activités qui y sont menées consistent surtout dans des travaux d'exploration et d'acquisition de connaissances, lesquels génèrent quelques dizaines d'emplois et quelques millions de dollars en dépenses par année.

Bien qu'une trentaine de sociétés différentes aient des intérêts dans le domaine des hydrocarbures au Québec, pour l'instant, une part importante des activités sont menées par des petites et moyennes entreprises (PME) québécoises (sociétés juniors). La société d'État Ressources Québec, filiale d'Investissement Québec, est également un partenaire minoritaire dans plusieurs projets ou sociétés actives au Québec.

Cependant, dans les juridictions où des activités de production commerciale d'hydrocarbures ont lieu, on observe que les entreprises de petite taille sont

rare et que ce sont souvent de grandes entreprises qui réalisent les projets d'envergure (sociétés majeures). Sur cette base, il est permis de croire que des entreprises de plus grande taille pourraient vouloir s'établir au Québec, particulièrement pour y réaliser des projets de production d'hydrocarbures.

## 4.2. Coûts pour les entreprises

Les coûts réglementaires directs liés à la conformité aux normes qui sont introduits dans le présent projet de règlement, et ce, à l'égard des licences, concernent essentiellement le dépôt d'un plan d'intervention d'urgence conforme à la norme CSA-Z731, « Planification des mesures et interventions d'urgence », publiée par l'Association canadienne de normalisation, la constitution et la préservation d'un comité de suivi pour favoriser la participation de la communauté locale ainsi que le maintien d'une preuve de solvabilité relativement au régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice.

Rappelons à cet égard que le gouvernement publiait à la *Gazette officielle du Québec*, le 13 juillet 2016, un projet de règlement modifiant le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains afin d'introduire notamment cette même exigence de produire un plan d'intervention d'urgence pour tout permis de forage, de complétion, de modification et de fermeture de puits, sans toutefois spécifier de normes associatives reconnues en la matière.

Le présent projet de règlement précise ainsi les meilleures pratiques reconnues au regard de tels plans d'intervention d'urgence. Les coûts directs de conformité à cet égard sont estimés, de manière prudente, à 1 000 \$, considérant que cette norme est déjà reconnue par l'industrie et ses associations normatives et qu'une analyse de conformité du plan par un ingénieur qualifié pour une entreprise type ne devrait pas demander plus d'une dizaine d'heures, à un taux horaire de 100 \$. Ce plan d'intervention d'urgence n'aura par la suite qu'à être mis à jour en fonction de l'évolution du projet d'exploration, de production ou de stockage, ce qui pourrait représenter des dépenses annuelles maximales de 500 \$.

Les montants minimaux en travaux annuels introduits dans le présent projet de règlement seront le double de ce qui est actuellement prévu en vertu de la Loi sur les mines. Ainsi, la première année devra faire l'objet d'un investissement supplémentaire de 3 000 \$ en travaux d'exploration, soit de 3 000 \$ à 6 000 \$, ou encore de 50 \$ supplémentaires par kilomètre carré (km<sup>2</sup>). Par la suite, cet investissement supplémentaire sera augmenté d'année en année de manière proportionnelle, soit du double par rapport à l'encadrement actuel en vertu de la Loi sur les mines et de son règlement d'application :

- pour la deuxième année de la période de validité de la licence, le montant le plus élevé entre 200 \$/km<sup>2</sup> ou 12 000 \$;

- pour la troisième année de la période de validité de la licence, le montant le plus élevé entre 300 \$/km<sup>2</sup> ou 18 000 \$;
- pour la quatrième année de la période de validité de la licence, le montant le plus élevé entre 400 \$/km<sup>2</sup> ou 24 000 \$;
- pour la cinquième année de la période de validité de la licence, le montant le plus élevé entre 500 \$/km<sup>2</sup> ou 30 000 \$;
- à partir du premier renouvellement de la licence, le montant le plus élevé entre 500 \$/km<sup>2</sup> ou 40 000 \$.

Cependant, ces montants sont peu élevés par rapport aux coûts types de travaux comprenant notamment l'exécution de forages exploratoires, pouvant varier entre 4 et 8 millions de dollars par puits, ou encore de campagnes de levés géophysiques, susceptibles d'atteindre de 0,5 à 2 millions de dollars. Pour cette raison, l'impact de cette mesure n'a pas été intégré dans le total des coûts liés à la conformité aux normes du présent règlement.

Également, tout titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage devra obligatoirement créer un comité de suivi visant à favoriser la participation de la communauté locale à l'ensemble du projet pouvant découler de l'acquisition de cette même licence. Les coûts associés à l'organisation d'un tel comité ont été évalués antérieurement dans le cadre de l'analyse d'impact réglementaire de juin 2016 découlant du dépôt du projet de loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives. Ils pourraient représenter près de 5 000 \$ par année pour la sélection des membres, la tenue d'une rencontre annuelle et le remboursement de certains frais des membres, soit environ une soixantaine d'heures consacrées par le titulaire à une ressource ayant un taux horaire de 60 \$, plus environ 1 500 \$ en remboursement de frais.

Finalement, mentionnons le maintien d'une preuve de solvabilité relativement au régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice, au montant s'appliquant par licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures, au prorata des milieux présents (terrestre, hydrique, marin). Les coûts varieront grandement selon le type de preuve que choisit ou dont dispose le titulaire concerné. Prenons l'exemple d'une licence valide pour un milieu à 80 % terrestre et à 20 % hydrique, donc d'un montant total exigible de 13 millions de dollars (10 millions x 80 % + 25 millions x 20 %). La transmission au ministre, par le titulaire de cette licence, d'une déclaration faisant état de son actif net ou des ententes de financement qu'il a conclues, accompagnée de l'état financier annuel le plus récent, ne représentera pas plus de 250 \$. En revanche, si cette déclaration est plutôt accompagnée d'une police d'assurance spécifique, ces coûts pourraient être de près de 10 000 \$ par année. Par conséquent, et puisqu'une licence pourrait couvrir une proportion majoritaire de milieux hydriques, un coût inférieur à 20 000 \$ par année pourrait être induit.

a) Coûts directs liés à la conformité aux normes pour une licence d'exploration, de production ou de stockage	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses en capital (acquisition d'un terrain, de machinerie, d'un système ou d'un équipement informatique, construction ou modification d'un bâtiment, etc.)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts de location d'équipement</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts d'entretien et de mise à jour de l'équipement</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses en ressources humaines (consultants, employés et gestionnaires, etc.)</li> </ul>	6 500 \$	5 500 \$	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts des ressources spécifiques (trousses, outils, publicité, etc.)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Autres coûts directs liés à la conformité (application du régime de responsabilité sans égard à la faute et frais inhérents au comité de suivi)</li> </ul>	21 500 \$	21 500 \$	
<b>Total des coûts directs liés à la conformité aux normes</b>	<b>28 000 \$</b>	<b>27 000 \$</b>	

Les normes devant être respectées par tout titulaire d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline font également partie des meilleures pratiques étant notamment inscrites dans l'encadrement issu de l'Office national de l'énergie. Comme dans le cas des licences, on peut estimer, pour une telle autorisation, des coûts de conformité aux normes de l'ordre de 4 000 \$ en ce qui concerne les ressources humaines spécialisées, soit un ingénieur type d'une PME ayant une rémunération de 100 \$ l'heure. Ainsi, le titulaire s'assurera du respect et de la connaissance complète de ces normes, qui sont par ailleurs largement utilisées par l'industrie.

De plus, mentionnons le maintien d'une preuve de solvabilité à l'égard du régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice pour les titulaires d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, au montant s'appliquant selon le volume et le type d'hydrocarbures transportés. Les manques à gagner varieront grandement selon le type de preuve que choisit ou dont dispose le titulaire concerné. Comme pour les licences, la transmission au ministre, par le titulaire d'une telle autorisation, d'une déclaration faisant état de son actif net ou des ententes de financement qu'il a conclues, accompagnée de l'état financier annuel le plus récent, ne représentera pas plus de 250 \$. En revanche, si cette déclaration est plutôt accompagnée d'une police d'assurance spécifique, ces coûts pourraient varier de 10 000 \$ à 20 000 \$ par année.

<b>Coûts directs liés à la conformité aux normes pour les activités de construction ou d'utilisation d'un pipeline</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses en capital (acquisition d'un terrain, de machinerie, d'un système ou d'un équipement informatique, construction ou modification d'un bâtiment, etc.)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts de location d'équipement</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts d'entretien et de mise à jour de l'équipement</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Dépenses en ressources humaines (consultants, employés et gestionnaires, etc.)</li> </ul>	4 000 \$	4 000 \$	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Coûts des ressources spécifiques (trousses, outils, publicité, etc.)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>Autres coûts directs liés à la conformité (application du régime de responsabilité sans égard à la faute)</li> </ul>	20 000 \$	20 000 \$	
<b>Total des coûts directs liés à la conformité aux normes</b>	<b>24 000 \$</b>	<b>24 000 \$</b>	

Les formalités administratives supplémentaires représentent une portion non négligeable des coûts attribuables au présent projet de règlement.

Tout d'abord, le projet de règlement précise le processus de qualification et de soumission d'une candidature dans le cadre d'un appel d'offres pour une licence. Les modalités propres à chaque appel d'offres demeurant à être définies en temps et lieu, nous pouvons estimer qu'un coût d'environ 1 000 \$ pourrait être induit, bien que le processus d'appel d'offres repose principalement sur la soumission d'un montant forfaitaire pour le territoire concerné.

Ensuite, lorsqu'un soumissionnaire se verra accorder une licence d'exploration, de production ou de stockage, il devra obligatoirement créer un comité de suivi, comme cela est indiqué dans la section précédente. Les coûts attribuables à la participation du titulaire à l'élaboration d'un rapport annuel de même qu'aux documents devant être fournis à ce comité devraient être d'environ 3 000 \$, soit près de 35 heures de travail pour une ressource ayant une rémunération de 60 \$ l'heure, plus des frais divers de production de documents d'environ 1 000 \$.

Concernant les avis d'acquisition d'une licence devant être transmis aux propriétaires ou aux locataires de même qu'à la municipalité ou à la MRC concernée, la préparation devrait nécessiter une vingtaine d'heures rémunérées à 60 \$ l'heure, soit près de 1 000 \$, plus des frais potentiels de 2 000 \$ pour l'envoi postal.

Pour ce qui est de l'avis de découverte importante devant être transmis au ministre, l'entreprise concernée devra essentiellement s'en tenir à l'envoi d'éléments d'information déjà produits dans l'objectif de favoriser sa valeur boursière ou encore d'attirer d'éventuels investisseurs, ce qui représente un montant d'environ 250 \$. Cependant, pour un avis de découverte exploitable, des frais d'environ 1 400 \$ en ressources humaines, à un taux horaire de 100 \$, s'ajoutent pour que l'entreprise réponde aux exigences du Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (chapitre V-1.1, r. 23).

Les coûts assumés par l'entreprise pour déposer une demande de bail d'exploitation de pétrole, de gaz naturel ou de réservoir souterrain, telle qu'elle est définie dans la Loi sur les mines, sont actuellement évalués à près de 2 100 \$, selon la reddition de comptes annuelle en matière d'allègement réglementaire et administratif effectuée auprès du ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation. Puisque le contenu de la demande d'approbation auprès de la Régie de l'énergie se voit bonifié de manière significative, notamment par le niveau de détail demandé et l'inclusion d'une évaluation économique du projet, ces coûts ont triplé, atteignant près de 6 000 \$. Rappelons tout de même qu'une majorité d'éléments composant la demande sont produits naturellement par l'entreprise dans ses analyses d'affaires l'amenant à la décision de procéder à une telle demande.

À l'égard du rapport annuel devant être fourni par tout titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles évalue actuellement le coût de cette formalité à 2 100 \$. Considérant que les bonifications proposées représentent des éléments d'information déjà produits par l'entreprise, ce coût a été révisé et établi à 2 500 \$.

Pour ce qui concerne la preuve de solvabilité exigible en vertu du régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice, des coûts maximaux de 250 \$ pourraient être imposés pour l'obtention d'une copie certifiée et sa transmission au ministre.

Finalement, la reconduction temporaire des modalités entourant l'actuel régime de redevances établi en vertu de la Loi sur les mines et du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains n'entraîne aucun impact réglementaire pour l'industrie.

<b>b) Coûts liés aux formalités administratives pour une licence d'exploration</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Participation au processus d'appel d'offres</li> <li>ii. Obligations relatives au comité de suivi</li> <li>iii. Avis aux propriétaires, aux locataires, à la municipalité ou à la MRC</li> <li>iv. Avis de découverte importante</li> <li>v. Avis de découverte exploitable</li> <li>vi. Rapport annuel</li> <li>vii. Preuve de solvabilité en cas de préjudice</li> </ul> </li> </ul>	12 400 \$	6 750 \$	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autres coûts liés aux formalités administratives</li> </ul>			
<b>Total des coûts liés aux formalités administratives</b>	<b>12 400 \$</b>	<b>6 750 \$</b>	
<b>Coûts liés aux formalités administratives pour une licence de production ou de stockage</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Demande de licence auprès de la Régie de l'énergie</li> <li>ii. Obligations relatives au comité de suivi</li> <li>iii. Avis aux propriétaires, aux locataires, à la municipalité ou à la MRC</li> <li>iv. Rapport annuel</li> <li>v. Preuve de solvabilité en cas de préjudice</li> </ul> </li> </ul>	15 750 \$	6 750 \$	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autres coûts liés aux formalités administratives</li> </ul>			
<b>Total des coûts liés aux formalités administratives</b>	<b>15 750 \$</b>	<b>6 750 \$</b>	

Une évaluation préliminaire des conditions d'obtention d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline avait été faite dans le cadre de l'analyse d'impact réglementaire découlant du dépôt du projet de loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives. Les coûts associés à l'obtention de cette autorisation sont évalués à 6 000 \$ (60 heures x 100 \$), à la manière des coûts relatifs aux licences de production et de stockage.

La préparation des avis d'acquisition d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline devant être transmis aux propriétaires ou aux locataires de même qu'à la municipalité ou à la MRC concernée devrait nécessiter une vingtaine d'heures rémunérées à 60 \$ l'heure, soit près de 1 000 \$, plus des frais potentiels de 2 000 \$ pour l'envoi postal.

Pour le rapport annuel devant être transmis, le coût évalué équivaut à celui établi pour une licence de production ou de stockage, soit 2 500 \$ (25 heures x 100 \$) par an.

Le coût des rapports d'inspection annuelle d'un pipeline est quant à lui évalué à 1 000 \$ par année.

Coûts liés aux formalités administratives pour une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coûts de production, de gestion et de transmission des rapports, des enregistrements, des registres et des formulaires d'autorisation               <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Demande d'autorisation</li> <li>ii. Avis aux propriétaires, aux locataires, à la municipalité ou à la MRC</li> <li>iii. Rapport annuel</li> <li>iv. Inspection annuelle</li> </ul> </li> </ul>	12 500 \$	3 500 \$	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dépenses en ressources externes (ex. : consultants)</li> </ul>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autres coûts liés aux formalités administratives</li> </ul>			
<b>Total des coûts liés aux formalités administratives</b>	<b>12 500 \$</b>	<b>3 500 \$</b>	

Selon la définition fournie par le ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation, le manque à gagner représente l'estimation des pertes en chiffre d'affaires associées aux nouvelles contraintes réglementaires introduites.

Aucun manque à gagner au sens de cette définition n'a été constaté dans le présent projet de règlement.

<b>c) Coûts liés aux manques à gagner pour une licence d'exploration, de production ou de stockage</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
• Diminution du chiffre d'affaires	0 \$	0 \$	
• Autres types de manques à gagner			
<b>Total des manques à gagner</b>	<b>0 \$</b>	<b>0 \$</b>	

<b>Coûts liés aux manques à gagner pour une autorisation de construction ou d'utilisation de pipeline</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
• Diminution du chiffre d'affaires	0 \$	0 \$	
• Autres types de manques à gagner			
<b>Total des manques à gagner</b>	<b>0 \$</b>	<b>0 \$</b>	

Voici la synthèse des coûts supplémentaires, tant à l'implantation que pour chaque année subséquente, qui sont relatifs à la conformité aux normes, aux formalités administratives et aux manques à gagner et qui sont engendrés par l'adoption du présent projet de règlement, et ce, par rapport à l'encadrement actuel prévu en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains :

<b>d) Synthèse des coûts pour les entreprises (licence d'exploration)</b>	<b>Période d'implantation (coûts non récurrents)</b>	<b>Années subséquentes (coûts récurrents)</b>	<b>Total</b>
• Coûts directs liés à la conformité aux normes	28 000 \$	27 000 \$	
• Coûts liés aux formalités administratives	12 400 \$	6 750 \$	
• Coûts liés aux manques à gagner	0 \$	0 \$	
<b>Total des coûts pour les entreprises</b>	<b>40 400 \$</b>	<b>33 750 \$</b>	

Synthèse des coûts pour les entreprises (licence de production ou de stockage)	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total
•Coûts directs liés à la conformité aux normes	28 000 \$	27 000 \$	
•Coûts liés aux formalités administratives	15 750 \$	6 750 \$	
•Coûts liés aux manques à gagner	0 \$	0 \$	
<b>Total des coûts pour les entreprises</b>	<b>43 750 \$</b>	<b>33 750 \$</b>	

Synthèse des coûts pour une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline	Période d'implantation (coûts non récurrents)	Années subséquentes (coûts récurrents)	Total
•Coûts directs liés à la conformité aux normes	24 000 \$	24 000 \$	
•Coûts liés aux formalités administratives	12 500 \$	3 500 \$	
•Coûts liés aux manques à gagner	0 \$	0 \$	
<b>Total des coûts pour les entreprises</b>	<b>36 500 \$</b>	<b>27 500 \$</b>	

### 4.3. Avantages du projet

Plusieurs avantages découlent de l'adoption du projet de Règlement sur les licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et sur l'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline, notamment au regard de la clarification du cadre réglementaire pour les entreprises et de la prise en compte des besoins manifestés par la population en matière d'acceptabilité sociale, lesquels influencent grandement les probabilités de réalisation de grands projets. Parmi ces avantages, le présent projet :

- contribue à réaliser l'une des priorités de la Politique énergétique 2030, soit la mise en place d'un meilleur encadrement des activités de mise en valeur des hydrocarbures au Québec, et ce, selon des pratiques et à des conditions qui assurent la sécurité des personnes et des biens et la protection de l'environnement;
- instaure un nouveau régime de responsabilité sans égard à la faute en cas de préjudice et précise les montants exigibles et les preuves de solvabilité admissibles pour un titulaire de licence d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures ainsi que pour un titulaire d'autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline;

- détermine les modalités relatives au comité de suivi afin de favoriser la participation de la communauté locale à l'ensemble des projets d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures;
- introduit des conditions d'obtention et d'exercice propres aux autorisations de construction ou d'utilisation d'un pipeline;
- institue l'examen des projets de production ou de stockage d'hydrocarbures ainsi que des projets de construction ou d'utilisation d'un pipeline par la Régie de l'énergie;
- prend en compte les préoccupations des citoyens et des communautés à l'égard des activités d'exploration, de production ou de stockage d'hydrocarbures ou encore de construction ou d'utilisation d'un pipeline.

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 qui interviennent en amont ou en aval des activités de mise en valeur, ou qui les soutiennent;
- la création d'emplois spécialisés et non spécialisés;
- des revenus pour le Québec en matière d'impôts, de taxation et de redevances.

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

La modernisation de l'encadrement réglementaire contribuera à favoriser la réalisation des projets au Québec. En fonction de leur ampleur, ceux-ci pourraient générer un nombre important d'emplois, créés tant directement par les projets qu'indirectement chez les fournisseurs et les équipementiers de la filière des hydrocarbures.

Bien que des scénarios de projets de production de gaz naturel et de pétrole aient été établis pour le territoire de l'île d'Anticosti dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques, il n'est pas possible, en fonction des connaissances actuelles, de produire des scénarios plausibles de mise en valeur des hydrocarbures pour la majorité des bassins géologiques québécois.

Néanmoins, ces évaluations ont permis d'estimer que, pour chaque puits foré en milieu terrestre au Québec (incluant les activités de stimulation chimique ou physique du forage initial), de 15 à 20 emplois directs et indirects (année-personne) seraient générés.

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

Le projet de règlement proposé établit les mêmes exigences, peu importe la nature et la taille de l'entreprise. 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 meilleures pratiques généralement reconnues pour l'ensemble des activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures ainsi que de construction ou d'utilisation d'un pipeline, le gouvernement doit veiller à ce que toutes les entreprises aient à respecter les mêmes dispositions législatives et modalités réglementaires ainsi que les mêmes normes et meilleures pratiques généralement reconnues applicables.

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

Certaines dispositions du projet de règlement ont été harmonisées avec les normes et la nomenclature en usage au Canada ainsi que dans les provinces ayant un encadrement législatif et réglementaire en matière d'hydrocarbures. Cette harmonisation permet de s'assurer que la réglementation du Québec s'inscrit dans une cohérence interprovinciale. C'est le cas, notamment, de la nouvelle nomenclature entourant les droits réels immobiliers relatifs aux hydrocarbures. Comme au gouvernement fédéral, de même que dans la majorité des provinces canadiennes, ces droits réels immobiliers constitueront des licences (d'exploration, de production ou de stockage) et les différentes activités réglementées prendront la forme d'autorisations spécifiques.

Le rôle confié à la Régie de l'énergie dans l'analyse de projets de production d'hydrocarbures et leur recommandation au gouvernement s'inspire du plus grand rôle donné aux organismes gouvernementaux de régulation dans le secteur des hydrocarbures de certaines provinces canadiennes, notamment la Colombie-Britannique et l'Alberta.

Les modalités entourant le processus d'appel d'offres s'inspirent quant à elles de celles appliquées dans les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, bien que le choix du type d'appel d'offres ait été adapté à la Loi sur les hydrocarbures et au contexte québécois.

Pour ce qui concerne les modalités entourant l'application du régime de responsabilité sans égard à la faute et les preuves de solvabilité exigibles, le présent projet de règlement s'harmonise avec ceux issus du gouvernement fédéral de même que des provinces de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, qui ont mis en œuvre des accords de gestion commune des

hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent. Il en est de même pour l'uniformisation des concepts de découverte importante et de découverte exploitable.

Par ailleurs, le projet de règlement n'a aucun impact négatif sur le commerce avec les partenaires économiques du Québec. L'adoption de cet encadrement inspiré des expériences observées dans d'autres administrations et permettant l'entrée en vigueur de la Loi sur les hydrocarbures 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 ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles 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 règlement.

## **8. CONCLUSION**

Le projet de règlement 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 assurant un environnement d'affaires stable, prévisible, transparent et concurrentiel. Cet encadrement réglementaire constitue un préalable à la poursuite des activités de mise en valeur des hydrocarbures, à l'acquisition de connaissances scientifiques et, éventuellement, à la réalisation de projets de production.

## 9. PERSONNES-RESSOURCES

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