

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, DECEMBER 16, 2023

OTTAWA, LE SAMEDI 16 DÉCEMBRE 2023

Notice to Readers

The *Canada Gazette* is published under the authority of the *Statutory Instruments Act*. It consists of three parts as described below:

- Part I Material required by federal statute or regulation to be published in the *Canada Gazette* other than items identified for Part II and Part III below — Published every Saturday
- Part II Statutory instruments (regulations) and other classes of statutory instruments and documents — Published January 4, 2023, and at least every second Wednesday thereafter
- Part III Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after royal assent

The two electronic versions of the *Canada Gazette* are available free of charge. A Portable Document Format (PDF) version of Part I, Part II and Part III as an official version since April 1, 2003, and a HyperText Mark-up Language (HTML) version of Part I and Part II as an alternate format are available on the [Canada Gazette website](#). The HTML version of the enacted laws published in Part III is available on the [Parliament of Canada website](#).

Requests for insertion should be directed to the Canada Gazette Directorate, Public Services and Procurement Canada, 350 Albert Street, 5th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-996-2495 (telephone), 613-991-3540 (fax).

Bilingual texts received as late as six working days before the requested Saturday's date of publication will, if time and other resources permit, be scheduled for publication that date.

For information regarding reproduction rights, please contact Public Services and Procurement Canada by email at Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

Avis au lecteur

La *Gazette du Canada* est publiée conformément aux dispositions de la *Loi sur les textes réglementaires*. Elle est composée des trois parties suivantes :

- Partie I Textes devant être publiés dans la *Gazette du Canada* conformément aux exigences d'une loi fédérale ou d'un règlement fédéral et qui ne satisfont pas aux critères de la Partie II et de la Partie III — Publiée le samedi
- Partie II Textes réglementaires (règlements) et autres catégories de textes réglementaires et de documents — Publiée le 4 janvier 2023 et au moins tous les deux mercredis par la suite
- Partie III Lois d'intérêt public du Parlement et les proclamations énonçant leur entrée en vigueur — Publiée aussitôt que possible après la sanction royale

Les deux versions électroniques de la *Gazette du Canada* sont offertes gratuitement. Le format de document portable (PDF) de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III à titre de version officielle depuis le 1^{er} avril 2003 et le format en langage hypertexte (HTML) de la Partie I et de la Partie II comme média substitut sont disponibles sur le [site Web de la Gazette du Canada](#). La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le [site Web du Parlement du Canada](#).

Les demandes d'insertion doivent être envoyées à la Direction de la Gazette du Canada, Services publics et Approvisionnement Canada, 350, rue Albert, 5^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-996-2495 (téléphone), 613-991-3540 (télécopieur).

Un texte bilingue reçu au plus tard six jours ouvrables avant la date de parution demandée paraîtra, le temps et autres ressources le permettant, le samedi visé.

Pour obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Services publics et Approvisionnement Canada par courriel à l'adresse Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Government notices	3915
Appointment opportunities	3915
Parliament	
House of Commons	3920
Bills assented to	3920
Commissions	3921
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	3926
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	3928
(including amendments to existing regulations)	
Index	4040

TABLE DES MATIÈRES

Avis du gouvernement	3915
Possibilités de nominations	3915
Parlement	
Chambre des communes	3920
Projets de loi sanctionnés	3920
Commissions	3921
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	3926
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	3928
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	4041

GOVERNMENT NOTICES**OFFICE OF THE SUPERINTENDENT OF FINANCIAL INSTITUTIONS****INSURANCE COMPANIES ACT**

Definity Insurance Company — Letters patent of amalgamation and order to commence and carry on business

Notice is hereby given of the issuance,

- pursuant to subsection 251(1) of the *Insurance Companies Act*, of letters patent amalgamating and continuing Definity Insurance Company, The Missisquoi Insurance Company, Perth Insurance Company, and Waterloo Insurance Company as one company under the name, in English, Definity Insurance Company, and, in French, Compagnie d'assurance Definity, effective January 1, 2024; and
- pursuant to subsection 52(4) of the *Insurance Companies Act*, of an order authorizing Definity Insurance Company to commence and carry on business, and to insure risks falling within the classes of accident and sickness insurance, automobile insurance, boiler and machinery insurance, fidelity insurance, legal expense insurance, liability insurance, property insurance, and surety insurance, effective January 1, 2024.

December 16, 2023

Peter Routledge

Superintendent of Financial Institutions

PRIVY COUNCIL OFFICE*Appointment opportunities*

We know that our country is stronger — and our government more effective — when decision-makers reflect Canada's diversity. The Government of Canada has implemented an appointment process that is transparent and merit-based, strives for gender parity, and ensures that Indigenous peoples and minority groups are properly represented in positions of leadership. We continue to search for Canadians who reflect the values that we all embrace: inclusion, honesty, fiscal prudence, and generosity of spirit. Together, we will build a government as diverse as Canada.

We are equally committed to providing a healthy workplace that supports one's dignity, self-esteem and the ability to work to one's full potential. With this in mind, all appointees will be expected to take steps to promote

AVIS DU GOUVERNEMENT**BUREAU DU SURINTENDANT DES INSTITUTIONS FINANCIÈRES****LOI SUR LES SOCIÉTÉS D'ASSURANCES**

Compagnie d'assurance Definity — Lettres patentes de fusion et autorisation de fonctionnement

Avis est par les présentes donné de la délivrance,

- conformément au paragraphe 251(1) de la *Loi sur les sociétés d'assurances*, de lettres patentes fusionnant et prorogeant Compagnie d'assurance Definity, La Compagnie d'Assurance Missisquoi, Perth, Compagnie d'Assurance, et Waterloo, Compagnie d'Assurance en une société sous la dénomination sociale, en français, Compagnie d'assurance Definity, et, en anglais, Definity Insurance Company, à compter du 1^{er} janvier 2024;
- conformément au paragraphe 52(4) de la *Loi sur les sociétés d'assurances*, d'une autorisation de fonctionnement autorisant Compagnie d'assurance Definity à commencer à fonctionner et à effectuer des opérations d'assurance dans les branches d'accidents et maladie, automobile, chaudières et panne de machines, détournements, frais juridiques, responsabilité, assurance de biens et caution, à compter du 1^{er} janvier 2024.

Le 16 décembre 2023

Le surintendant des institutions financières

Peter Routledge

BUREAU DU CONSEIL PRIVÉ*Possibilités de nominations*

Nous savons que notre pays est plus fort et notre gouvernement plus efficace lorsque les décideurs reflètent la diversité du Canada. Le gouvernement du Canada a mis en œuvre un processus de nomination transparent et fondé sur le mérite qui reflète son engagement à assurer la parité entre les sexes et une représentation adéquate des Autochtones et des groupes minoritaires dans les postes de direction. Nous continuons de rechercher des Canadiens qui incarnent les valeurs qui nous sont chères : l'inclusion, l'honnêteté, la prudence financière et la générosité d'esprit. Ensemble, nous créerons un gouvernement aussi diversifié que le Canada.

Nous nous engageons également à offrir un milieu de travail sain qui favorise la dignité et l'estime de soi des personnes et leur capacité à réaliser leur plein potentiel au travail. Dans cette optique, toutes les personnes

and maintain a healthy, respectful and harassment-free work environment.

The Government of Canada is currently seeking applications from diverse and talented Canadians from across the country who are interested in the following positions.

Current opportunities

The following opportunities for appointments to Governor in Council positions are currently open for applications. Every opportunity is open for a minimum of two weeks from the date of posting on the [Governor in Council appointments website](#).

Governor in Council appointment opportunities

Position	Organization	Closing date
Director	Bank of Canada	
Chairperson	Business Development Bank of Canada	
Director	Canada Foundation for Innovation	
Director	Canada Foundation for Sustainable Development Technology	
Director	Canada Infrastructure Bank	
Chairperson	Canada Mortgage and Housing Corporation	
Director	Canada Mortgage and Housing Corporation	
President	Canada Mortgage and Housing Corporation	
Chairperson	Canadian Accessibility Standards Development Organization	

nommées devront prendre des mesures pour promouvoir et maintenir un environnement de travail sain, respectueux et exempt de harcèlement.

Le gouvernement du Canada sollicite actuellement des candidatures auprès de divers Canadiens talentueux provenant de partout au pays qui manifestent un intérêt pour les postes suivants.

Possibilités d'emploi actuelles

Les possibilités de nominations des postes pourvus par décret suivantes sont actuellement ouvertes aux demandes. Chaque possibilité est ouverte aux demandes pour un minimum de deux semaines à compter de la date de la publication sur le [site Web des nominations par le gouverneur en conseil](#).

Possibilités de nominations par le gouverneur en conseil

Poste	Organisation	Date de clôture
Administrateur	Banque du Canada	
Président	Banque de développement du Canada	
Administrateur	Fondation canadienne pour l'innovation	
Administrateur	Fondation du Canada pour l'appui technologique au développement durable	
Administrateur	Banque de l'infrastructure du Canada	
Président du conseil	Société canadienne d'hypothèques et de logement	
Administrateur	Société canadienne d'hypothèques et de logement	
Président	Société canadienne d'hypothèques et de logement	
Président	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Director	Canadian Accessibility Standards Development Organization		Administrateur	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	
Director	Canadian Centre on Substance Abuse		Administrateur	Centre canadien de lutte contre les toxicomanies	
Director	Canadian Commercial Corporation		Administrateur	Corporation commerciale canadienne	
Chief Executive Officer	Canadian Energy Regulator		Président-directeur général	Régie canadienne de l'énergie	
Commissioner	Canadian Energy Regulator		Commissaire	Régie canadienne de l'énergie	
Director	Canadian Energy Regulator		Administrateur	Régie canadienne de l'énergie	
Chief Commissioner	Canadian Grain Commission		Président	Commission canadienne des grains	
Chief Commissioner	Canadian Human Rights Commission		Président	Commission canadienne des droits de la personne	
Member	Canadian Human Rights Tribunal		Membre	Tribunal canadien des droits de la personne	
Member	Canadian Institutes of Health Research		Membre	Instituts de recherche en santé du Canada	
President	Canadian Institutes of Health Research		Président	Instituts de recherche en santé du Canada	
Member	Canadian International Trade Tribunal		Membre	Tribunal canadien du commerce extérieur	
Chairperson	Canadian Museum for Human Rights		Président	Musée canadien des droits de la personne	
President	Canadian Nuclear Safety Commission		Président	Commission canadienne de sûreté nucléaire	
Director	Canadian Race Relations Foundation		Administrateur	Fondation canadienne des relations raciales	
Member	Canadian Statistics Advisory Council		Membre	Conseil consultatif canadien de la statistique	
Director	Canadian Tourism Commission		Administrateur	Commission canadienne du tourisme	
Chairperson	Canadian Transportation Accident Investigation and Safety Board		Président	Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Member	Canadian Transportation Accident Investigation and Safety Board		Membre	Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports	
Member	Copyright Board		Commissaire	Commission du droit d'auteur	
Director	Export Development Canada		Administrateur	Exportation et développement Canada	
Director	First Nations Financial Management Board		Conseiller	Conseil de gestion financière des Premières Nations	
Commissioner	First Nations Tax Commission		Commissaire	Commission de la fiscalité des premières nations	
Director (Federal)	Halifax Port Authority		Administrateur (Fédéral)	Administration portuaire de Halifax	
Member	Historic Sites and Monuments Board of Canada		Membre	Commission des lieux et monuments historiques du Canada	
Clerk of the House of Commons	House of Commons		Greffier de la Chambre des communes	Chambre des communes	
Law Clerk and Parliamentary Counsel	House of Commons		Légiste et conseiller parlementaire	Chambre des communes	
Member	Independent Advisory Board on Eligibility for Journalism Tax Measures		Membre	Comité consultatif indépendant sur l'admissibilité aux mesures fiscales relatives au journalisme	
Vice-Chairperson	Independent Advisory Board on Eligibility for Journalism Tax Measures		Vice-président	Comité consultatif indépendant sur l'admissibilité aux mesures fiscales relatives au journalisme	
Dispute/Appellate Panellist	Internal Trade Secretariat — Canadian Free Trade Agreement		Membre d'un groupe spécial / groupe spécial d'appel	Secrétariat du commerce intérieur — Accord de libre-échange canadien	
Commissioner	International Commission on the Conservation of Atlantic Tunas		Commissaire	Commission internationale pour la conservation des thonidés de l'Atlantique	
Commissioner	International Joint Commission		Commissaire	Commission conjointe internationale	
Chairperson	Laurentian Pilotage Authority		Président	Administration de pilotage des Laurentides	
Parliamentary Librarian	Library of Parliament		Bibliothécaire parlementaire	Bibliothèque du Parlement	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Chairperson	Military Grievances External Review Committee		Président	Comité externe d'examen des griefs militaires	
Vice-Chairperson	Military Grievances External Review Committee		Vice-président	Comité externe d'examen des griefs militaires	
Chairperson	National Advisory Council on Poverty		Président	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Member (Children's Issues)	National Advisory Council on Poverty		Membre (Questions relatives aux enfants)	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Commissioner	National Battlefields Commission		Commissaire	Commission des champs de bataille nationaux	
Chairperson	National Gallery of Canada		Président	Musée des beaux-arts du Canada	
Chairperson	National Seniors Council		Président	Conseil national des aînés	
Member	National Seniors Council		Membre	Conseil national des aînés	
Canadian Representative	North Atlantic Salmon Conservation Organization		Représentant canadien	Organisation pour la Conservation du Saumon de l'Atlantique Nord	
Canadian Representative	North Pacific Anadromous Fish Commission		Représentant canadien	Commission des poissons anadromes du Pacifique Nord	
Conflict of Interest and Ethics Commissioner	Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner		Commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	Bureau du commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	
Director of Public Prosecutions	Office of the Director of Public Prosecutions		Directeur des poursuites pénales	Bureau du directeur des poursuites pénales	
President	Public Service Commission		Président	Commission de la fonction publique	
Principal	Royal Military College of Canada		Recteur	Collège militaire royal du Canada	
Clerk of the Senate and Clerk of the Parliaments	Senate		Greffier du Sénat et greffier des Parlements	Sénat	
Member	Social Sciences and Humanity Research Council		Membre	Conseil de recherches en sciences humaines	
Member	Standards Council of Canada		Conseiller	Conseil canadien des normes	
Chairperson	Telefilm Canada		Président	Téléfilm Canada	
Member	Telefilm Canada		Membre	Téléfilm Canada	
Director	VIA Rail Canada Inc.		Administrateur	VIA Rail Canada Inc.	

PARLIAMENT**HOUSE OF COMMONS**

First Session, 44th Parliament

PRIVATE BILLS

[Standing Order 130](#) respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on November 20, 2021.

For further information, contact the Private Members' Business Office, House of Commons, West Block, Room 314-C, Ottawa, Ontario K1A 0A6, 613-992-9511.

Eric Janse

Clerk of the House of Commons

ROYAL ASSENT

Tuesday, December 5, 2023

On Tuesday, December 5, 2023, Her Excellency the Governor General signified assent in His Majesty's name to the bill listed below.

Assent was signified by written declaration, pursuant to the *Royal Assent Act*, S.C. 2002, c. 15. Section 5 of that Act provides that each Act "... is deemed to be assented to on the day on which the two Houses of Parliament have been notified of the declaration."

The Senate was notified of the written declaration on Tuesday, December 5, 2023.

The House of Commons was notified of the written declaration on Tuesday, December 5, 2023.

An Act to amend the Criminal Code (bail reform)
(Bill C-48, chapter 30, 2023)

Gérald Lafrenière

Clerk of the Senate and Clerk of the Parliaments

PARLEMENT**CHAMBRE DES COMMUNES**

Première session, 44^e législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'[article 130](#) du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 20 novembre 2021.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec le Bureau des affaires émanant des députés à l'adresse suivante : Chambre des communes, Édifice de l'Ouest, pièce 314-C, Ottawa (Ontario) K1A 0A6, 613-992-9511.

Le greffier de la Chambre des communes

Eric Janse**SANCTION ROYALE**

Le mardi 5 décembre 2023

Le mardi 5 décembre 2023, Son Excellence la gouverneure générale a accordé la sanction royale au nom de Sa Majesté au projet de loi mentionné ci-dessous.

La sanction a été octroyée par déclaration écrite, conformément à la *Loi sur la sanction royale*, L.C. 2002, ch. 15. Aux termes de l'article 5 de cette loi, « la déclaration écrite porte sanction royale le jour où les deux chambres du Parlement en ont été avisées ».

Le Sénat a été informé de la déclaration écrite le mardi 5 décembre 2023.

La Chambre des communes a été informée de la déclaration écrite le mardi 5 décembre 2023.

Loi modifiant le Code criminel (réforme sur la mise en liberté sous caution)
(Projet de loi C-48, chapitre 30, 2023)

Le greffier du Sénat et greffier des Parlements

Gérald Lafrenière

COMMISSIONS

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

EXPIRY REVIEW OF ORDER

Hot-rolled carbon steel plate

The Canadian International Trade Tribunal gives notice that, pursuant to subsection 76.03(1) of the *Special Import Measures Act* (SIMA), it will initiate an expiry review (Expiry Review RR-2023-002) of its order made on August 9, 2018, in expiry review RR-2017-004, concerning the dumping of hot-rolled carbon steel plate and high strength low-alloy plate not further manufactured than hot-rolled, heat-treated or not, in cut lengths, in widths from 24 in. (+/- 610 mm) to 152 in. (+/- 3,860 mm) inclusive, and thicknesses from 0.187 in. (+/- 4.75 mm) to 4.0 in. (+/- 101.6 mm) inclusive, but excluding plate for use in the manufacture of pipe and tube (also known as skelp), plate in coil form, plate having a rolled, raised figure at regular intervals on the surface (also known as floor plate) and plate produced to American Society for Testing and Materials specifications A515 and A516M/A516, grade 70 (also known as pressure vessel quality plate) in thicknesses greater than 3.125 in. (+/- 79.3 mm), originating in or exported from the People's Republic of China (the subject goods).

In this expiry review, the Canada Border Services Agency (CBSA) will first determine whether the expiry of the order in respect of the subject goods is likely to result in the continuation or resumption of dumping of the subject goods. If the CBSA determines that the expiry of the order in respect of any goods is likely to result in the continuation or resumption of dumping, the Tribunal will then determine if the continued or resumed dumping is likely to result in injury to the domestic industry. The CBSA will provide notice of its determination within 150 days after receiving notice of the Tribunal's initiation of the expiry review, that is, no later than December 7, 2023. The Tribunal will issue its order and its statement of reasons no later than May 15, 2024.

Each person or government wishing to participate in this expiry review must file [Form I—Notice of Participation](#) with the Tribunal, on or before July 25, 2023. Regarding the importance of the deadline to file a notice of participation, please read carefully the section titled "Support by domestic producers" in the document titled "Additional information" appended to the notice available on the Tribunal's website. Each counsel who intends to represent

COMMISSIONS

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

RÉEXAMEN RELATIF À L'EXPIRATION DE L'ORDONNANCE

Tôles d'acier au carbone laminées à chaud

Le Tribunal canadien du commerce extérieur donne avis que, aux termes du paragraphe 76.03(1) de la *Loi sur les mesures spéciales d'importation* (LMSI), il procédera au réexamen relatif à l'expiration (réexamen relatif à l'expiration RR-2023-002) de son ordonnance rendue le 9 août 2018, dans le cadre du réexamen relatif à l'expiration RR-2017-004, concernant le dumping de tôles d'acier au carbone laminées à chaud et de tôles d'acier allié résistant à faible teneur, n'ayant subi aucun autre complément d'ouvrage que le laminage à chaud, traitées ou non à la chaleur, coupées à longueur, d'une largeur variant de 24 po (+/- 610 mm) à 152 po (+/- 3 860 mm) inclusivement, et d'une épaisseur variant de 0,187 po (+/- 4,75 mm) à 4 po (+/101,6 mm) inclusivement, mais à l'exclusion des tôles devant servir à la fabrication de tuyaux ou de tubes (aussi appelées « feuillards »), des tôles en bobines, des tôles dont la surface présente par intervalles un motif laminé en relief (aussi appelées « tôles de plancher ») et des tôles fabriquées selon les spécifications A515 et A516M/A516 de l'American Society for Testing and Materials, nuance 70 (aussi appelées « tôles pour appareils à pression ») d'une épaisseur supérieure à 3,125 po (+/- 79,3 mm), originaires ou exportées de la République populaire de Chine (les marchandises en cause).

Lors du présent réexamen relatif à l'expiration, l'Agence des services frontaliers du Canada (ASFC) doit d'abord décider si l'expiration de l'ordonnance concernant les marchandises en cause entraînera vraisemblablement la poursuite ou la reprise du dumping de ces dernières. Si l'ASFC décide que l'expiration de l'ordonnance à l'égard de certaines marchandises causera vraisemblablement la poursuite ou la reprise du dumping, le Tribunal décidera alors si la poursuite ou la reprise du dumping causera vraisemblablement un dommage à la branche de production nationale. L'ASFC rendra sa décision dans les 150 jours après avoir reçu l'avis de l'ouverture du réexamen relatif à l'expiration par le Tribunal, soit au plus tard le 7 décembre 2023. Le Tribunal publiera son ordonnance et son exposé des motifs au plus tard le 15 mai 2024.

Chaque personne ou gouvernement qui souhaite participer au réexamen relatif à l'expiration doit déposer auprès du Tribunal le [Formulaire I — Avis de participation](#), au plus tard le 25 juillet 2023. En ce qui concerne l'importance de l'échéance pour le dépôt d'un avis de participation, veuillez lire attentivement la section intitulée « Soutien des producteurs nationaux » dans le document intitulé « Renseignements additionnels » annexé à l'avis

a party in the expiry review must file [Form II—Notice of Representation](#) and [Form III—Declaration and Undertaking](#) with the Tribunal, on or before July 25, 2023. The Tribunal will issue a list of participants shortly thereafter.

On January 29, 2024, the Tribunal will distribute the record to participants. Counsel and self-represented participants are required to serve their respective submissions on each other on the dates outlined below. Public submissions are to be served on counsel and those participants who are not represented by counsel. Confidential submissions are to be served only on counsel who have access to the confidential record, and who have filed Form III—Declaration and Undertaking with the Tribunal. This information will be included in the list of participants. One complete electronic version of all submissions must be filed with the Tribunal.

The Tribunal will hold a public hearing relating to this expiry review commencing on March 4, 2024. The type of hearing will be communicated at a later date. If there are no opposing parties, the Tribunal may explore the possibility of holding a file hearing, i.e. a hearing through written submissions only, instead of an oral hearing.

Written submissions, correspondence and requests for information regarding the Tribunal's portion of this matter should be addressed to the Registry, Canadian International Trade Tribunal Secretariat, at citt-tcce@tribunal.gc.ca or you may reach the Registry at 613-993-3595.

Further details regarding this expiry review, including the schedule of key events, are contained in the documents entitled "Additional Information" and "Expiry Review Schedule" appended to the [notice](#) available on the Tribunal's website.

Ottawa, July 10, 2023

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Laboratory and scientific equipment

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2023-041) from Malvern Panalytical, a Division of Spectris Canada Inc. (Malvern) of Montréal, Quebec, concerning a procurement (Solicitation 23-58122) made by the National Research Council of Canada. The solicitation was for the acquisition of a particle size analyzer. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2)

disponible sur le site Web du Tribunal. Chaque avocat qui désire représenter une partie au réexamen relatif à l'expiration doit déposer auprès du Tribunal le [Formulaire II — Avis de représentation](#) et le [Formulaire III — Acte de déclaration et d'engagement](#), au plus tard le 25 juillet 2023. Le Tribunal distribuera la liste des participants peu après.

Le 29 janvier 2024, le Tribunal distribuera le dossier aux participants. Les avocats et les participants se représentant eux-mêmes doivent se signifier mutuellement leurs exposés aux dates mentionnées ci-dessous. Les exposés publics doivent être remis aux avocats et aux parties qui ne sont pas représentées. Les exposés confidentiels ne doivent être remis qu'aux avocats qui ont accès au dossier confidentiel et qui ont déposé auprès du Tribunal le Formulaire III — Acte de déclaration et d'engagement. Ces renseignements figureront sur la liste des participants. Une version électronique complète de tous les exposés doit être déposée auprès du Tribunal.

Le Tribunal tiendra une audience publique dans le cadre du présent réexamen relatif à l'expiration à compter du 4 mars 2024. Le Tribunal communiquera à une date ultérieure le type d'audience. S'il n'y a pas de parties opposées, le Tribunal a la possibilité de tenir une audience sur pièces, c'est-à-dire d'instruire le dossier sur la foi des pièces versées au dossier, plutôt que de tenir une audience.

La correspondance, les demandes de renseignements et les exposés écrits concernant la partie du réexamen relatif à l'expiration du Tribunal doivent être envoyés au greffe, Secrétariat du Tribunal canadien du commerce extérieur, à l'adresse tcce-citt@tribunal.gc.ca ou il est possible de communiquer avec le greffe par téléphone au 613-993-3595.

Des renseignements additionnels concernant le présent réexamen relatif à l'expiration, y compris le calendrier des étapes importantes, se trouvent dans les documents intitulés « Renseignements additionnels » et « Calendrier du réexamen relatif à l'expiration » annexés à l'[avis](#) disponible sur le site Web du Tribunal.

Ottawa, le 10 juillet 2023

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Équipements scientifiques et de laboratoire

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2023-041) déposée par Malvern Panalytical, une division de Spectris Canada Inc. (Malvern), de Montréal (Québec), concernant un marché (appel d'offres 23-58122) passé par le Conseil national de recherches du Canada. L'appel d'offres visait l'acquisition d'un analyseur granulométrique. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du*

of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on December 5, 2023, to conduct an inquiry into the complaint.

Malvern alleges that the successful bidder did not meet the mandatory requirements of the solicitation.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, December 5, 2023

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The Commission posts on its [website](#) original, detailed decisions, notices of consultation, regulatory policies, information bulletins and orders as they come into force. In accordance with Part 1 of the *Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Rules of Practice and Procedure*, these documents may be examined at the Commission's office, as can be documents relating to a proceeding, including the notices and applications, which are posted on the Commission's website, under "[Public proceedings & hearings](#)."

The following documents are abridged versions of the Commission's original documents.

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

DECISIONS

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2023-401	December 4, 2023 / 4 décembre 2023	2251723 Ontario Inc.	VMedia	Across Canada / L'ensemble du Canada	N.A. / s.o.
2023-402	December 4, 2023 / 4 décembre 2023	Dufferin Communications Inc.	CKPC	Brantford	Ontario
2023-403	December 4, 2023 / 4 décembre 2023	United Christian Broadcasters Media Canada	CJLT-FM	Medicine Hat	Alberta
2023-404	December 5, 2023 / 5 décembre 2023	Newfoundland Broadcasting Company Limited	CHOZ-FM	Elliston, Gander, Marystown and / et St. John's	Newfoundland and Labrador / Terre-Neuve-et- Labrador
2023-405	December 7, 2023 / 7 décembre 2023	2190015 Ontario Inc.	CHCH-DT	Hamilton and / et various locations in Ontario / diverses localités en Ontario	Ontario

commerce extérieur et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 5 décembre 2023, d'enquêter sur la plainte.

Malvern allègue que le soumissionnaire retenu n'a pas satisfait aux exigences obligatoires de l'appel d'offres.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 5 décembre 2023

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS AUX INTÉRESSÉS

Le Conseil affiche sur son [site Web](#) les décisions, les avis de consultation, les politiques réglementaires, les bulletins d'information et les ordonnances originales et détaillées qu'il publie dès leur entrée en vigueur. Conformément à la partie 1 des *Règles de pratique et de procédure du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes*, ces documents peuvent être consultés au bureau du Conseil, comme peuvent l'être tous les documents qui se rapportent à une instance, y compris les avis et les demandes, qui sont affichés sur le site Web du Conseil sous la rubrique « [Instances publiques et audiences](#) ».

Les documents qui suivent sont des versions abrégées des documents originaux du Conseil.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DÉCISIONS

CANADIAN TRANSPORTATION AGENCY**CANADIAN TRANSPORTATION ACT***Regulated interswitching rates for 2024*

Whereas in Determination No. R-2023-237 dated November 24, 2023, the Canadian Transportation Agency (Agency) determined, pursuant to subsection 127.1(1) of the *Canada Transportation Act* (CTA), S.C. 1996, c. 10, as amended, the regulated interswitching rates for 2024, according to the interswitching distance zones as defined in the *Railway Interswitching Regulations*, SOR/88-41, as amended;

Whereas pursuant to subsection 127.1(5) of the CTA, the Agency shall cause the interswitching rates to be published in the *Canada Gazette*, Part I, no later than December 31 before the beginning of the calendar year for which the rates apply,

The Agency hereby publishes the interswitching rates for the 2024 calendar year.

Table: Interswitching rates for 2024

Item	Column I	Column II	Column III
	Interswitching distance zone	Rate per car for interswitching traffic to or from a siding (\$)	Rate per car for interswitching a car block (\$)
1.	Zone 1	425	75
2.	Zone 2	545	115
3.	Zone 3	640	110
4.	Zone 4A	580	150
5.	Zone 4B	580 + 7.36 per additional kilometre	150 + 2.05 per additional kilometre
6.	Zone 5	848 + 4.61 per additional kilometre	325 + 1.60 per additional kilometre

OFFICE DES TRANSPORTS DU CANADA**LOI SUR LES TRANSPORTS DU CANADA***Prix d'interconnexion réglementés pour 2024*

Attendu que dans la détermination n° R-2023-237 du 24 novembre 2023, l'Office des transports du Canada (Office) a fixé, conformément au paragraphe 127.1(1) de la *Loi sur les transports au Canada* (LTC), L.C. 1996, ch. 10, dans sa version modifiée, les prix d'interconnexion réglementés pour 2024 en fonction des zones tarifaires d'interconnexion définies dans le *Règlement sur l'interconnexion du trafic ferroviaire*, DORS/88-41, dans sa version modifiée;

Attendu qu'en vertu du paragraphe 127.1(5) de la LTC, l'Office fait publier les prix d'interconnexion dans la Partie I de la *Gazette du Canada* au plus tard le 31 décembre précédant le début de l'année civile durant laquelle ils s'appliqueront,

L'Office publie par la présente les prix d'interconnexion pour l'année civile 2024.

Tableau : Prix d'interconnexion pour 2024

Article	Colonne I	Colonne II	Colonne III
	Zone tarifaire d'interconnexion	Prix par wagon pour l'interconnexion du trafic à destination ou en provenance d'une voie d'évitement (\$)	Prix par wagon pour l'interconnexion d'une rame de wagons (\$)
1.	Zone 1	425	75
2.	Zone 2	545	115
3.	Zone 3	640	110
4.	Zone 4A	580	150
5.	Zone 4B	580 + 7,36 par kilomètre additionnel	150 + 2,05 par kilomètre additionnel
6.	Zone 5	848 + 4,61 par kilomètre additionnel	325 + 1,60 par kilomètre additionnel

PUBLIC SERVICE COMMISSION**PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT***Permission and leave granted (Sandhu, Jaspreet)*

The Public Service Commission of Canada, pursuant to section 116 of the *Public Service Employment Act*, hereby gives notice that it has granted permission, pursuant to subsection 114(4) of the said Act, to Jaspreet Sandhu, Payment Services Officer, Employment and Social Development Canada, to seek nomination as a candidate, before and during the election period, and to be a candidate before the election period in the federal election in the electoral district of Brampton West, Ontario. The election is expected to be held on or before October 25, 2025.

The Public Service Commission of Canada, pursuant to subsection 114(5) of the said Act, has also granted a leave of absence without pay during the election period, effective the first day the employee is a candidate during the election period.

December 5, 2023

Stan Lee

Acting President

Fiona Spencer

Commissioner

Hélène Laurendeau

Commissioner

COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE**LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE***Permission et congé accordés (Sandhu, Jaspreet)*

La Commission de la fonction publique du Canada, en vertu de l'article 116 de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, donne avis par la présente qu'elle a accordé à Jaspreet Sandhu, agente des services de paiement, Emploi et Développement social Canada, la permission aux termes du paragraphe 114(4) de ladite loi de tenter d'être choisie comme candidate, avant et pendant la période électorale, et de se porter candidate avant la période électorale à l'élection fédérale dans la circonscription de Brampton-Ouest (Ontario). L'élection est prévue au plus tard pour le 25 octobre 2025.

En vertu du paragraphe 114(5) de ladite loi, la Commission de la fonction publique du Canada lui a aussi accordé, pour la période électorale, un congé sans solde entrant en vigueur le premier jour de la période électorale où la fonctionnaire est candidate.

Le 5 décembre 2023

Le président par intérim

Stan Lee

La commissaire

Fiona Spencer

La commissaire

Hélène Laurendeau

MISCELLANEOUS NOTICES**ALLIANZ LIFE INSURANCE COMPANY OF NORTH AMERICA****ASSUMPTION MUTUAL LIFE INSURANCE COMPANY****ASSUMPTION REINSURANCE AGREEMENT**

Notice is hereby given that Allianz Life Insurance Company of North America (“Allianz”), pursuant to section 587.1 of the *Insurance Companies Act* (Canada), intends to make an application to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) [the “Superintendent”] on or after January 17, 2024, for the Superintendent’s approval to cause itself to be reinsured, on an assumption basis, by Assumption Mutual Life Insurance Company (“Assumption”), against all of the risks undertaken by the Canadian branch of Allianz under its policies in Canada.

A copy of the proposed assumption reinsurance agreement and the report of the independent actuary relating to this transaction will be available for inspection by the policyholders of Allianz during regular business hours at the office of the Chief Agent of the Canadian branch of Allianz located at 1600–130 Adelaide Street West, Toronto, Ontario M5H 3P5, for a period of 30 days following publication of this notice. Any policyholder who wishes to obtain a copy of the assumption reinsurance agreement or the report of the independent actuary may do so in writing to the Chief Agent of Allianz at the above-noted addresses.

MD PRIVATE TRUST COMPANY**THE BANK OF NOVA SCOTIA TRUST COMPANY****LETTERS PATENT OF AMALGAMATION**

Notice is hereby given, pursuant to the provisions of section 233 of the *Trust and Loan Companies Act* (Canada), that MD Private Trust Company and The Bank of Nova Scotia Trust Company (together, the “Applicants”) intend to make a joint application to the Minister of Finance, on or after December 18, 2023, for letters patent of amalgamation continuing the Applicants as one company under the name “The Bank of Nova Scotia Trust Company” in English and “La Société de Fiducie Banque de Nouvelle-Écosse” in French. The head office of the amalgamated company would be located in Toronto, Ontario.

AVIS DIVERS**LA COMPAGNIE D’ASSURANCE-VIE ALLIANZ D’AMÉRIQUE DU NORD****ASSOMPTION COMPAGNIE MUTUELLE D’ASSURANCE-VIE****CONVENTION DE RÉASSURANCE AUX FINS DE PRISE EN CHARGE**

Avis est donné par les présentes que la Compagnie d’assurance-vie Allianz d’Amérique du Nord (« Allianz »), conformément à l’article 587.1 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), a l’intention de présenter une demande auprès du surintendant des institutions financières du Canada (le « Surintendant »), le 17 janvier 2024 ou après cette date, afin d’obtenir l’approbation du surintendant pour se faire réassurer aux fins de prise en charge, par Assomption Compagnie mutuelle d’assurance-vie (« Assomption »), contre tous les risques assumés par la division canadienne d’Allianz aux termes de ses polices au Canada.

Les titulaires de police d’Allianz pourront consulter une copie de la convention de réassurance aux fins de prise en charge proposée et du rapport de l’actuaire indépendant relatif à cette opération pendant les heures normales d’ouverture au bureau de l’agent principal de la division canadienne d’Allianz, situé au 1600-130, rue Adélaïde Ouest, Toronto (Ontario) M5H 3P5, pendant les 30 jours qui suivent la publication du présent avis. Tout titulaire de police souhaitant obtenir une copie de la convention de réassurance aux fins de prise en charge ou du rapport de l’actuaire indépendant peut le faire en écrivant à l’agent principal d’Allianz à l’adresse susmentionnée.

SOCIÉTÉ DE FIDUCIE PRIVÉE MD**LA SOCIÉTÉ DE FIDUCIE BANQUE DE NOUVELLE-ÉCOSSE****LETTRES PATENTES DE FUSION**

Avis est par les présentes donné, en vertu des dispositions de l’article 233 de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada), que la Société de fiducie privée MD et La Société de Fiducie Banque de Nouvelle-Écosse (ensemble, les « requérants ») entendent faire une demande conjointe au ministre des Finances, le 18 décembre 2023 ou après cette date, pour obtenir des lettres patentes de fusion leur permettant de poursuivre leurs activités en tant que société unique sous le nom français « La Société de Fiducie Banque de Nouvelle-Écosse » et le nom anglais « The Bank of Nova Scotia Trust Company ». Le siège social de la société fusionnée sera situé à Toronto, en Ontario.

The effective date of the proposed amalgamation would be May 1, 2024, or any other date fixed by the letters patent of amalgamation.

Note: The publication of this Notice should not be construed as evidence that letters patent will be issued. The granting of the letters patent will be dependent upon the normal *Trust and Loan Companies Act* (Canada) application review process and the discretion of the Minister of Finance.

November 25, 2023

MD Private Trust Company
The Bank of Nova Scotia Trust Company

La date d'entrée en vigueur de la fusion proposée est le 1^{er} mai 2024, ou toute autre date fixée par les lettres patentes de fusion.

Remarque : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une attestation de la délivrance de lettres patentes. La délivrance des lettres patentes sera tributaire du processus normal d'examen des demandes prévu par la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada) et de la décision du ministre des Finances.

Le 25 novembre 2023

Société de fiducie privée MD
La Société de Fiducie Banque de Nouvelle-Écosse

PROPOSED REGULATIONS

Table of contents

Canada Border Services Agency

Preclearance in the United States Regulations	3929
Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality).....	3950

Environment, Dept. of the, and Dept. of Health

Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector).....	3968
---	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table des matières

Agence des services frontaliers du Canada

Règlement sur le précontrôle aux États-Unis	3929
Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)	3950

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)	3968
---	------

Preclearance in the United States Regulations

Statutory authority

Preclearance Act, 2016

Sponsoring agency

Canada Border Services Agency

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Canada and the United States (U.S.) committed to further exploring the potential of preclearance operations in both countries through the Agreement on Land, Rail, Marine and Air Transport Preclearance between the Government of Canada and the Government of the United States of America (LRMA) and the *Preclearance Act, 2016* (PCA, 2016). In order to further this work and to support Canadian land preclearance operations in the United States, preclearance regulations are required.

Description: First, using authorities under the PCA, 2016, the *Preclearance in the United States Regulations* (the proposed Regulations) would adapt Port of Entry (POE) authorities under the *Immigration and Refugee Protection Act* (IRPA) and its regulations so that they could be administered at a preclearance area. The proposed Regulations would also allow the Canada Border Services Agency (CBSA) to make admissibility determinations and perform immigration processing in the preclearance area or preclearance perimeter in the United States, similarly to how it is performed at the POE in Canada.

The proposed Regulations would define the grounds of inadmissibility under the IRPA that apply at preclearance. In addition, the proposed Regulations would exclude “outside Canada” authorities, normally performed at embassies and consulates abroad, from application at preclearance. In this way, preclearance will not be taking on the responsibilities of Canadian embassies and consulates abroad.

Règlement sur le précontrôle aux États-Unis

Fondement législatif

Loi sur le précontrôle (2016)

Organisme responsable

Agence des services frontaliers du Canada

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Le Canada et les États-Unis se sont engagés à explorer davantage le potentiel des opérations de précontrôle dans les deux pays dans le cadre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement des États-Unis d'Amérique relatif au précontrôle dans les domaines du transport terrestre, ferroviaire, maritime et aérien (l'Accord) et de la *Loi sur le précontrôle (2016)*. Afin de faire progresser ce travail et de soutenir les opérations canadiennes de précontrôle dans le mode terrestre aux États-Unis, un règlement sur le précontrôle est nécessaire.

Description : Tout d'abord, en utilisant les pouvoirs prévus par la *Loi sur le précontrôle (2016)*, le *Règlement sur le précontrôle aux États-Unis* (le projet de règlement) permettrait d'adapter les pouvoirs aux points d'entrée prévus par la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* (LIPR) et ses règlements afin qu'ils puissent être appliqués dans une zone de précontrôle. Le projet de règlement permettrait également à l'Agence des services frontaliers du Canada (ASFC) de prendre des décisions sur l'admissibilité et de procéder au traitement des demandes liées à l'immigration dans la zone de précontrôle ou le périmètre de précontrôle aux États-Unis, de la même façon qu'au point d'entrée au Canada.

Le projet de règlement définirait les motifs d'interdiction de territoire en vertu de la LIPR s'appliquant au précontrôle. De plus, le projet de règlement exclurait les pouvoirs « hors du Canada », normalement exercés dans les ambassades et les consulats à l'étranger, de l'application au précontrôle. De cette façon, le précontrôle ne remplacera pas les responsabilités des ambassades et des consulats canadiens à l'étranger.

Second, the proposed Regulations would adapt provisions in the *Returning Persons Exemption Regulations*, the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* and *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order*, and the *Plant Protection Regulations* in order to apply customs and plant-related legislation and regulation at preclearance to mirror POE processes.

Rationale: Establishing Canadian preclearance operations in the United States would support government and industry goals to facilitate the flow of legitimate travellers and goods across the border, and increase the safety and security of Canadians and the Canadian economy by pushing the border out to prevent inadmissible people and goods from entering Canada. Preclearance is also considered a cost-effective option for replacing small and remote POEs with aging infrastructure.

Several government partners affected by the proposed Regulations, such as Immigration, Refugee and Citizenship Canada (IRCC), the Canadian Food Inspection Agency (CFIA), and the Department of Finance, were consulted before prepublication.

There would only be minor direct and indirect costs associated with the proposed Regulations, such as training costs (for example the development of training materials and policy guidance documents, and course delivery). While excluded from this cost-benefit analysis, it is noteworthy that there is an overall cost savings of adopting Canadian land preclearance in the United States through shared operational and facility maintenance costs.

Issues

Through the LRMA and the PCA, 2016, Canada and the United States committed to further exploring the potential of preclearance operations in both countries. In order to further this work and support Canadian land preclearance operations in the United States, preclearance regulations under the PCA, 2016 are needed.

Background

“Preclearance” refers to an arrangement between two countries that allows customs and immigration officials from the country of destination to be located in the

Ensuite, le projet de règlement permettrait d’adapter les dispositions du *Règlement sur l’exemption accordée aux personnes revenant au Canada*, des *Décret d’exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* et *Décret d’exemption du numéro tarifaire 9805.00.00* et du *Règlement sur la protection des végétaux* afin d’appliquer les lois et règlements en matière de douanes et de végétaux au précontrôle en vue de refléter les processus aux points d’entrée.

Justification : La mise en place d’opérations canadiennes de précontrôle aux États-Unis appuierait les objectifs du gouvernement et de l’industrie visant à faciliter la circulation des voyageurs et des marchandises légitimes de part et d’autre de la frontière et à accroître la sûreté et la sécurité des Canadiens et de l’économie canadienne en repoussant la frontière pour empêcher les personnes interdites de territoire et les marchandises inadmissibles d’entrer au Canada. Le précontrôle est également considéré comme une option rentable pour remplacer les petits points d’entrée et les points d’entrée éloignés dont l’infrastructure est vieillissante.

Plusieurs partenaires gouvernementaux touchés par le projet de règlement, comme Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada (IRCC), l’Agence canadienne d’inspection des aliments (ACIA) et le ministère des Finances, ont été consultés avant la publication préalable.

Le projet de règlement n’entraînerait que des coûts directs et indirects mineurs, comme les coûts de formation (par exemple l’élaboration de documents de formation et d’orientation stratégique et la prestation de cours). Bien que cela soit exclu de cette analyse coûts-avantages, il convient de souligner que l’adoption du précontrôle canadien dans le mode terrestre aux États-Unis entraîne des économies globales en ce qui concerne les coûts partagés d’exploitation et d’entretien des installations.

Enjeux

Par l’intermédiaire de l’Accord et de la *Loi sur le précontrôle (2016)*, le Canada et les États-Unis se sont engagés à explorer davantage le potentiel des opérations de précontrôle dans les deux pays. Afin de faire progresser ce travail et de soutenir les opérations canadiennes de précontrôle dans le mode terrestre aux États-Unis, un règlement sur le précontrôle en vertu de la *Loi sur le précontrôle (2016)* est nécessaire.

Contexte

Le « précontrôle » s’entend d’une entente entre deux pays qui permet aux agents des douanes et de l’immigration du pays de destination de se trouver dans le pays d’origine

country of origin in order to allow or deny the admission of travellers or goods to the destination country. In this case, the inspecting country (Canada) would be able to perform customs, immigration, and related inspections in the territory of the host country (the United States) in order to determine the admissibility of people and goods before they enter the inspecting party's country.

Canadian preclearance in the context of the LRMA would have Canadian officers, such as border services officers (BSOs), working in a "designated preclearance area and perimeter" (herein referred to as a "preclearance area") in the United States to examine travellers and goods in order to determine whether they should be allowed to proceed to Canada.

The United States has conducted preclearance operations in Canada in the air mode since 1952. Canada does not currently have preclearance operations in any country. Establishing Canadian preclearance operations in the United States would support government and industry goals to facilitate the flow of legitimate travellers and goods across the border (i.e. once a legitimate traveller or good is precleared, they may not need to be re-examined in Canada). It would also increase the safety and security of Canadians and the Canadian economy by pushing the border out to prevent inadmissible people and goods from entering Canada. Inadmissible travellers or goods could then be intercepted prior to entering Canada.

Preliminary analysis indicates that preclearance may be a cost-effective option for replacing small and remote POEs with aging infrastructure. The CBSA operates 80 small and remote POEs in the land mode along the Canadian border, many of which are in various states of disrepair. Investing in maintenance or repairs to small and remote POEs is often delayed because larger, higher-volume POEs take precedence for infrastructure funding. Establishing preclearance operations in the United States would be a cost-effective way to reduce the investment required to maintain these aging facilities, and, at the same time, would allow the CBSA to continue to facilitate the flow of legitimate travellers and goods into Canada while maintaining the security of the Canadian border.

Preclearance legislation and regulation

The LRMA was signed by both Canada and the United States in March 2015 and was subsequently ratified in August 2019. The ratification of the LRMA coincided with

afin d'autoriser ou de refuser l'entrée des voyageurs ou des marchandises dans le pays de destination. Dans ce cas, le pays responsable de l'inspection (le Canada) serait en mesure d'effectuer des inspections liées aux douanes et à l'immigration sur le territoire du pays d'accueil (les États-Unis) afin de déterminer l'admissibilité des personnes et des marchandises avant qu'elles n'entrent dans le pays responsable de l'inspection.

Dans le cadre du précontrôle canadien au titre de l'Accord, des agents canadiens, comme des agents des services frontaliers (ASF), travailleraient dans une « zone ou un périmètre de précontrôle désigné » (ci-après appelé « zone de précontrôle ») aux États-Unis pour examiner les voyageurs et les marchandises afin de déterminer s'ils devraient être autorisés à entrer au Canada.

Depuis 1952, les États-Unis mènent des opérations de précontrôle au Canada dans le mode aérien. À l'heure actuelle, le Canada n'a aucune opération de précontrôle dans d'autres pays. La mise en place d'opérations canadiennes de précontrôle aux États-Unis appuierait les objectifs du gouvernement et de l'industrie visant à faciliter la circulation des voyageurs et des marchandises légitimes de part et d'autre de la frontière (c'est-à-dire une fois qu'un voyageur ou une marchandise légitime a fait l'objet d'un précontrôle, il pourrait ne pas être nécessaire de le réexaminer au Canada). Cela permettrait également d'accroître la sûreté et la sécurité des Canadiens et de l'économie canadienne en repoussant la frontière pour empêcher les personnes interdites de territoire et les marchandises inadmissibles d'entrer au Canada. Les voyageurs interdits de territoire et les marchandises non admissibles pourraient alors être interceptés avant leur entrée au Canada.

L'analyse préliminaire indique que le précontrôle peut être une option rentable pour remplacer les petits points d'entrée et les points d'entrée éloignés dont l'infrastructure est vieillissante. L'ASF exploite 80 petits points d'entrée éloignés dans le mode terrestre le long de la frontière canadienne, dont bon nombre sont dans différents états de délabrement. Les investissements dans l'entretien ou la réparation des petits points d'entrée éloignés sont souvent retardés parce que les points d'entrée plus grands et où le volume de circulation est plus élevé ont préséance sur le financement de l'infrastructure. La mise en place d'opérations de précontrôle aux États-Unis serait un moyen rentable de réduire les investissements requis pour entretenir ces installations vieillissantes et permettrait en même temps à l'ASF de continuer à faciliter la circulation des voyageurs et des marchandises légitimes au Canada tout en maintenant la sécurité de la frontière canadienne.

Législation et réglementation sur le précontrôle

L'Accord a été signé par le Canada et les États-Unis en mars 2015 et a ensuite été ratifié en août 2019. La ratification de l'Accord a coïncidé avec l'entrée en vigueur de

the coming into force of the PCA, 2016. Together, the LRMA and the PCA, 2016 allow for preclearance expansion to all modes of travel (i.e. land, rail, marine, and air) and cargo operations between Canada and the United States.

The PCA, 2016 includes two main parts.¹ Therefore, a phased approach for the two main parts of the Act was applied to the regulatory process. The regulations supporting Part 1 of the PCA, 2016, which relates to U.S. preclearance in Canada, were published as [Preclearance in Canada Regulations: SOR/2019-183](#) on June 12, 2019, and came into force when the PCA, 2016 and the LRMA came into force. In conjunction with U.S. domestic law, Part 2 of the PCA, 2016 establishes the legal framework governing Canadian preclearance operations in the United States. Alongside the LRMA, Part 2 also establishes that Canadian legislation relating to the importation of goods, immigration, agriculture and public health and safety applies to Canadian-bound travellers and goods in a preclearance area located in the United States.

The PCA, 2016, includes a deeming provision that allows for existing Canadian legislation and regulations that apply to the entry of persons and the importation of goods into Canada, normally administered at a port of entry, to be administered in a preclearance area as if the traveller had entered and the goods had been imported into Canada. In other words, provisions that meet the definition of “preclearance legislation” are *deemed* to apply in preclearance operations outside Canada in the same manner they would apply in Canada. However, the deeming provision does not apply to immigration legislation and its regulations, hence the necessity to create these proposed Regulations to adapt the language in the IRPA and its corresponding regulations.

In addition, based on internal Government consultations, only minor changes were identified in non-immigration regulation. The proposed Regulations are necessary to adapt three regulations to apply in the preclearance area: the *Returning Persons Exemption Regulations*, the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* and *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order* and the *Plant Protection Regulations* (PPR).

The PPR specifically lists all places of entry for plant inspections. Therefore, the PPR need to be adapted for

la *Loi sur le précontrôle* (2016). Ensemble, l'Accord et la *Loi sur le précontrôle* (2016) permettent d'étendre le précontrôle à tous les modes de transport (c'est-à-dire terrestre, ferroviaire, maritime et aérien) et aux opérations de manutention du fret entre le Canada et les États-Unis.

La *Loi sur le précontrôle* (2016) comprend deux parties principales¹. Ainsi, une approche progressive concernant les deux principales parties de la Loi a été appliquée au processus de réglementation. Le règlement appuyant la partie 1 de la *Loi sur le précontrôle* (2016), qui porte sur les opérations américaines de précontrôle au Canada, a été publié sous le titre [Règlement sur le précontrôle au Canada : DORS/2019-183](#) le 12 juin 2019 et est entré en vigueur lorsque la *Loi sur le précontrôle* (2016) et l'Accord sont entrés en vigueur. Combinée avec le droit interne des États-Unis, la partie 2 de la *Loi sur le précontrôle* (2016) établit le cadre juridique régissant les opérations canadiennes de précontrôle aux États-Unis. Parallèlement à l'Accord, la partie 2 établit également que la législation canadienne relative à l'importation de marchandises, à l'immigration, à l'agriculture et à la santé et la sécurité publiques s'applique aux voyageurs et aux marchandises en direction du Canada dans une zone de précontrôle située aux États-Unis.

La *Loi sur le précontrôle* (2016) comprend une disposition déterminative qui permet que les lois et règlements canadiens existants qui s'appliquent à l'entrée de personnes et à l'importation de marchandises au Canada, habituellement appliqués à un point d'entrée, soient appliqués dans une zone de précontrôle comme si le voyageur était entré et que les marchandises avaient été importées au Canada. Autrement dit, les dispositions qui correspondent à la définition de « législation relative au précontrôle » sont *réputées* s'appliquer aux opérations de précontrôle à l'extérieur du Canada de la même manière qu'elles s'appliqueraient au Canada. Toutefois, la disposition déterminative ne s'applique pas à la législation sur l'immigration et aux règlements connexes, d'où la nécessité de créer ce projet de règlement pour adapter le libellé de la LIPR et de ses règlements d'application.

De plus, d'après les consultations internes du gouvernement, seuls des changements mineurs ont été relevés dans les règlements non liés à l'immigration. Le projet de règlement est nécessaire pour adapter trois règlements en vue de les appliquer dans la zone de précontrôle : le *Règlement sur l'exemption accordée aux personnes revenant au Canada*, les *Décret d'exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* et *Décret d'exemption du numéro tarifaire 9805.00.00* et le *Règlement sur la protection des végétaux*.

Le *Règlement sur la protection des végétaux* dresse une liste précise de tous les points d'entrée où les végétaux

¹ The PCA, 2016 also includes Part 3, which relates to amendments to the *Criminal Code* and Part 4, which repeals the *Preclearance Act* from 1999.

¹ La *Loi sur le précontrôle* (2016) comprend également une partie 3 qui porte sur les modifications apportées au *Code criminel* et une partie 4 qui abroge la *Loi sur le précontrôle* de 1999.

the purposes of the PCA, 2016 to include the preclearance area within the list. Without this adaptation, preclearance would not be considered as a place to perform these inspections that are necessary for both traveller and commercial purposes. The *Returning Persons Exemption Regulations*, the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* and *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order*, for the most part, set out the application or exclusion of alcohol exemptions based on the provincial age of majority at the location of the importation. For the purposes of the PCA, 2016, these regulations need to be adapted to clarify the appropriate age of majority that would be applied in preclearance for the importation of alcohol. Without the proposed Regulations, it would be difficult to determine the age of majority for alcohol importation as preclearance is “outside Canada” and not located in a province where the age of majority is determined.

Pilot project

The small and remote POE at Covey Hill, Quebec, which is in a state of disrepair, would be relocated to the U.S. side of the border by moving into an established U.S. facility at Cannon Corners, New York. During this pilot, the CBSA would be processing travellers and conveyances on U.S. soil shortly before their entry to Canada. There is a distance of approximately 200 m between the U.S. POE (Cannon Corners, New York) and the adjacent Canadian POE (Covey Hill, Quebec). The Canadian POE would be shuttered during the pilot project.

The Government of Canada committed funding to the land preclearance pilot project through Budget 2021 under “Modernizing Travel and Trade at our Borders,” where \$7.4M will be allocated towards this land preclearance pilot project at Cannon Corners, New York. Funding is primarily focused on physical and information technology infrastructure requirements to accommodate the CBSA operation within the U.S. facility. The proposed Regulations would facilitate the implementation of the pilot project by providing BSOs with the authority to perform immigration processing. While there are ongoing discussions with respect to the timing of the pilot project, it is expected that the pilot project will launch in 2024–2025 for two years. More broadly, the implementation of the pilot project would demonstrate whether preclearance is a cost-effective and operationally viable option for replacing small and remote POEs with aging infrastructure. Should the land pilot project results indicate that preclearance is a good alternative to rebuilding small and remote POEs, future land preclearance sites would likely not require additional regulations.

doivent être présentés aux fins d’inspection. Par conséquent, le *Règlement sur la protection des végétaux* doit être adapté aux fins de la *Loi sur le précontrôle (2016)* afin d’inclure la zone de précontrôle dans la liste. Sans cette adaptation, la zone de précontrôle ne serait pas considérée comme un endroit valide pour effectuer ces inspections, qui sont nécessaires à la fois pour les voyageurs et à des fins commerciales. Le *Règlement sur l’exemption accordée aux personnes revenant au Canada*, les *Décret d’exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* et *Décret d’exemption du numéro tarifaire 9805.00.00*, pour l’essentiel, établissent l’application ou l’exclusion des exemptions pour alcool en fonction de l’âge de la majorité établi dans la province du lieu de l’importation. Aux fins de la *Loi sur le précontrôle (2016)*, ces règlements doivent être adaptés afin de préciser l’âge de la majorité approprié qui serait appliqué au précontrôle pour l’importation d’alcool. Sans le projet de règlement, il serait difficile de déterminer l’âge de la majorité pour l’importation d’alcool, puisque le précontrôle se trouve « à l’extérieur du Canada » et qu’il n’est pas situé dans une province où l’âge de la majorité est déterminé.

Projet pilote

Le petit point d’entrée éloigné de Covey Hill, au Québec, qui est dans un état de délabrement, serait déplacé du côté américain de la frontière et déménagé dans une installation établie des États-Unis à Cannon Corners, dans l’État de New York. Dans le cadre de ce projet pilote, l’ASFC traiterait les voyageurs et les moyens de transport sur le sol américain peu de temps avant leur entrée au Canada. Une distance d’environ 200 m sépare le point d’entrée des États-Unis (Cannon Corners, dans l’État de New York) et le point d’entrée canadien adjacent (Covey Hill, au Québec). Le point d’entrée canadien serait fermé pendant le projet pilote.

Le gouvernement du Canada s’est engagé à financer le projet pilote de précontrôle dans le mode terrestre dans le cadre du budget de 2021 sous « Moderniser les déplacements et les échanges aux frontières » où 7,4 M\$ seront affectés à ce projet pilote de précontrôle dans le mode terrestre à Cannon Corners, dans l’État de New York. Le financement est principalement axé sur les exigences en matière d’infrastructure physique et de technologie de l’information pour soutenir les opérations de l’ASFC au sein de l’installation américaine. Le projet de règlement faciliterait la mise en œuvre du projet pilote en conférant aux ASF le pouvoir d’effectuer le traitement des demandes d’immigration. Bien que des discussions soient en cours concernant le calendrier du projet pilote, on s’attend à ce qu’il soit lancé en 2024–2025 pour une période de deux ans. De façon plus générale, la mise en œuvre du projet pilote permettrait de démontrer si le précontrôle est une option rentable et viable sur le plan opérationnel pour remplacer les petits points d’entrée éloignés dont l’infrastructure est vieillissante. Si les résultats du projet pilote dans le mode terrestre indiquent que le précontrôle est une bonne

Objective

The proposed Regulations would allow the CBSA to perform its mandate in Canadian preclearance operations located in the United States by providing integrated border services that support national security and public safety priorities as well as facilitate the free flow of persons and goods, including animals and plants. In addition, the proposed Regulations would ensure that operations in the preclearance environment are as efficient and effective as the operations at the POE in Canada.

To meet both objectives, the proposed Regulations would allow most immigration functions that currently exist for BSOs working in POEs to be performed by BSOs working in a preclearance area in the United States. Through these authorities, BSOs would be able to better facilitate the flow of legitimate travellers and goods and increase the safety and security of Canada by preventing inadmissible people and goods entry into Canada, while they are still on U.S. soil. In addition, as done at a POE, the proposed Regulations would ensure BSOs can apply the age of majority for the importation of alcohol and ensure the completion of plant inspections in preclearance areas. In this way, BSO authorities would mirror those at POEs and align with the CBSA mandate.

Description

The proposed Regulations address the legislative and regulatory issues that result from preclearance being applied outside Canada.

Grounds of inadmissibility for permanent residents and foreign nationals

Using authorities under the PCA, 2016, officers would be able to refuse to permit permanent residents and certain foreign nationals from proceeding through preclearance if they are found inadmissible on prescribed grounds.

Should the officer believe the traveller is inadmissible based on the grounds prescribed in the regulatory proposal, the officer may write a report against that traveller pursuant to subsection 48(4) of the PCA, 2016 and the report is subject to review by a Minister's delegate pursuant to subsection 48(5) of the PCA, 2016. If the Minister's

solution de rechange à la reconstruction des petits points d'entrée éloignés, les futurs sites de précontrôle dans le mode terrestre ne nécessiteront probablement pas de règlements supplémentaires.

Objectif

Le projet de règlement permettrait à l'ASFC d'exécuter son mandat dans le cadre des opérations canadiennes de précontrôle situées aux États-Unis en fournissant des services frontaliers intégrés à l'appui des priorités en matière de sécurité nationale et de sécurité publique ainsi qu'en facilitant la libre circulation des personnes et des marchandises, y compris des animaux et des végétaux. De plus, le projet de règlement permettrait de s'assurer que les opérations dans l'environnement de précontrôle sont aussi efficaces et efficientes que les opérations au point d'entrée au Canada.

En vue d'atteindre ces deux objectifs, le projet de règlement permettrait aux ASF qui travaillent dans une zone de précontrôle aux États-Unis d'exécuter la plupart des fonctions en matière d'immigration qui incombent actuellement aux ASF travaillant dans les points d'entrée. Grâce à ces pouvoirs, les ASF seraient en mesure de mieux faciliter la circulation des voyageurs et des marchandises légitimes et d'accroître la sûreté et la sécurité du Canada en empêchant les personnes interdites de territoire et les marchandises non admissibles d'entrer au Canada, alors qu'elles sont toujours sur le territoire américain. De plus, comme à un point d'entrée, le projet de règlement permettrait aux ASF d'appliquer l'âge de la majorité pour l'importation d'alcool et de s'assurer que les inspections concernant des végétaux sont réalisées dans les zones de précontrôle. De cette façon, les pouvoirs des ASF refléteraient les pouvoirs exercés aux points d'entrée et s'harmoniseraient avec le mandat de l'ASFC.

Description

Le projet de règlement porte sur les questions législatives et réglementaires découlant de l'application du précontrôle à l'extérieur du Canada.

Motifs d'interdiction de territoire pour les résidents permanents et les ressortissants étrangers

En se fondant sur les pouvoirs conférés en vertu de la *Loi sur le précontrôle (2016)*, les agents seraient en mesure de refuser aux résidents permanents et à certains ressortissants étrangers de passer au précontrôle s'ils étaient jugés interdits de territoire pour des motifs prescrits.

Si l'agent estime que le voyageur est interdit de territoire pour des motifs prévus dans le projet de règlement, il peut rédiger un rapport contre ce voyageur en vertu du paragraphe 48(4) de la *Loi sur le précontrôle (2016)* et le rapport fait l'objet d'un examen par un délégué du ministre en vertu du paragraphe 48(5) de la *Loi sur le*

delegate believes the report to be well founded, the traveler may be refused entry to Canada through a preclearance area, but would not be subject to a removal order regardless of the inadmissibility. These individuals may seek judicial review to challenge the officer's decision.

The proposed Regulations would define the scope of this authority by specifying the grounds of inadmissibility that apply in preclearance, and prescribe different grounds between permanent residents and certain foreign nationals (including permanent resident visa holders and protected persons).

The grounds of inadmissibility for persons seeking to enter Canada that may be prescribed are limited to those set out in the IRPA. There are no new grounds of inadmissibility. The preclearance grounds of inadmissibility were a result of extensive collaboration between the CBSA and the IRCC. The CBSA and the IRCC are collaborating on officer guidance in relations to the grounds. At a high level, these grounds were known during the drafting (and associated technical briefings) and ratification of the PCA, 2016.

As found in the regulatory proposal, permanent residents may only be found to be inadmissible and be refused preclearance for the following grounds: security grounds, human and international rights violations, serious criminality and organized criminality (respectively, sections 34, 35, 36(1) and 37 of the Act).

Of note, if a permanent resident is refused or withdraws from preclearance and is otherwise able to travel to a conventional POE located in Canada, the current statutory right of entry under the IRPA would still apply when they seek to enter at that POE.² The preclearance decision is simply a refusal to allow the permanent resident to proceed to Canada through a preclearance area. It does not result in a removal order or generate an admissibility hearing.

The same grounds of inadmissibility that apply to permanent residents would also apply to foreign nationals who are protected persons, with the addition of inadmissibility for sanctions under section 35.1 of the Act now that Bill S-8 has received royal assent. The grounds of inadmissibility for foreign nationals with a permanent resident visa and foreign nationals are outlined in the proposed Regulations. All the grounds of inadmissibility apply to

précontrôle (2016). Si le délégué du ministre estime que le rapport est bien fondé, le voyageur peut se voir refuser l'entrée au Canada par la zone de précontrôle, mais il ne sera pas visé par une mesure de renvoi, même s'il est interdit de territoire. Ces personnes peuvent demander un contrôle judiciaire pour contester la décision de l'agent.

Le projet de règlement définirait la portée de ce pouvoir en précisant les motifs d'interdiction de territoire qui s'appliquent au précontrôle, et prescrirait des motifs différents pour les résidents permanents et certains ressortissants étrangers (y compris les titulaires de visa de résident permanent et les personnes protégées).

Les motifs d'interdiction de territoire pour les personnes cherchant à entrer au Canada qui peuvent être invoqués sont limités à ceux qui sont énoncés dans la LIPR. Il n'y a pas de nouveaux motifs d'interdiction de territoire. Les motifs d'interdiction de territoire au précontrôle sont le résultat d'une vaste collaboration entre l'ASFC et l'IRCC. L'ASFC et l'IRCC collaborent relativement aux directives à l'intention des agents en ce qui concerne les motifs. De façon générale, ces motifs étaient connus lors de la rédaction (et des séances d'information technique connexes) et de la ratification de la *Loi sur le précontrôle (2016)*.

Comme il est énoncé dans le projet de règlement, les résidents permanents ne peuvent être jugés interdits de territoire et se voir refuser le précontrôle que pour les motifs suivants : motifs de sécurité, violation des droits de la personne et des droits internationaux, grande criminalité et criminalité organisée [respectivement l'article 34, l'article 35, le paragraphe 36(1) et l'article 37 de la Loi].

Il convient de noter que si un résident permanent se voit refuser le précontrôle ou s'il se soustrait au précontrôle et qu'il est autrement en mesure de se rendre dans un point d'entrée conventionnel situé au Canada, le droit d'entrée actuel prévu par la LIPR s'appliquera toujours lorsqu'il cherchera à entrer par ce point d'entrée². La décision prise au précontrôle est simplement un refus de permettre au résident permanent de se rendre au Canada par la zone de précontrôle. Elle n'entraîne pas de mesure de renvoi ni d'enquête.

Les mêmes motifs d'interdiction de territoire qui s'appliquent aux résidents permanents s'appliqueraient également aux ressortissants étrangers qui sont des personnes protégées, et l'interdiction de territoire fondée sur des sanctions prévue à l'article 35.1 de la Loi serait ajoutée maintenant que le projet de loi S-8 a reçu la sanction royale. Les motifs d'interdiction de territoire pour les étrangers titulaires d'un visa de résident permanent et

² Once at the POE, if that permanent resident subsequently has an inadmissibility report prepared against them and is referred inland for an admissibility hearing, they would have access to all the recourse mechanisms for inland decisions, including rights of appeal to the Immigration and Refugee Board of Canada.

² Une fois au point d'entrée, si ce résident permanent fait l'objet d'un rapport d'interdiction de territoire et qu'il est renvoyé à un bureau intérieur pour enquête, il aura accès à tous les mécanismes de recours pour les décisions prises à l'intérieur du pays, y compris le droit d'interjeter appel devant la Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada.

foreign nationals, this is consistent at both preclearance and a POE.

Admissible travellers to enter Canada

The proposed Regulations would allow BSOs to conduct examinations of travellers at a preclearance area, in alignment with activities currently performed at POEs such as allowing all admissible travellers to enter Canada. No new requirements or activities are being introduced by the proposed Regulations.

If the traveller and goods are determined to be admissible, no examination would then be required once the traveller arrives in Canada unless otherwise directed by the officer.

Application for documents

The proposed Regulations would prevent travellers who would normally need to apply for certain documents (such as a permit or visa) outside Canada, at embassies or consulates, from doing so in a preclearance area. In other words, foreign nationals and permanent residents would continue to apply at embassies or consulates, prior to entering Canada through a POE or through a preclearance area, for travel documents, work permits, study permits and visas.

Conversely, the proposed Regulations would allow travellers who can apply for certain documents at POEs, where that service is offered, to continue to do so in a preclearance area.

Customs exemption

The proposed Regulations would ensure the appropriate age of majority is used in the *Returning Persons Exemption Regulations*, the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* and *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order*. Currently, the age of majority for the importation of liquor is based on the province or territory where the customs office is situated. As the Canadian preclearance area would be situated outside Canada, the proposed Regulations would authorize BSOs applying certain customs exemption to use the age of majority of the province, or territory, into which the alcohol would be entering Canada, by adapting the aforementioned Regulations and exemption orders for the purposes of preclearance.

les ressortissants étrangers sont énoncés dans le projet de règlement. Tous les motifs d'interdiction de territoire s'appliquent aux ressortissants étrangers, que ce soit au précontrôle ou au point d'entrée.

Voyageurs admissibles au Canada

Le projet de règlement permettrait aux ASF de mener des examens des voyageurs dans une zone de précontrôle, conformément aux activités actuellement réalisées aux points d'entrée, comme permettre à tous les voyageurs admissibles d'entrer au Canada. Aucune nouvelle exigence ou activité n'est introduite par le projet de règlement.

Si le voyageur et les marchandises sont jugés admissibles, aucun examen ne sera requis une fois que le voyageur arrivera au Canada, sauf indication contraire de l'agent.

Demande de documents

Le projet de règlement empêcherait les voyageurs qui auraient normalement besoin de présenter une demande pour certains documents (comme un permis ou un visa) à l'extérieur du Canada, dans les ambassades ou les consulats, de le faire dans une zone de précontrôle. En d'autres termes, les ressortissants étrangers et les résidents permanents continueraient de présenter leurs demandes dans les ambassades ou les consulats avant d'entrer au Canada par un point d'entrée ou une zone de précontrôle pour obtenir des documents de voyage, des permis de travail, des permis d'études et des visas.

Inversement, le projet de règlement permettrait aux voyageurs qui peuvent présenter une demande pour certains documents à l'intérieur du Canada aux points d'entrée, là où ce service est offert, de continuer à le faire dans une zone de précontrôle.

Exemption douanière

Le projet de règlement permettrait de s'assurer que l'âge de la majorité approprié est utilisé dans le *Règlement sur l'exemption accordée aux personnes revenant au Canada* et dans les *Décret d'exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* et *Décret d'exemption du numéro tarifaire 9805.00.00*. À l'heure actuelle, l'âge de la majorité pour l'importation d'alcool est déterminé en fonction de la province ou du territoire où se trouve le bureau de douane. Étant donné que la zone canadienne de précontrôle serait située à l'extérieur du Canada, le projet de règlement autoriserait les ASF qui appliquent certaines exemptions douanières à utiliser l'âge de la majorité de la province ou du territoire dans lequel l'alcool entrerait au Canada, en adaptant le Règlement et les décrets d'exemption susmentionnés aux fins du précontrôle.

Plant Protection Regulations

The proposed Regulations would adapt the *Plant Protection Regulations* for the purposes of preclearance, as the specific ports of entry at which plant inspections can be completed are listed in the Regulations themselves, thereby limiting application at preclearance. The proposed Regulations adapt that list to include preclearance areas.

Future expansion

While the proposed Regulations would support the pilot project at the Covey Hill, Quebec–Cannon Corners, New York border crossing, they are not site-specific. That is, the proposal would provide Canada with the regulatory framework to expand traveller preclearance operations without further regulatory amendments. The expansion of preclearance operations in the United States is subject to future policy approval and agreement by the United States.

Regulatory development

Consultation

During the prepublication period, the CBSA plans to directly consult, virtually and in-person, groups that could be affected by the regulatory proposal. This process would play a key role in finalizing this regulatory proposal and aligns with the CBSA's plan for increased general and targeted engagement with stakeholders in advance of the proposed Regulations coming into force. In addition, the CBSA remains available for inquiries as required.

In terms of previous consultations, in advance of the presentation of the regulatory proposal, the CBSA had limited engagement with non-government stakeholders and partners, although engagement was done with the Customs and Immigration Union and the Canadian Bar Association, as well as with U.S. Customs and Border Protection (CBP) and the Department of Homeland Security (DHS). Stakeholders are generally aware that regulations are needed. In addition, when the PCA, 2016 underwent the parliamentary process, it was clear that immigration legislation would have to be adapted by regulations for the preclearance framework in order to capture the appropriate inadmissibility criteria and ensure cohesion between both Acts.

In 2018 and 2019, the CBSA had significant and widespread consultation within the Government of Canada to identify necessary regulatory changes. In addition, the other government departments were consulted prior to the PCA, 2016 being drafted to ensure their programs'

Règlement sur la protection des végétaux

Le projet de règlement adapterait le *Règlement sur la protection des végétaux* aux fins du précontrôle, puisque les points d'entrée précis où les inspections de végétaux peuvent être effectuées sont énumérés dans le règlement lui-même, ce qui limite l'application au précontrôle. Le projet de règlement adapte cette liste pour inclure les zones de précontrôle.

Élargissement futur

Même si le projet de règlement appuyait le projet pilote au poste frontalier reliant Covey Hill, au Québec, et Cannon Corners, dans l'État de New York, il n'est pas propre au site. Autrement dit, le projet de règlement fournirait au Canada un cadre de réglementation pour élargir les opérations de précontrôle des voyageurs sans apporter d'autres modifications réglementaires. L'élargissement des opérations de précontrôle aux États-Unis est assujéti à l'approbation des politiques futures et à l'accord des États-Unis.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Au cours de la période de publication préalable, l'ASFC prévoit consulter directement, virtuellement et en personne, les groupes qui pourraient être touchés par le projet de règlement. Ce processus jouerait un rôle clé dans la mise au point de ce projet de règlement et serait conforme au plan de l'ASFC visant à accroître la mobilisation générale et ciblée des intervenants avant l'entrée en vigueur du projet de règlement. De plus, l'ASFC demeure disponible pour répondre aux questions, au besoin.

En ce qui concerne les consultations antérieures, avant la présentation du projet de règlement, l'ASFC a tenu des activités de mobilisation limitées avec des intervenants et des partenaires non gouvernementaux, bien qu'une mobilisation ait été menée auprès du Syndicat des douanes et de l'immigration et de l'Association du Barreau canadien, ainsi que du Customs and Border Protection Service [service des douanes et de la protection des frontières] et du Department of Homeland Security [département de la sécurité intérieure] des États-Unis. Les intervenants sont généralement au courant que des règlements sont nécessaires. De plus, lorsque la *Loi sur le précontrôle (2016)* a été soumise au processus parlementaire, il était évident que la législation sur l'immigration devrait être adaptée par voie de règlement pour le cadre de précontrôle afin de saisir les critères d'interdiction de territoire appropriés et d'assurer la cohésion entre les deux lois.

En 2018 et en 2019, l'ASFC a mené d'importantes et vastes consultations au sein du gouvernement du Canada afin de déterminer les modifications réglementaires nécessaires. De plus, les autres ministères ont été consultés avant la rédaction de la *Loi sur le précontrôle (2016)* afin de

compatibility with the policy objectives sought through preclearance.

Analysis from these consultations indicated that the IRCC, the Canadian Food Inspection Agency (CFIA) and the Department of Finance would be the only government stakeholders impacted by the proposed Regulations; therefore, consultations with all three departments were frequent and ongoing during the development of this regulatory proposal.

As the IRCC shares responsibility with the CBSA for the implicated areas of the IRPA and its regulations, they have been consulted extensively. The IRPA and its regulations make up the majority of this proposal, as they fall outside of the deeming provision. Therefore, the CBSA collaborated with the IRCC throughout the development of this proposal to ensure the proposed Regulations and policy are also aligned with IRCC program goals, and to integrate perspectives on immigration processing in preclearance.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

No impacts on Indigenous peoples are anticipated as a result of the regulatory proposal. As required by the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an assessment of modern treaty implications was conducted. The assessment examined the geographical scope and subject matter of the initiative in relation to modern treaties in effect and did not identify any potential federal modern treaty impacts or obligations. The Indigenous Affairs Secretariat within the CBSA was consulted on the regulatory proposal. The Agency would continue to assess potential impacts as new modern treaties are implemented.

Irrespective of the requirements related to the Duty to Consult, the CBSA will engage with the Indigenous partners in the region of the Covey Hill, Quebec, pilot site with their self-governance protocols in mind.

Instrument choice

Failure to enact the proposed Regulations would result in the CBSA not being able to offer the full range of services intended for travelling preclearance and this would limit the CBSA's ability to assess the operational benefits of preclearance. For example, the CBSA would not be authorized to make all the admissibility decisions concerning goods and people in preclearance it is currently able to do in Canada. Without the proposed Regulations, preclearance under Part 2 of the PCA, 2016 would not fully meet

s'assurer que leurs programmes sont compatibles avec les objectifs stratégiques du précontrôle.

L'analyse découlant de ces consultations a révélé que l'IRCC, l'ACIA et le ministère des Finances seraient les seuls intervenants gouvernementaux touchés par le projet de règlement. Par conséquent, les consultations auprès des trois ministères ont été fréquentes et continues pendant l'élaboration du projet de règlement.

Des consultations approfondies ont été menées auprès de l'IRCC puisqu'il partage la responsabilité avec l'ASFC pour les secteurs visés par la LIPR et ses règlements. La LIPR et ses règlements constituent la majorité de ce projet de règlement, puisqu'ils ne sont pas visés par la disposition déterminative. Par conséquent, l'ASFC a collaboré avec l'IRCC tout au long de l'élaboration du projet de règlement afin de s'assurer que le projet de règlement et les politiques sont également harmonisés aux objectifs du programme de l'IRCC, et d'intégrer des perspectives sur le traitement des demandes d'immigration dans le cadre du précontrôle.

Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones

Le projet de règlement ne devrait avoir aucune répercussion sur les peuples autochtones. Comme l'exige la *Directive du Cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*, le projet de règlement a été soumis à une évaluation des répercussions sur les traités modernes. L'évaluation a porté sur la zone géographique et l'objet de l'initiative en lien avec les traités modernes en vigueur et selon celle-ci, il n'existe pas d'obligations fédérales ni de répercussions potentielles liées à des traités modernes. Le Secrétariat aux affaires autochtones de l'ASFC a été consulté au sujet du projet de règlement. L'Agence continuera d'évaluer les répercussions potentielles à mesure que de nouveaux traités modernes sont mis en œuvre.

Indépendamment des exigences liées à l'obligation de consulter, l'ASFC collaborera avec les partenaires autochtones de la région du projet pilote de Covey Hill, au Québec, en gardant à l'esprit leurs protocoles en matière d'autonomie gouvernementale.

Choix de l'instrument

Si l'ASFC n'adoptait pas le projet de règlement, elle ne serait pas en mesure d'offrir la gamme complète des services destinés au précontrôle des voyageurs, ce qui limiterait sa capacité d'évaluer les avantages opérationnels du précontrôle. Par exemple, l'ASFC ne serait pas autorisée à prendre toutes les décisions relatives à l'admissibilité concernant les marchandises et les personnes dans le cadre du précontrôle qu'elle est actuellement en mesure de prendre au Canada. Sans le projet de règlement, le

its intended objectives, and Canada would miss an opportunity to demonstrate its full commitment to preclearance with the United States and assess the operational impacts of preclearance.

The deeming provision in the PCA, 2016 does not apply to the IRPA as the PCA, 2016 specifically excludes the IRPA from the definition of “preclearance legislation.” Instead, the PCA, 2016 provides that a traveller in a preclearance area who is seeking to enter Canada for the purposes of the IRPA is outside Canada.³ The extraterritorial provisions of the IRPA were not drafted with the intent of being applied in a preclearance area. Without regulations adapting provisions of the IRPA and its regulations, BSOs would lack the authorities necessary to process travellers at a preclearance area. The provision of these authorities can only be made through regulation. Therefore, no other instrument was considered.

Regulatory analysis

Benefits and costs

With the coming into force of both the LRMA and the PCA, 2016 in August 2019, Canada now has the framework and authorities to establish Canadian preclearance operations in the United States; therefore, the authority to establish preclearance operations exists independently of the proposed Regulations. Therefore, operational costs, as well as cost savings, related to physical preclearance infrastructure are not being considered as part of the cost-benefit analysis associated with the proposed Regulations.

The proposed Regulations apply to a preclearance area; they do not purport to create a specific preclearance area. Therefore, any costing analysis related to establishing preclearance, as compared to a POE, such as renting or sharing space with the United States, are irrelevant to the proposed Regulations.

In addition, the proposed Regulations merely adapt the POE authorities so that they can be administered at a preclearance area; they do not change authorities. The Regulations also define grounds of inadmissibility that apply at the preclearance area; these grounds are already established in the IRPA. Therefore, there would only be minor costs directly and indirectly associated with the proposed Regulations, such as training costs (for example the development of training materials and policy guidance documents and course delivery).

³ *Preclearance Act, 2016*, S.C. 2017, c. 27, subsection 48(1).

précontrôle prévu à la partie 2 de la *Loi sur le précontrôle (2016)* ne permettrait pas d’atteindre pleinement les objectifs, et le Canada manquerait une occasion de démontrer l’étendue de son engagement à l’égard du précontrôle auprès des États-Unis et d’évaluer les répercussions opérationnelles du précontrôle.

La disposition déterminative figurant dans la *Loi sur le précontrôle (2016)* ne s’applique pas à la LIPR, étant donné qu’elle exclut expressément la LIPR de la définition de « législation relative au précontrôle ». La *Loi sur le précontrôle (2016)* prévoit plutôt que, pour l’application de la LIPR, le voyageur qui cherche à entrer au Canada et qui se trouve dans une zone de précontrôle ne se trouve pas au Canada³. Les dispositions extraterritoriales de la LIPR n’ont pas été rédigées dans le but d’être appliquées dans une zone de précontrôle. Sans règlement adaptant les dispositions de la LIPR et de ses règlements, les ASF n’auraient pas les pouvoirs nécessaires pour traiter les voyageurs dans une zone de précontrôle. Ces pouvoirs ne peuvent être accordés que par voie de réglementation. Par conséquent, aucun autre instrument n’a été pris en considération.

Analyse de la réglementation

Avantages et coûts

Grâce à l’entrée en vigueur de l’Accord et de la *Loi sur le précontrôle (2016)* en août 2019, le Canada a maintenant le cadre et les pouvoirs nécessaires pour établir des opérations canadiennes de précontrôle aux États-Unis. Ainsi, le pouvoir d’établir des opérations de précontrôle existe indépendamment du projet de règlement sur le précontrôle. Par conséquent, les coûts opérationnels et les économies liés à l’infrastructure physique de précontrôle ne sont pas pris en compte dans l’analyse coûts-avantages associée au projet de règlement.

Le projet de règlement s’applique à une zone de précontrôle; il ne prétend pas créer une zone de précontrôle particulière. Ainsi, toute analyse des coûts liée à l’établissement du précontrôle, par rapport à un point d’entrée, comme la location ou le partage d’un espace avec les États-Unis, n’est pas pertinente en ce qui concerne le projet de règlement.

En outre, le projet de règlement ne fait qu’adapter les pouvoirs aux points d’entrée afin qu’ils puissent être appliqués dans une zone de précontrôle; il ne change pas les pouvoirs. Le Règlement définit également les motifs d’interdiction de territoire qui s’appliquent dans le domaine du précontrôle et ces motifs sont déjà établis dans la LIPR. Par conséquent, le projet de règlement n’entraînerait que des coûts directs et indirects mineurs, comme les coûts de formation (par exemple l’élaboration de documents de formation et d’orientation stratégique et la prestation de cours).

³ *Loi sur le précontrôle (2016)* [L.C. 2017, ch. 27], paragraphe 48(1).

Baseline scenario

At a POE, which is inside Canada, a BSO conducts an examination of travellers and goods in order to determine their admissibility under Canadian legislation, including the IRPA and its regulations. Where services are available, a BSO may issue additional documentation for permanent residents and foreign nationals who meet the requirements. The IRPA and its regulations outline the class of travellers for which documents can be issued at a POE and the class of travellers for which documents can only be issued outside Canada. At a POE, under the IRPA, a BSO has the authority to prepare a report on permanent residents and foreign nationals who are believed to be inadmissible. Enforcement options under the IRPA and its regulations are also available to CBSA officials at the POE, including arrest and detention, issuance of a removal order in prescribed circumstances or referral of a report to an admissibility hearing. Under prescribed circumstances, at a POE, a BSO may direct the traveller to leave Canada, for example, if the traveller is unable to be examined.

Absent the proposed Regulations, the preclearance area would be treated as “outside Canada” for the purposes of immigration legislation, and BSOs would not have access to POE examination authorities. Failure to enact the proposed Regulations would result in the CBSA not being able to offer the full range of services intended under preclearance. For example, the CBSA would not be authorized to make all admissibility decisions concerning goods and would not be able to make any admissibility decisions on people in preclearance as it is currently able to do in Canada at a POE.

Regulatory scenario

The proposed Regulations would allow a BSO working in Canadian preclearance operations in the United States to conduct an examination of travellers and goods in order to determine their admissibility under Canadian legislation, including the IRPA and its regulations as well as the PCA, 2016.

With the proposed Regulations, immigration processing at preclearance would operate as it does today at a POE for those who enter by right and for admissible travellers that require an authorization to enter Canada. With the Regulations, any documentation that is required before entering a POE is also required before entering preclearance. These documents are often obtained at an embassy or consulate prior to entering Canada. Under the same set of requirements, where services are available at that site,

Scénario de référence

Aux points d'entrée situés au Canada, les ASF procèdent au contrôle des voyageurs et des marchandises afin de déterminer leur admissibilité en vertu des lois canadiennes, y compris la LIPR et ses règlements. Lorsque les services sont offerts, un ASF peut délivrer des documents supplémentaires pour les résidents permanents et les ressortissants étrangers qui satisfont aux exigences. La LIPR et ses règlements énoncent la catégorie de voyageurs pour lesquels des documents peuvent être délivrés à un point d'entrée et la catégorie de voyageurs pour laquelle des documents peuvent seulement être délivrés à l'extérieur du Canada. Aux points d'entrée, en vertu de la LIPR, un ASF a le pouvoir d'établir un rapport concernant les résidents permanents et les ressortissants étrangers qui sont jugés interdits de territoire. Les agents de l'ASF ont également à leur disposition des options d'exécution de la loi en vertu de la LIPR et de ses règlements au point d'entrée, notamment l'arrestation et la détention, la prise d'une mesure de renvoi dans des circonstances prévues par règlement ou la demande d'une enquête liée à un rapport. Dans les circonstances prévues par règlement, un ASF à un point d'entrée peut ordonner au voyageur de quitter le Canada, par exemple, s'il ne peut pas se soumettre à un contrôle.

En l'absence du projet de règlement, la zone de précontrôle serait traitée comme étant « à l'extérieur du Canada » aux fins de la législation sur l'immigration, et les ASF n'auraient pas accès aux pouvoirs d'examen aux points d'entrée. Si l'ASF n'adoptait pas le projet de règlement, elle ne serait pas en mesure d'offrir la gamme complète des services prévus dans le cadre du précontrôle. Par exemple, l'ASF ne serait pas autorisée à prendre toutes les décisions relatives à l'admissibilité des marchandises et ne serait pas en mesure de prendre des décisions relatives à l'admissibilité des personnes dans le cadre du précontrôle, comme elle est actuellement en mesure de le faire au Canada, à un point d'entrée.

Scénario de réglementation

Le projet de règlement permettrait à un ASF qui travaille dans les opérations canadiennes de précontrôle aux États-Unis de procéder au contrôle des voyageurs et des marchandises afin de déterminer leur admissibilité en vertu des lois canadiennes, y compris la LIPR et ses règlements ainsi que de la *Loi sur le précontrôle (2016)*.

Dans le cadre du projet de règlement, le traitement des demandes d'immigration au précontrôle fonctionnerait de la même manière qu'aujourd'hui au point d'entrée pour les personnes qui entrent de plein droit et pour les voyageurs admissibles qui ont besoin d'une autorisation pour entrer au Canada. En vertu du Règlement, tout document requis avant d'entrer à un point d'entrée est également requis avant d'entrer dans la zone de précontrôle. Ces documents sont souvent obtenus auprès d'une ambassade

a BSO working in preclearance could issue documentation to select permanent residents and foreign nationals who can normally apply for this documentation at a POE.

In preclearance, the PCA, 2016 provides the authority for a BSO to prepare a report on permanent residents and foreign nationals who are believed to be inadmissible, similar to the authority in the IRPA. Therefore, these proposed Regulations would set out the IRPA grounds for inadmissibility for which the PCA, 2016 inadmissibility report can be prepared. Unlike the IRPA inadmissibility report at a POE, which can have immigration enforcement consequences (e.g. a removal order), the PCA, 2016 inadmissibility report can only result in a refusal to preclear the traveller to proceed to Canada. In Canadian preclearance, the traveller has not yet entered Canada, so they cannot leave or be removed from Canada. A BSO may direct a traveller to leave preclearance similarly to what could be done at a POE. However, in this scenario or any scenario where the traveller is denied preclearance, leaves or withdraws, the traveller would remain in the United States and only leave the preclearance area.

The purpose of these proposed Regulations is to adapt the IRPA and its regulations so that the provisions apply, as needed, in a preclearance area that is outside Canada. In addition, the proposed Regulations would adapt the PPR, the *Returning Persons Exemption Regulations*, the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* and *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order* to apply in preclearance as they apply at a POE. The proposed Regulations, which would allow the CBSA to make admissibility determinations in preclearance, would facilitate the successful implementation of the preclearance pilot project. Further, the successful implementation of the pilot project would allow the CBSA to demonstrate whether preclearance is a cost-effective and operationally viable option. In addition, it would better position the Agency to complete an evidence-based plan for the strategic expansion of preclearance as the CBSA would be able to assess the operational impacts of BSOs performing immigration duties in preclearance.

ou d'un consulat avant d'entrer au Canada. Selon le même ensemble d'exigences, lorsque les services sont offerts au site en question, un ASF qui travaille au précontrôle pourrait délivrer des documents à certains résidents permanents et ressortissants étrangers qui peuvent normalement présenter une telle demande à un point d'entrée.

Dans la zone de précontrôle, la *Loi sur le précontrôle (2016)* confère à un ASF le pouvoir d'établir un rapport concernant les résidents permanents et les ressortissants étrangers qui sont jugés interdits de territoire, semblable au pouvoir conféré par la LIPR. Par conséquent, le projet de règlement établirait les motifs d'interdiction de territoire prévus par la LIPR pour lesquels le rapport d'interdiction de territoire au titre de la *Loi sur le précontrôle (2016)* peut être préparé. Contrairement au rapport d'interdiction de territoire produit à un point d'entrée en vertu de la LIPR, qui peut avoir des conséquences légales en matière d'immigration (par exemple une mesure de renvoi), le rapport d'interdiction de territoire produit au titre de la *Loi sur le précontrôle (2016)* ne peut que donner lieu à un refus de soumettre au précontrôle un voyageur qui cherche à entrer au Canada. Dans le cas du précontrôle canadien, le voyageur n'est pas encore entré au Canada, de sorte qu'il ne peut pas quitter le Canada ni être renvoyé du Canada. L'ASF peut ordonner à un voyageur de quitter la zone de précontrôle, comme il le ferait à un point d'entrée. Toutefois, dans ce scénario ou dans tout scénario où le voyageur se voit refuser le précontrôle, quitte la zone de précontrôle ou se soustrait au précontrôle, le voyageur demeurerait aux États-Unis et ne quitterait que la zone de précontrôle.

L'objectif du projet de règlement est d'adapter la LIPR et ses règlements de façon à ce que les dispositions s'appliquent, au besoin, dans une zone de précontrôle située à l'extérieur du Canada. De plus, le projet de règlement adapterait le *Règlement sur la protection des végétaux*, le *Règlement sur l'exemption accordée aux personnes revenant au Canada* et les *Décret d'exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* et *Décret d'exemption du numéro tarifaire 9805.00.00* pour qu'ils s'appliquent au précontrôle comme ils s'appliquent à un point d'entrée. Le projet de règlement, qui permettrait à l'ASF de rendre des décisions sur l'admissibilité dans une zone de précontrôle, faciliterait la mise en œuvre réussie du projet pilote sur le précontrôle. De plus, la mise en œuvre réussie du projet pilote permettrait à l'ASF de démontrer si le précontrôle est une option rentable et viable sur le plan opérationnel. En outre, il permettrait à l'Agence de préparer plus facilement un plan fondé sur des données probantes pour l'élargissement stratégique du précontrôle, puisque l'ASF serait en mesure d'évaluer les répercussions opérationnelles de l'exercice des tâches liées à l'immigration par les ASF dans une zone de précontrôle.

Description of the incremental impact**Costs**

There would be no costs for travellers crossing at pre-clearance areas. Currently, all individuals and goods are subject to an immigration and customs examination when seeking to enter Canada.

The incremental costs attributable to the proposed Regulations over a 10-year period starting in June 2024 and ending in May 2033 are monetized at \$415,018⁴ (total present value) or \$59,080 (annualized average). These costs consist of updating CBSA and IRCC system applications and training costs.

Benefits

The proposed Regulations would support national security and public safety priorities as well as facilitate the free flow of legitimate persons and goods, including animals and plants.

Additionally, the proposed Regulations would provide CBSA BSOs working in pre-clearance areas in the United States with the necessary authorities with respect to immigration processing, ensure application of the appropriate age of majority for the importation of alcohol, and clarify that plant inspections can be completed in pre-clearance areas. The CBSA would avoid the situation of allowing a foreign national to travel to Canada only to be referred inland for an admissibility hearing immediately upon arrival and then removed from Canada. This would lessen the need for inland enforcement activities such as investigations, arrests, warrant management, detention and removals, thereby increasing safety and security as well as decreasing costs for government.

Small business lens

Analysis under the small business lens concluded that the proposed Regulations would not impact Canadian small businesses. The proposed Regulations only impact travellers at the pre-clearance site.

One-for-one rule

There is no incremental change in the administrative burden on business. While a new regulatory title is introduced, it does not count as a new title under the rule.

⁴ A 7% discount rate was used; the costs are in 2024 present value base year; 2020 is the price year.

Description de l'impact différentiel**Coûts**

Aucun coût ne serait engagé pour les voyageurs qui passent par les zones de précontrôle. À l'heure actuelle, toutes les personnes et toutes les marchandises font l'objet d'un contrôle douanier ou d'un contrôle relatif à l'immigration avant d'entrer au Canada.

Les coûts différentiels attribuables au projet de règlement sur une période de 10 ans commençant en juin 2024 et se terminant en mai 2033 sont évalués à 415 018 \$⁴ (valeur actualisée totale) ou à 59 080 \$ (moyenne annualisée). Ces coûts comprennent la mise à jour des applications des systèmes de l'ASFC et d'IRCC ainsi que les coûts de formation.

Avantages

Le projet de règlement appuierait les priorités en matière de sécurité nationale et de sécurité publique, en plus de faciliter la libre circulation des personnes et des marchandises légitimes, y compris des animaux et des végétaux.

De plus, le projet de règlement conférerait aux ASF de l'ASFC travaillant dans des zones de précontrôle aux États-Unis les pouvoirs nécessaires en ce qui concerne le traitement des demandes d'immigration, assurerait l'application de l'âge de la majorité approprié pour l'importation d'alcool et préciserait que les inspections concernant des végétaux peuvent être effectuées dans les zones de précontrôle. L'ASFC éviterait qu'un ressortissant étranger se rende au Canada pour être ensuite renvoyé à un bureau intérieur pour une enquête immédiatement à son arrivée, puis renvoyé du Canada. Cela permettrait de réduire la nécessité de mener des activités d'exécution de la loi dans les bureaux intérieurs, comme les enquêtes, les arrestations, la gestion des mandats, la détention et les mesures de renvoi, ce qui augmenterait la sûreté et la sécurité et réduirait les coûts pour le gouvernement.

Lentille des petites entreprises

L'analyse effectuée dans le cadre de la lentille des petites entreprises a permis de conclure que le projet de règlement n'aura aucune incidence sur les petites entreprises canadiennes. Le projet de règlement n'a d'incidence que sur les voyageurs dans la zone de précontrôle.

Règle du « un pour un »

Il n'y a aucun changement progressif dans le fardeau administratif des entreprises. Bien qu'un nouveau titre réglementaire soit introduit, il ne constitue pas un nouveau titre en vertu de la règle.

⁴ Un taux d'actualisation de 7 % a été utilisé; les coûts sont pour l'année de base de la valeur actuelle de 2024; l'année 2020 est l'année des prix.

Regulatory cooperation and alignment

The LRMA is fully reciprocal and enables preclearance to be established in either country, in all modes of travel. Article IX of the LRMA outlines joint commitments of both parties and Article XIII outlines a reciprocity obligation on both parties.

The United States passed their implementing legislation, the *Promoting Travel, Commerce, and National Security Act of 2016*, in December 2016. Canada's implementing legislation, the PCA, 2016, received royal assent in December 2017. On August 15, 2019, the LRMA was ratified and the PCA, 2016, came into force, and representatives of Canada and the United States exchanged diplomatic notes to bring the LRMA into force in 2019. Upon entry into force, the PCA, 2016, both repealed and replaced the *Preclearance Act* from 1999.

Strategic environmental assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a preliminary scan concluded that a strategic environmental assessment is not required. This proposal is unlikely to result in important environmental effects. Canada would use existing infrastructure located in the United States to perform examinations. There may exist minor positive environmental effects, as it would avoid new construction in Canada.

Gender-based analysis plus

The proposed Regulations adapt Canadian POE authorities to apply to preclearance; they do not amend existing authority or introduce new authorities. Therefore, the proposed Regulations do not introduce any gender or diversity specific benefits. Any gender-based analysis plus (GBA+) impact stems from the nature of preclearance and not from the proposed Regulations. As preclearance would be occurring in U.S. territory, Canadian BSOs must adhere to U.S. policies and law as well as Canadian standards and law. As well, all individuals, including Canadian citizens and those registered under the *Indian Act*, remain subject to the laws of the United States in the preclearance area because they remain physically located in the United States at that moment.

The CBSA would work with its government counterparts to ensure that travellers are aware of any differences between crossing at a traditional POE and at a preclearance site. This would enable travellers to make informed

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

L'Accord est pleinement réciproque et permet l'établissement du précontrôle dans les deux pays, dans tous les modes de déplacement. L'article IX de l'Accord énonce les engagements conjoints des deux parties et l'article XIII décrit une obligation de réciprocité pour les deux parties.

En décembre 2016, les États-Unis ont adopté leur loi de mise en œuvre, la loi sur la facilitation des voyages, du commerce et de la sécurité nationale (*Promoting Travel, Commerce, and National Security Act of 2016*). La loi de mise en œuvre du Canada, la *Loi sur le précontrôle (2016)*, a reçu la sanction royale en décembre 2017. Le 15 août 2019, l'Accord a été ratifié et la *Loi sur le précontrôle (2016)* est entrée en vigueur, et des représentants du Canada et des États-Unis ont échangé des notes diplomatiques pour faire entrer l'Accord en vigueur en 2019. À son entrée en vigueur, la *Loi sur le précontrôle (2016)* a abrogé et remplacé la *Loi sur le précontrôle* de 1999.

Évaluation environnementale stratégique

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*, un examen préliminaire a permis de conclure que l'évaluation environnementale stratégique n'est pas requise. Il est peu probable que le projet de règlement entraîne des effets environnementaux importants. Le Canada utiliserait l'infrastructure existante aux États-Unis pour effectuer des examens. Il pourrait y avoir des effets environnementaux positifs mineurs, car le projet de règlement permettrait d'éviter de nouvelles constructions au Canada.

Analyse comparative entre les sexes plus

Le projet de règlement adapte les pouvoirs appliqués aux points d'entrée canadiens pour qu'ils s'appliquent au précontrôle; il ne modifie pas les pouvoirs existants ni ne crée de nouveaux pouvoirs. Par conséquent, le projet de règlement n'introduit aucun avantage lié au genre ou à la diversité. Toute répercussion sur l'analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) découle de la nature du précontrôle et non du projet de règlement. Comme le précontrôle se produirait sur le territoire américain, les ASF canadiens doivent respecter les politiques et les lois américaines ainsi que les normes et les lois canadiennes. De plus, toutes les personnes, y compris les citoyens canadiens et les personnes inscrites en vertu de la *Loi sur les Indiens*, demeurent assujetties aux lois des États-Unis dans la zone de précontrôle parce qu'elles demeurent physiquement situées aux États-Unis à ce moment-là.

L'ASFC travaillerait de concert avec ses homologues du gouvernement pour s'assurer que les voyageurs sont au courant de toute différence entre le passage de la frontière à un point d'entrée traditionnel et dans une zone de

decisions regarding how they cross the border. At the preclearance pilot site, the CBSA, in collaboration with the United States, would ensure that communications products, in both official languages (such as signage), provide messaging that is clear, concise and appropriate in order to inform the travelling public that they are in Canadian preclearance in the United States.

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Implementation

The proposed regulations would come into force upon registration.

The CBSA works closely with its Government of Canada preclearance partners, including the IRCC, on this initiative and would continue this collaboration and coordination for the effective and efficient implementation of the proposed Regulations.

The development of the proposed Regulations is a precondition to advance operational and policy discussions with the U.S. Government toward implementing the Canadian preclearance pilot project in the United States. Upon pilot project launch, the CBSA would perform ongoing analysis of the pilot project operation, and applicable data would assist to identify performance measurement and compliance frameworks of the proposed Regulations and, in the broader sense, of preclearance operations.

Compliance and enforcement

The same procedures that are currently in place at POEs are expected to be maintained in preclearance. Training would be a significant component to reinforce both the proposed Regulations and the authorities, obligations and limitations in the PCA, 2016, and the LRMA in situations where there would be deviation as a result of the proposed Regulations.

Service standards

It is expected that the preclearance environment would be as efficient and effective as the operations at POEs. Ongoing analysis of pilot project operations and applicable data would assist to identify developing issues and inform any steps or strategies to be taken to mitigate them both for the proposed Regulations and in the broader sense.

précontrôle. Cela permettrait aux voyageurs de prendre des décisions éclairées concernant la façon dont ils traversent la frontière. Sur le site du projet pilote de précontrôle, l'ASFC, en collaboration avec les États-Unis, veillerait à ce que les produits de communication, dans les deux langues officielles (comme la signalisation), fournissent des messages clairs, concis et appropriés afin d'informer les voyageurs qu'ils se trouvent dans une zone de précontrôle canadienne aux États-Unis.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

Mise en œuvre

Le projet de règlement entrerait en vigueur au moment de l'enregistrement.

L'ASFC travaille en étroite collaboration avec ses partenaires du gouvernement du Canada en matière de précontrôle, y compris l'IRCC, dans le cadre de cette initiative et poursuivra cette collaboration et cette coordination en vue de la mise en œuvre efficace et efficiente du projet de règlement.

L'élaboration du projet de règlement est une condition préalable pour faire avancer les discussions opérationnelles et stratégiques avec le gouvernement des États-Unis en vue de la mise en œuvre du projet pilote de précontrôle canadien aux États-Unis. Au lancement du projet pilote, l'ASFC effectuerait une analyse continue du projet pilote, et les données applicables permettraient de déterminer les cadres de mesure du rendement et de conformité du projet de règlement et, au sens large, des opérations de précontrôle.

Conformité et application

Les procédures actuellement en vigueur aux points d'entrée devraient être maintenues pour le précontrôle. La formation constitue un élément important pour renforcer à la fois le projet de règlement ainsi que les pouvoirs, les obligations et les limites de la *Loi sur le précontrôle (2016)* et de l'Accord dans les situations où il y aurait des écarts par suite du projet de règlement.

Normes de service

L'environnement de précontrôle devrait être aussi efficace et efficient que les opérations aux points d'entrée. L'analyse continue du projet pilote et des données applicables permettrait de cerner les problèmes et d'orienter les mesures ou les stratégies à prendre pour les atténuer, tant pour le projet de règlement que de manière générale.

Contact

Travellers Policy and Programs Directorate
Travellers Branch
Canada Border Services Agency
Email: CBSA.Preclearance-Precontrôle.ASFC@cbsa-asfc.gc.ca

Personne-ressource

Direction des politiques et des programmes des voyageurs
Direction générale des voyageurs
Agence des services frontaliers du Canada
Courriel : CBSA.Preclearance-Precontrôle.ASFC@cbsa-asfc.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council proposes to make the annexed *Preclearance in the United States Regulations* under subsections 48(7) and 57(1) of the *Preclearance Act, 2016*^a.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 30 days after the date of publication of this notice. They are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website but if they use email, mail or any other means, the representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to Keith Pritchard, Manager, Preclearance Programs, Travellers Policy and Programs Directorate, Travellers Branch, Canada Border Services Agency, 191 Laurier Avenue West, Ottawa, Ontario K1A 0L8 (email: cbsa.preclearance-precontrôle.asfc@cbsa-asfc.gc.ca).

Ottawa, December 7, 2023

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

Preclearance in the United States Regulations**Grounds of Inadmissibility****Grounds of inadmissibility**

1 For the purposes of subsection 48(4) of the *Preclearance Act, 2016*, grounds of inadmissibility are prescribed as follows:

(a) in the case of a permanent resident, the grounds set out in sections 34 and 35, subsection 36(1) and section 37 of the *Immigration and Refugee Protection Act*;

^a S.C. 2017, c. 27

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu des paragraphes 48(7) et 57(1) de la *Loi sur le précontrôle (2016)*^a, se propose de prendre le *Règlement sur le précontrôle aux États-Unis*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. S'ils choisissent plutôt de présenter leurs observations par courriel, par la poste ou par tout autre moyen, ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à Keith Pritchard, gestionnaire, Programmes de précontrôle, Direction des politiques et programmes des voyageurs, Direction générale des voyageurs, Agence des services frontaliers du Canada, 191, avenue Laurier Ouest, Ottawa (Ontario) K1A 0L8 (courriel : cbsa.preclearance-precontrôle.asfc@cbsa-asfc.gc.ca).

Ottawa, le 7 décembre 2023

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

Règlement sur le précontrôle aux États-Unis**Motifs d'interdiction de territoire****Motifs d'interdiction de territoire**

1 Pour l'application du paragraphe 48(4) de la *Loi sur le précontrôle (2016)*, les motifs d'interdiction de territoire sont les suivants :

a) pour le résident permanent, les motifs énoncés aux articles 34 et 35, au paragraphe 36(1) et à l'article 37 de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*;

^a L.C. 2017, ch. 27

(b) in the case of a *protected person* within the meaning of the *Immigration and Refugee Protection Act*, the grounds set out in sections 34 to 35.1, subsection 36(1) and section 37 of that Act;

(c) in the case of a foreign national who holds a permanent resident visa, the grounds set out in sections 34 to 35.1, subsection 36(1) and section 37 of the *Immigration and Refugee Protection Act*;

(d) in the case of a foreign national who holds a permanent resident visa accompanied by a family member who is inadmissible or has been refused entry to Canada through a preclearance area or preclearance perimeter on the grounds set out in any of sections 34 to 35.1, subsection 36(1) or section 37 of the *Immigration and Refugee Protection Act*, the grounds set out in sections 34 to 35.1, subsection 36(1) and sections 37 and 42 of that Act; and

(e) in the case of a foreign national, the grounds set out in sections 34 to 42 of the *Immigration and Refugee Protection Act*.

Adaptations and Exclusions

Adaptations — *Immigration and Refugee Protection Act*

2 In respect of a traveller entering Canada through a preclearance area or preclearance perimeter, the *Immigration and Refugee Protection Act* is adapted as follows:

(a) subsection 11(1) is to be read as follows:

11 (1) A foreign national must, before entering Canada or before entering a preclearance area or preclearance perimeter, apply to an officer for a visa or for any other document required by the regulations.

(b) subsection 11(1.01) is to be read as follows:

11 (1.01) Despite subsection (1), a foreign national must, before entering Canada or before entering a preclearance area or preclearance perimeter, apply for an electronic travel authorization required by the regulations by means of an electronic system, unless the regulations provide that the application may be made by other means.

(c) a reference to “on their entry” in section 19 is to be read as a reference to “in a preclearance area or preclearance perimeter”;

(d) the reference to “have come to Canada” in paragraph 20(1)(a) of the English version is to be read as a reference to “are coming to Canada through a preclearance area or preclearance perimeter”;

b) pour la *personne protégée*, au sens de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* les motifs énoncés aux articles 34 à 35.1, au paragraphe 36(1) et à l'article 37 de cette loi;

c) pour l'étranger qui est titulaire d'un visa de résident permanent, les motifs énoncés aux articles 34 à 35.1, au paragraphe 36(1) et à l'article 37 de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*;

d) pour l'étranger qui est titulaire d'un visa de résident permanent, qui est accompagné d'un membre de la famille qui est interdit de territoire et dont l'entrée au Canada par la zone de précontrôle ou le périmètre de précontrôle a été refusée pour un motif énoncé à l'un des articles 34 à 35.1, au paragraphe 36(1) ou à l'article 37 de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*, les motifs énoncés aux articles 34 à 35.1, au paragraphe 36(1) et aux articles 37 et 42 de cette loi;

e) pour l'étranger, les motifs énoncés aux articles 34 à 42 de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*.

Adaptations et exclusions

Adaptations — *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*

2 À l'égard des voyageurs qui entrent au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle, la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* est adaptée de la façon suivante :

a) le paragraphe 11(1) est réputé avoir le libellé suivant :

11 (1) L'étranger doit, préalablement à son entrée au Canada ou à son entrée dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle, demander à l'agent les visa et autres documents requis par règlement.

b) le paragraphe 11(1.01) est réputé avoir le libellé suivant :

11 (1.01) Malgré le paragraphe (1), l'étranger doit, préalablement à son entrée au Canada ou à son entrée dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle, demander l'autorisation de voyage électronique requise par règlement au moyen d'un système électronique, sauf si les règlements prévoient que la demande peut être faite par tout autre moyen.

c) la mention « à son arrivée », à l'article 19, vaut mention de « dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle »;

d) la mention « have come to Canada », à l'alinéa 20(1)a) de la version anglaise, vaut mention de « are coming to Canada through a preclearance area or preclearance perimeter »;

(e) the reference to “upon arrival in Canada” in subsection 24(2) is to be read as a reference to “upon arrival in a preclearance area or preclearance perimeter”; and

(f) the reference to “outside Canada” in the portion of subsection 31(3) before paragraph (a) is to be read as a reference to “outside a preclearance area or preclearance perimeter”.

Adaptations — Immigration and Refugee Protection Regulations

3 In respect of a traveller entering Canada through a preclearance area or preclearance perimeter, the *Immigration and Refugee Protection Regulations* are adapted as follows:

(a) in the following provisions, a reference to “subsection 44(2) of the Act” is to be read as a reference to “subsection 48(5) of the *Preclearance Act, 2016*”:

- (i)** paragraph 12.06(d),
- (ii)** paragraph 37(1)(d), and
- (iii)** paragraph 41(b);

(b) in the following provisions, a reference to “port of entry” is to be read as a reference to “preclearance area or preclearance perimeter”:

- (i)** subsection 27(1),
- (ii)** paragraphs 37(1)(a) and (d),
- (iii)** the portion of section 38 before paragraph (a) and paragraph 38(a),
- (iv)** subsections 40(1) and (3),
- (v)** subsection 71.1(1), and
- (vi)** paragraph 240(1)(a);

(c) the reference to “departure from Canada” in paragraph 37(1)(c) is to be read as a reference to “departure from the preclearance area or preclearance perimeter”;

(d) the reference to “leave Canada” in subsection 40(1) is to be read as a reference to “leave the preclearance area or preclearance perimeter”;

(e) in the following provisions, a reference to a time period that begins on the day on which a traveller enters Canada is to be read as a time period that begins on the day on which the traveller is authorized in a preclearance area or preclearance perimeter to enter Canada:

- (i)** subparagraph 132(1)(a)(i),

e) la mention « à son arrivée au Canada », au paragraphe 24(2), vaut mention de « à son arrivée dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle »;

f) la mention « hors du Canada », dans le passage du paragraphe 31(3) précédant l’alinéa a), vaut mention de « à l’extérieur d’une zone de précontrôle ou d’un périmètre de précontrôle ».

Adaptations — Règlement sur l’immigration et la protection des réfugiés

3 À l’égard des voyageurs qui entrent au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle, le *Règlement sur l’immigration et la protection des réfugiés* est adapté de la façon suivante :

a) dans les passages ci-après, la mention « paragraphe 44(2) de la Loi » vaut mention de « paragraphe 48(5) de la *Loi sur le précontrôle (2016)* » :

- (i)** l’alinéa 12.06d),
- (ii)** l’alinéa 37(1)d),
- (iii)** l’alinéa 41b);

b) dans les passages ci-après, la mention « point d’entrée » vaut mention de « zone de précontrôle ou périmètre de précontrôle », avec les adaptations nécessaires :

- (i)** le paragraphe 27(1),
- (ii)** les alinéas 37(1)a) et d),
- (iii)** le passage de l’article 38 précédant l’alinéa a) et l’alinéa 38a),
- (iv)** les paragraphes 40(1) et (3),
- (v)** le paragraphe 71.1(1),
- (vi)** l’alinéa 240(1)a);

c) la mention « départ du Canada », à l’alinéa 37(1)c), vaut mention de « départ de la zone de précontrôle ou du périmètre de précontrôle »;

d) la mention « quitter le Canada », au paragraphe 40(1), vaut mention de « quitter la zone de précontrôle ou le périmètre de précontrôle »;

e) dans les passages ci-après, la mention d’un délai qui commence à courir le jour de l’entrée du voyageur au Canada vaut mention d’un délai qui commence à courir le jour où le voyageur est autorisé à entrer au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle :

- (i)** le sous-alinéa 132(1)a)(i),

(ii) paragraphs 183(3)(a) and (b), and

(iii) paragraph 184(2)(b);

(f) in the following provisions, a reference to “enters Canada” or “entering Canada” is to be read as a reference to “enters Canada through a preclearance area or preclearance perimeter” or “entering Canada through a preclearance area or preclearance perimeter” respectively:

(i) the portion of subsection 184(2) before paragraph (b),

(ii) subsection 198(1) and the portion of subsection 198(2) before paragraph (a), and

(iii) the portion of section 214 before paragraph (a);

(g) in the following provisions, a reference to “before entering Canada” is to be read as a reference to “before entering a preclearance area or preclearance perimeter”:

(i) section 197, and

(ii) section 213;

(h) the reference to “entry into Canada” in paragraph 180(b) of the English version is to be read as “entry into Canada through a preclearance area or preclearance perimeter”; and

(i) the reference to “contrôle d’arrivée” in paragraph 180(b) of the French version is to be read as a reference to “contrôle d’arrivée dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle”.

Exclusions — *Immigration and Refugee Protection Regulations*

4 The following provisions of the *Immigration and Refugee Protection Regulations* do not apply in a preclearance area or preclearance perimeter:

(a) paragraphs 38(b) to (h);

(b) paragraph 41(c); and

(c) subsection 188(2).

Adaptations — enactments under the *Customs Tariff*

5 In respect of a traveller entering Canada through a preclearance area or preclearance perimeter,

(a) a reference to “the province where the customs office through which the alcoholic beverages are imported is located” in paragraph 3(2)(a) of the

(ii) les alinéas 183(3)a) et b),

(iii) l’alinéa 184(2)b);

f) dans les passages ci-après, les mentions « entrée au Canada » ou « entre au Canada » valent respectivement mention de « entrée au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle » ou « entre au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle » :

(i) le passage du paragraphe 184(2) précédant l’alinéa b),

(ii) le paragraphe 198(1) et le passage du paragraphe 198(2) précédant l’alinéa a),

(iii) le passage de l’article 214 précédant l’alinéa a);

g) dans les passages ci-après, la mention « avant son entrée au Canada » ou « préalablement à son entrée au Canada » vaut mention de « avant son entrée dans la zone de précontrôle ou le périmètre de précontrôle » :

(i) l’article 197,

(ii) l’article 213;

h) la mention « entry into Canada », à l’alinéa 180b) de la version anglaise, vaut mention de « entry into Canada through a preclearance area or preclearance perimeter »;

i) la mention « contrôle d’arrivée », à l’alinéa 180b) de la version française, vaut mention de « contrôle d’arrivée dans une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle ».

Exclusions — *Règlement sur l’immigration et la protection des réfugiés*

4 Les dispositions ci-après du *Règlement sur l’immigration et la protection des réfugiés* ne s’appliquent pas dans une zone de précontrôle ni dans un périmètre de précontrôle :

a) les alinéas 38b) à h);

b) l’alinéa 41c);

c) le paragraphe 188(2).

Adaptations — Textes pris en vertu du *Tarif des douanes*

5 À l’égard des voyageurs qui entrent au Canada par une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle, la mention « province où est situé le bureau de douane d’importation », aux passages ci-après du *Règlement sur l’exemption accordée aux personnes revenant au Canada*, du *Décret d’exemption du numéro tarifaire 9805.00.00* et

Returning Persons Exemption Regulations is to be read as “the province where the person enters Canada”;

(b) a reference to “the province in which the customs office where the alcoholic beverages are imported is situated” in paragraph 3(a) of the *Tariff Item No. 9805.00.00 Exemption Order* is to be read as “the province where the person enters Canada”; and

(c) a reference to “the province in which the customs office where the alcoholic beverages are imported is situated” in paragraph 2(a) of the *Tariff Item No. 9807.00.00 Exemption Order* is to be read as “the province where the settler enters Canada”.

Adaptations — Plant Protection Regulations

6 For the purposes of the *Preclearance Act, 2016*, a reference to “place of entry” in the *Plant Protection Regulations* includes a reference to a preclearance area or preclearance perimeter.

Coming into Force

Registration

7 These Regulations come into force on the day on which they are registered.

du *Décret d'exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00* vaut mention de ce qui suit :

a) « province où la personne entre au Canada » à l'alinéa 3(2)a) du *Règlement sur l'exemption accordée aux personnes revenant au Canada*;

b) « province où la personne entre au Canada » à l'alinéa 3a) du *Décret d'exemption du numéro tarifaire 9805.00.00*;

c) « province où l'immigrant entre au Canada » à l'alinéa 2a) du *Décret d'exemption des exigences énoncées au numéro tarifaire 9807.00.00*.

Adaptations — Règlement sur la protection des végétaux

6 Pour l'application de la *Loi sur le précontrôle (2016)*, la notion de « point d'entrée » dans le *Règlement sur la protection des végétaux* comprend une zone de précontrôle ou un périmètre de précontrôle.

Entrée en vigueur

Enregistrement

7 Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality)

Statutory authority

Immigration and Refugee Protection Act

Sponsoring agency

Canada Border Services Agency

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Issue

The *Immigration and Refugee Protection Regulations* (IRPR) regulates who has the authority to issue removal orders for each inadmissibility. The authority is presently divided among the Immigration Division (ID) of the Immigration and Refugee Board of Canada (IRB) and the Minister's Delegate (MD) [i.e. an official of the Canada Border Services Agency (CBSA) or of Immigration, Refugees and Citizenship Canada (IRCC)]. The former is intended to have jurisdiction over more complex inadmissibility grounds whereas the latter is intended to have jurisdiction over relatively straightforward inadmissibility grounds. Under the current framework, immigration enforcement arising from transborder criminality cases requires referral to the ID for an admissibility hearing, irrespective of the circumstances or complexity of the criminal offence. Transborder criminality are cases where a foreign national commits a prescribed criminal offence at the port of entry and includes cases such as the smuggling of weapons and firearms into Canada. The need to refer cases involving straightforward grounds of inadmissibility such as these is overly complex and cumbersome in comparison to cases that can be handled entirely at ports of entry.

Furthermore, the current transborder criminality framework incorporates a broader range of criminal offences than is required, such as offences that cannot be committed at a port of entry. The current regulatory framework also allows for immigration enforcement, including lifetime bans on returning to Canada, even for individuals who commit relatively minor violations (such as non-report of groceries). Refining the prescribed criminal offences, and aligning jurisdiction for the issuance of

Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)

Fondement législatif

Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés

Organisme responsable

Agence des services frontaliers du Canada

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Enjeux

Le *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés* (RIPR) précise qui a le pouvoir de prendre des mesures de renvoi pour chaque interdiction de territoire. Le pouvoir est actuellement divisé entre la Section de l'immigration (SI) de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié du Canada (CISR) et le délégué du ministre (c'est-à-dire un fonctionnaire de l'Agence des services frontaliers du Canada [ASFC] ou d'Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada [IRCC]). La SI devrait avoir compétence pour des motifs d'interdiction de territoire plus complexes, tandis que le délégué du ministre devrait avoir compétence pour des motifs d'interdiction de territoire relativement simples. En vertu du cadre actuel, l'exécution de la loi en matière d'immigration dans le cadre de cas de criminalité transfrontalière nécessite un renvoi à la SI pour enquête, quelles que soient les circonstances ou la complexité de l'infraction criminelle. Il s'agit de criminalité transfrontalière lorsqu'un étranger commet une infraction criminelle désignée au point d'entrée et cela comprend des cas comme la contrebande d'armes et d'armes à feu au Canada. La nécessité de renvoyer des dossiers concernant des motifs d'interdiction de territoire simples comme ceux-ci est trop complexe et lourde par rapport aux affaires qui peuvent être traitées entièrement aux points d'entrée.

En outre, le cadre actuel de la criminalité transfrontalière intègre un plus large éventail d'infractions criminelles qu'il n'est nécessaire, comme des infractions qui ne peuvent être commises dans un point d'entrée. Le cadre de réglementation actuel permet également l'exécution de la loi en matière d'immigration, y compris l'interdiction à vie d'entrer au Canada, même pour les personnes qui commettent des infractions relativement mineures (comme la non-déclaration de produits alimentaires). Le raffinement

removal orders based on the complexity of the offence would provide greater precision, transparency and consistency with respect to the application of the transborder inadmissibility provision.

Background

For the past several years, the CBSA, in consultation with the IRCC, has been advancing a range of proposals aimed at streamlining inadmissibility determination processes for certain relatively straightforward inadmissibility grounds pursuant to the *Immigration and Refugee Protection Act* (IRPA) and the IRPR. This policy work was a funded commitment in the Removals Strategy, which was part of Budget 2019.

Inadmissibility

The IRPA includes a number of grounds for inadmissibility, which can result in the issuance of a removal order. Under the IRPA, grounds for inadmissibility include, but are not limited to, security, human or international rights violations, criminality, and organized criminality. Once a removal order becomes enforceable, foreign nationals are required to leave Canada. A foreign national subject to a removal order, in general, can either leave voluntarily or be removed from Canada by the CBSA.

Removal orders can be issued once a person has been found to be inadmissible under the IRPA. Procedurally, the first step in seeking the issuance of a removal order is the preparation of a report on inadmissibility by an officer of either the CBSA or of the IRCC. This report is then reviewed by an MD to determine whether or not the allegation of inadmissibility outlined in the report is well founded. The MD review is a form of peer review, which is conducted by another CBSA or IRCC officer or a supervisor or manager. While jurisdiction for the issuance of a removal order by either the ID or the MD is prescribed in the IRPR, the level of the official who may serve as the MD for any particular ground of inadmissibility is defined by the Instrument of Designation and Delegation. An MD determining the report to be well founded may either issue a removal order as prescribed by the regulations or refer the inadmissibility report to the ID of the Immigration and Refugee Board for an admissibility hearing to be held.

Generally, the IRPA and the IRPR were structured so that inadmissibility grounds that are straightforward and fact-based (such as foreign nationals who have been convicted

de la liste des infractions criminelles désignées et l'harmonisation de la compétence pour la prise de mesures de renvoi en fonction de la complexité de l'infraction permettraient d'accroître la précision, la transparence et l'uniformité en ce qui a trait à l'application de la disposition relative à l'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière.

Contexte

Au cours des dernières années, l'ASFC, en consultation avec l'IRCC, a présenté un éventail de propositions visant à simplifier les processus de constat d'interdiction de territoire pour certains motifs d'interdiction de territoire relativement simples en vertu de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* (LIPR) et du RIPR. Ces travaux stratégiques ont été réalisés dans le cadre d'un engagement financé dans la Stratégie de renvois, qui faisait partie du budget de 2019.

Interdiction de territoire

La LIPR comprend un certain nombre de motifs d'interdiction de territoire, qui peuvent entraîner la prise d'une mesure de renvoi. En vertu de la LIPR, les motifs d'interdiction de territoire comprennent, sans s'y limiter, la sécurité, les atteintes aux droits de la personne ou aux droits internationaux, la criminalité et la criminalité organisée. Lorsqu'une mesure de renvoi devient exécutoire, les étrangers sont tenus de quitter le Canada. En général, un étranger touché par une mesure de renvoi peut soit partir volontairement, soit être renvoyé du Canada par l'ASFC.

Une mesure de renvoi peut être prise lorsqu'une personne a été jugée interdite de territoire au titre de la LIPR. Sur le plan procédural, la première étape pour demander la prise d'une mesure de renvoi est la préparation d'un rapport d'interdiction de territoire par un agent de l'ASFC ou de l'IRCC. Ce rapport est ensuite examiné par un délégué du ministre afin de déterminer si l'allégation d'interdiction de territoire énoncée dans le rapport est fondée. L'examen du délégué du ministre est une forme d'examen par les pairs, qui est effectué par un autre agent de l'ASFC ou de l'IRCC ou par un superviseur ou un gestionnaire. Bien que la compétence pour la prise d'une mesure de renvoi par la SI ou le délégué du ministre soit prescrite par le RIPR, le niveau du fonctionnaire qui peut agir à titre de délégué du ministre pour tout motif particulier d'interdiction de territoire est défini dans l'Instrument de désignation et de délégation. Un délégué du ministre qui détermine que le rapport est fondé peut soit prendre une mesure de renvoi, comme le prescrit le règlement, soit déférer le rapport d'interdiction de territoire à la SI de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié pour qu'une enquête soit tenue.

En règle générale, la LIPR et le RIPR ont été structurés de manière à ce que les cas concernant des motifs d'interdiction de territoire qui sont simples et fondés sur des

of a criminal offence in Canada) fall under the MD's jurisdiction while grounds of inadmissibility that are more complex (such as foreign nationals inadmissible due to international or human rights violations or war crimes), must be referred to the ID for an admissibility hearing who would issue a removal order if found inadmissible to Canada.

Current inadmissibility regime for transborder criminality

Currently, the authority to issue a removal order for foreign nationals inadmissible on the basis of having committed a prescribed criminal offence at the port of entry, also known as transborder criminality, rests solely with the ID. If a foreign national commits a transborder criminal offence, they must be authorized to enter Canada for the purposes of attending an admissibility hearing before the ID.

At a port of entry, if a Border Services Officer (BSO) determines that a foreign national committed a transborder crime, the BSO will first contact local police to see if the police would like to press charges. If the police decide to press charges, the BSO will not proceed with writing an inadmissibility report. If the police do not press charges, the BSO can proceed with writing an inadmissibility report for transborder criminality. All indictable offences under the *Criminal Code*, the *IRPA*, the *Firearms Act*, the *Customs Act*, the *Controlled Drugs and Substances Act (CDSA)*, and the *Cannabis Act* are currently prescribed offences under the *IRPR*.

Once the BSO has prepared the inadmissibility report, they will refer the report to the MD for review. If the MD is of the opinion that the report is well founded, it is then referred to the ID for an admissibility hearing. If the ID is satisfied that the foreign national is inadmissible, they will issue the removal order. The applicable removal order in these cases is a deportation order, which carries a lifetime bar on re-entry to Canada, unless the Minister authorizes the person's return.

Officers are also provided with other authorities to manage potential transborder criminality offences. For minor offences, such as a person inadvertently bringing small amounts of cannabis to the port of entry, or accidentally leaving a hunting rifle in their car, BSOs have the option to allow a person to withdraw their application to enter Canada. This allows foreign nationals to immediately leave Canada and not risk being subject to a removal order, which would permanently bar them from entering Canada in the future without prior authorization. These proposed

faits (comme les étrangers qui ont été reconnus coupables d'une infraction criminelle au Canada) relèvent de la compétence du délégué du ministre, tandis que les cas concernant des motifs d'interdiction de territoire qui sont plus complexes (comme les étrangers interdits de territoire en raison d'atteintes aux droits humains ou internationaux ou de crimes de guerre) doivent être déferés à la SI pour une enquête au terme de laquelle une mesure de renvoi peut être prise si l'étranger est jugé interdit de territoire au Canada.

Régime actuel d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière

À l'heure actuelle, le pouvoir de prendre une mesure de renvoi pour les étrangers interdits de territoire en raison d'une infraction criminelle désignée commise au point d'entrée, également connue sous le nom de criminalité transfrontalière, relève uniquement de la SI. Si un étranger commet une infraction criminelle transfrontalière, il doit être autorisé à entrer au Canada pour assister à une enquête devant la SI.

À un point d'entrée, si un agent des services frontaliers (ASF) détermine qu'un étranger a commis un crime transfrontalier, l'ASF communiquera d'abord avec la police locale pour voir si elle souhaite porter des accusations. Si la police décide de porter des accusations, l'ASF ne rédigera pas de rapport d'interdiction de territoire. Si la police ne porte pas d'accusations, l'ASF peut rédiger le rapport d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière. Toutes les infractions punissables par mise en accusation sous le régime du *Code criminel*, de la *LIPR*, de la *Loi sur les armes à feu*, de la *Loi sur les douanes*, de la *Loi réglementant certaines drogues et autres substances (LDAS)* et de la *Loi sur le cannabis* sont actuellement des infractions désignées en vertu du *RIPR*.

Une fois que l'ASF a préparé le rapport d'interdiction de territoire, il le transmet au délégué du ministre aux fins d'examen. Si le délégué du ministre est d'avis que le rapport est fondé, l'affaire sera alors déferée à la SI pour enquête. Si la SI est convaincue que l'étranger est interdit de territoire, elle prend la mesure de renvoi. La mesure de renvoi applicable en l'espèce est une mesure d'expulsion, qui est assortie d'une interdiction à vie d'entrer au Canada, à moins que le ministre n'autorise à nouveau l'entrée de la personne.

Les agents disposent également d'autres pouvoirs pour gérer les infractions pour criminalité transfrontalière potentielles. Dans le cas des infractions mineures, comme une personne qui apporte par inadvertance de petites quantités de cannabis au point d'entrée ou qui laisse accidentellement un fusil de chasse dans sa voiture, les ASF ont la possibilité de permettre à une personne de retirer sa demande d'entrée au Canada. Ainsi, les étrangers peuvent quitter immédiatement le Canada et de ne pas risquer d'être visés par une mesure de renvoi, ce qui les interdirait

amendments will not impact the option to allow a person to withdraw their application to enter Canada.

Commitment to review authorities for inadmissibility determination and removal order issuance

On April 13, 2017, the Government of Canada tabled its response to the Standing Senate Committee on National Security and Defence report, entitled *Vigilance, Accountability and Security at Canada's Borders*. In its report, among other things, the Committee noted that the removal of inadmissible persons is a lengthy and costly process and indicated a general orientation towards the notion that inadmissible persons should not, in the first instance, have to physically enter Canada only for the purpose of an admissibility hearing at the ID of the IRB and subsequent removal from Canada by the CBSA. In its response, the Government of Canada noted its commitment to delivering a balanced, efficient, and cost-effective immigration enforcement program, as well as addressing these underlying concerns raised by the Committee. The government response committed the CBSA to explore policy options to enhance efficiencies in the inadmissibility determination process. As a result, a broad multi-year review of various inadmissibility grounds was conducted regarding the authorities of either the ID or the MD to issue removal orders against inadmissible persons. This was the first comprehensive review of related authorities since the IRPA and the IRPR came into force in 2002.

2020 Report of the Auditor General – Immigration removals

The 2020 Office of the Auditor General (OAG) [report on immigration removals](#) emphasized the importance of timely removal of an inadmissible person from Canada. It was noted that removals are also one of the most effective ways to deter those who might otherwise seek to abuse the immigration system. To the extent that the amendments below enable inadmissibility cases to be determined more swiftly, increase the pace at which removal orders can be issued, and increase the CBSA's ability to conduct more removals from ports of entry rather than requiring physical referral into Canada for an admissibility hearing at the ID, the amendments contribute towards the overall goal of ensuring removals are conducted as soon as possible.

Link to Bill C-21

This proposal impacts the mandate of the Minister of Immigration, Refugees and Citizenship (IRC), who

de façon permanente d'entrer au Canada à l'avenir sans autorisation préalable. Ces modifications proposées n'auront aucune incidence sur l'option permettant à une personne de retirer sa demande d'entrée au Canada.

Engagement à revoir les pouvoirs relatifs aux constats d'interdiction de territoire et à la prise de mesures de renvoi

Le 13 avril 2017, le gouvernement du Canada a déposé sa réponse au rapport du Comité sénatorial permanent de la sécurité nationale et de la défense, intitulé *Vigilance, reddition de comptes et sécurité aux frontières du Canada*. Dans son rapport, entre autres choses, le Comité a souligné que le renvoi des personnes interdites de territoire est un processus long et coûteux et a énoncé une orientation générale vers l'idée selon laquelle les personnes interdites de territoire ne devraient pas, en premier lieu, être tenues d'entrer physiquement au Canada uniquement aux fins d'une enquête devant la SI de la CISR et d'un renvoi ultérieur du Canada par l'ASFC. Dans sa réponse, le gouvernement du Canada a souligné son engagement à mettre en œuvre un programme équilibré, efficace et rentable d'exécution de la loi en matière d'immigration, ainsi qu'à répondre à ces préoccupations sous-jacentes soulevées par le Comité. Dans le cadre de la réponse, l'ASFC s'est engagée à explorer des options stratégiques afin d'améliorer l'efficacité du processus de constat d'interdiction de territoire. Par conséquent, un vaste examen pluriannuel des divers motifs d'interdiction de territoire a été effectué en ce qui a trait aux pouvoirs de la SI ou du délégué du ministre de prendre des mesures de renvoi visant des personnes interdites de territoire. Il s'agit du premier examen exhaustif de ces pouvoirs depuis l'entrée en vigueur de la LIPR et du RIPR en 2002.

Rapport de 2020 du vérificateur général – Renvoi d'immigrants refusés

Le [rapport de 2020 du Bureau du vérificateur général \(BVG\) sur le renvoi d'immigrants refusés](#) souligne l'importance d'un renvoi rapide du Canada de la personne interdite de territoire. Il a été noté que les renvois sont également l'un des moyens les plus efficaces de dissuader ceux qui pourraient autrement chercher à exploiter le système d'immigration. Dans la mesure où les modifications présentées ci-dessous permettent d'établir plus rapidement les cas d'interdiction de territoire, augmentent la vitesse à laquelle les mesures de renvoi peuvent être prises et augmentent la capacité de l'ASFC à procéder à un plus grand nombre de renvois aux points d'entrée, plutôt que d'exiger un renvoi physique au Canada pour une enquête devant la SI, elles contribuent à l'objectif global de veiller à ce que les renvois soient effectués le plus rapidement possible.

Lien avec le projet de loi C-21

Cette proposition a une incidence sur le mandat du ministre de l'Immigration, des Réfugiés et de la Citoyenneté, qui

currently has policy responsibility for the transborder criminality provision that is enforced by the CBSA at Canada's borders. This means that the Minister of IRC currently has responsibility for all operational and legislative policy related to transborder criminality, including the *Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality)* [the proposed Regulations]. A bill related to firearms (Bill C-21) was tabled in Parliament in May 2022, which included proposed legislative amendments to the IRPA to transfer policy responsibility for inadmissibility due to transborder criminality from the Minister of IRC to the Minister of Public Safety. The proposed Regulations would support Bill C-21 by strengthening enforcement of firearms offences directly at the border, as opposed to requiring the person be admitted into Canada for an admissibility hearing. The IRCC has been consulted and is supportive of the regulatory changes.

Objective

The proposed amendments are designed to streamline inadmissibility decision-making for straightforward offences committed at the time of entry to Canada as well as improve precision, clarity and transparency related to transborder criminal inadmissibility decisions.

The proposed regulatory amendments would

- reduce the number of inadmissible persons being authorized to enter Canada from ports of entry for the sole purpose of admissibility hearings and subsequent removal;
- support more consistent transborder criminal inadmissibility decisions and better focus CBSA resources on the more serious cross-border violations; and
- partially address some of the concerns raised in the Standing Committee Report and the 2020 OAG report regarding the need to ensure timely removals, and close residual gaps in the CBSA's ability to efficiently manage the border.

Description

There are two principal elements to the proposed approach. First, amendments would be made to list specific offences in the IRPR. The offences listed would only be those that could occur at a port of entry, and only those severe enough to warrant a transborder criminal inadmissibility finding. This would remove offences from the IRPR that

assume actuellement la responsabilité stratégique en ce qui a trait à la disposition relative à la criminalité transfrontalière qui est exécutée par l'ASFC aux frontières du Canada. Cela signifie que le ministre de l'Immigration, des Réfugiés et de la Citoyenneté est actuellement responsable de toutes les politiques opérationnelles et législatives liées à la criminalité transfrontalière, y compris du *Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)* [le règlement proposé]. Un projet de loi relatif aux armes à feu (projet de loi C-21) a été déposé au Parlement en mai 2022. Celui-ci comprenait des propositions de modifications législatives à la LIPR afin de transférer la responsabilité stratégique en matière d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière du ministre de l'Immigration, des Réfugiés et de la Citoyenneté au ministre de la Sécurité publique. Le règlement proposé appuierait le projet de loi C-21 en renforçant l'exécution de la loi pour des infractions liées aux armes à feu directement à la frontière, au lieu d'exiger que la personne soit admise au Canada pour une enquête. L'IRCC a été consulté et appuie les modifications réglementaires.

Objectif

Les modifications proposées visent à simplifier la prise de décisions relatives à l'interdiction de territoire pour les infractions simples commises au moment de l'entrée au Canada, ainsi qu'à améliorer la précision, la clarté et la transparence des décisions relatives à l'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière.

Les modifications réglementaires proposées :

- réduiraient le nombre de personnes interdites de territoire autorisées à entrer au Canada à partir des points d'entrée aux seules fins d'enquête et de renvoi subséquent;
- appuieraient la prise de décisions plus uniformes en matière d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière et aideraient à mieux concentrer les ressources de l'ASFC sur les activités suspectes à la frontière les plus graves;
- répondraient partiellement à certaines des préoccupations soulevées dans le rapport du Comité permanent et le rapport du BVG de 2020 concernant la nécessité d'assurer l'exécution des renvois en temps opportun et combleraient les lacunes restantes dans la capacité de l'ASFC de gérer efficacement la frontière.

Description

L'approche proposée comporte deux éléments principaux. Premièrement, des modifications seraient apportées afin d'énumérer des infractions précises dans le RIPR. Les infractions prévues seraient seulement celles qui pourraient se produire à un point d'entrée et seulement celles qui sont suffisamment graves pour justifier une conclusion

would not occur at the border (e.g. production of drugs) or offences that are less serious (e.g. non-report of groceries). This would provide greater precision and clarity for officers when making transborder criminal inadmissibility decisions. Secondly, the IRPR would be amended to transfer authority to issue removal orders from the ID to the MD for straightforward offences committed at the time of entry. Inadmissibility arising from the commission of more complex offences would be referred to the ID for an admissibility hearing.

Greater precision, clarity and transparency

The proposed amendments would specify specific cross-border offences that could render persons inadmissible if committed at the border. The number of applicable offences would be narrowed with respect to the *Firearms Act*, the *Customs Act*, the CDSA and the *Cannabis Act*. These amendments would ensure that only the more serious cross-border offences would be applicable. For instance, failure to declare personal goods, such as groceries, under the *Customs Act* would no longer be sufficient grounds under which a removal order could be sought. The proposed amendments would also refine the prescribed offences to ensure that they would be limited to those that could reasonably occur at a port of entry. For instance, the *Cannabis Act* includes offences relating to promotion that, however serious, are unlikely to be relevant to a port of entry context.

Offences that someone could be found inadmissible for, as they relate to transborder criminality include tampering with licences under the *Firearms Act*; non-reporting of goods and substances such as prohibited firearms and ammunition, unlawful possession of blank documents that can be used in accounting for imported goods, and smuggling of restricted, prohibited or controlled goods or substances under the *Customs Act*; possession, trafficking or importing substances under the CDSA; and possession for purposes of distribution or selling under the *Cannabis Act*.

Strengthen authority to issue removal orders at ports of entry

By improving the precision of the prescribed offences, the amended framework could allow greater authority to be provided to MDs to issue removal orders for the most straightforward offences committed at the time of entry.

d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière. Les infractions au RIPR qui ne se produisent pas à la frontière (par exemple la production de drogues) ou les infractions qui sont moins graves (par exemple l'omission de déclarer des produits alimentaires) seraient alors éliminées. En outre, cette approche offrirait aux agents davantage de précision et de clarté lorsqu'ils prennent des décisions relatives à l'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière. Deuxièmement, le RIPR serait modifié afin de transférer le pouvoir de prendre des mesures de renvoi de la SI au délégué du ministre pour les infractions simples commises au moment de l'entrée. Les cas d'interdiction de territoire découlant de la perpétration d'infractions plus complexes seraient renvoyés à la SI pour enquête.

Plus de précision, de clarté et de transparence

Les modifications proposées préciseraient les infractions transfrontalières qui pourraient rendre les personnes interdites de territoire si elles sont commises à la frontière. Le nombre d'infractions applicables prévues à la *Loi sur les armes à feu*, à la *Loi sur les douanes*, à la *Loi réglementant certaines drogues et autres substances* et à la *Loi sur le cannabis* serait réduit. Ces modifications garantiraient que seules les infractions transfrontalières les plus graves seraient applicables. Par exemple, l'omission de déclarer des marchandises personnelles, comme des produits alimentaires, en vertu de la *Loi sur les douanes* ne serait plus un motif suffisant pour demander une mesure de renvoi. Les modifications proposées permettraient également de préciser les infractions prévues afin de s'assurer qu'elles se limiteraient à celles qui pourraient raisonnablement survenir à un point d'entrée. Par exemple, la *Loi sur le cannabis* comprend des infractions liées à la promotion qui, bien que graves, ne sont pas susceptibles d'être pertinentes dans un contexte de point d'entrée.

Les infractions pour lesquelles une personne pourrait être interdite de territoire pour criminalité transfrontalière comprennent : la falsification de permis aux termes de la *Loi sur les armes à feu*; l'omission de déclarer des marchandises et des substances comme les armes à feu et les munitions prohibées; la possession illégale de documents vierges susceptibles d'être remplis pour les déclarations de marchandises importées; la contrebande de marchandises ou de substances réglementées, prohibées ou contrôlées aux termes de la *Loi sur les douanes*; la possession, le trafic et l'importation de substances aux termes de la LDAS; la possession en vue de la distribution ou de la vente aux termes de la *Loi sur le cannabis*.

Renforcer le pouvoir de prendre des mesures de renvoi aux points d'entrée

En améliorant la précision des infractions prévues, le cadre modifié pourrait accorder aux délégués du ministre un plus grand pouvoir de prendre des mesures de renvoi pour les infractions les plus simples commises au moment

The proposed Regulations would transfer authority to issue removal orders from the ID to the MD for various offences within the *Criminal Code*, the IRPA, the *Firearms Act*, and the *Customs Act*. Examples of offences appropriate to transfer to the MD for the issuance of a removal order, for instance, would be carrying a concealed weapon or the unauthorized possession of a firearm under the *Criminal Code*. Offences like these are straightforward, as the person is either concealing the weapon and/or is unauthorized to carry it, or they are not concealing it and/or are authorized to carry it. The facts are discernable and the evidence is not complex and so an admissibility hearing before the ID is not necessary. Making removal orders for other offences that will be transferred to the MD include escaping or attempting to escape from lawful custody under the IRPA; contravening the condition of a licence or registration under the *Firearms Act*; and failing to report and/or smuggling of weapons or firearms under the *Customs Act*. Issuing removal orders in more complex cases, such as those involving narcotics, impaired driving, or offences that require laboratory testing, would remain with the ID.

Regulatory development

Consultation

Targeted consultations were conducted in November 2020. The following key stakeholders were notified of the consultation process:

- Canadian Bar Association (National Immigration Law Section)
- Amnesty International
- Centre for Immigration Policy Reform
- Human Rights Foundation
- British Columbia Civil Liberties Association
- Canadian Association of Refugee Lawyers
- Canadian Association of Professional Immigration Consultants
- Canadian Civil Liberties Association
- Canadian Council for Refugees
- Federation of Law Societies of Canada
- Quebec Immigration Lawyers Association

de l'entrée. Le règlement proposé transférerait le pouvoir de prendre des mesures de renvoi de la SI au délégué du ministre pour diverses infractions prévues au *Code criminel*, à la LIPR, à la *Loi sur les armes à feu* et à la *Loi sur les douanes*. Citons comme exemples d'infractions susceptibles d'être transmises au délégué du ministre en vue de la prise d'une mesure de renvoi le port d'une arme dissimulée ou la possession non autorisée d'une arme à feu, qui sont des infractions prévues au *Code criminel*. Les infractions comme celles-ci sont simples à déterminer : la personne cache l'arme ou n'est pas autorisée à posséder cette arme, ou bien elle ne la cache pas ou est autorisée à la posséder. Les faits sont discernables et la preuve n'est pas complexe, il n'est donc pas nécessaire de se présenter devant la SI aux fins d'enquête. Parmi les autres infractions pour lesquelles une mesure de renvoi peut être prise et qui seront transférées au délégué du ministre, mentionnons l'évasion ou la tentative d'échapper à la garde légale, prévue à la LIPR, le fait de contrevenir à une condition d'un permis ou d'un enregistrement, prévue à la *Loi sur les armes à feu*, et l'omission de signaler des armes ou des armes à feu, ou la contrebande d'armes ou d'armes à feu, prévue à la *Loi sur les douanes*. La prise de mesures de renvoi dans des cas plus complexes, comme ceux liés aux stupéfiants, à la conduite avec les facultés affaiblies ou aux infractions qui nécessitent des tests en laboratoire, serait toujours traitée par la SI.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Des consultations ciblées ont été tenues en novembre 2020. Les principaux intervenants suivants ont été avisés du processus de consultation :

- Association du Barreau canadien (Section nationale du droit de l'immigration)
- Amnistie internationale
- Centre pour une Réforme des Politiques d'Immigration
- Fondation canadienne des droits de la personne
- Association des libertés civiles de la Colombie-Britannique
- Association canadienne des avocats et avocates en droit des réfugiés
- Association canadienne des conseillers professionnels en immigration
- Association canadienne des libertés civiles
- Conseil canadien pour les réfugiés
- Fédération des ordres professionnels de juristes du Canada
- Association québécoise des avocats et avocates en droit de l'immigration

Based on comments received, the Canada Border Services Agency (the Agency) has revised the proposed approach. For instance, certain criminal offences such as those related to controlled substances and impaired driving were removed from the proposal to transfer authority to the MD on the basis that they can involve complex evidence (e.g. laboratory tests) and are best suited for consideration at an admissibility hearing. Another change, based on stakeholder comments, was leaving the authority to issue removal orders for fraudulent document offences with the ID. The original proposal recommended transferring this authority to the MD. However, given concerns raised around persons fleeing persecution, jurisdiction for this offence was left with the ID.

Other comments from stakeholders were related to rights to counsel, and that unconscious bias against Black, Indigenous and people of colour (BIPOC) communities may affect enforcement outcomes. A gender-based analysis plus (GBA+) was conducted in relation to this regulatory proposal, and it was determined that no groups would be disproportionately affected by the proposal (for more details, see the section “Gender-based analysis plus” below). While it is not expected that the proposed regulations would have any impact on enforcement outcomes, the CBSA would develop operational guidance reiterating that normal procedures regarding the right to counsel would remain in place when the person is detained.

In addition, stakeholders were concerned that the regulatory amendments would result in a lack of procedural safeguards, putting vulnerable populations at risk. The CBSA has pre-existing safeguards and training in place to address these concerns. For example, officers are trained on how to identify vulnerable persons, such as unaccompanied minors, suspected or known victims of human trafficking and gender-based violence, and persons unable to appreciate the nature of the proceedings. Moreover, the proposed regulations would not alter or impact any currently available avenues for recourse or judicial review.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

As required by the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an assessment of modern treaty implications was conducted. The assessment examined the geographical scope and subject matter of the initiative in relation to modern treaties in

En se fondant sur les commentaires reçus, l'Agence des services frontaliers du Canada (l'Agence) a révisé l'approche proposée. Par exemple, certaines infractions criminelles, comme celles liées aux substances contrôlées et à la conduite avec les facultés affaiblies, ont été retirées de la proposition de transfert du pouvoir au délégué du ministre au motif qu'elles peuvent comprendre des éléments de preuve complexes (par exemple des tests en laboratoire) et qu'il est préférable de les examiner dans le cadre d'une enquête. Un autre changement apporté en fonction des commentaires des intervenants a été de laisser à la SI le pouvoir de prendre des mesures de renvoi pour des infractions liées à des documents frauduleux. La proposition initiale recommandait de transférer ce pouvoir au délégué du ministre. Toutefois, compte tenu des préoccupations soulevées au sujet des personnes qui fuient la persécution, on a convenu de laisser à la SI la responsabilité relative à ce type d'infraction.

D'autres commentaires formulés par les intervenants étaient liés au droit à un avocat et au fait que les préjugés inconscients à l'égard des communautés de personnes autochtones, noires et de couleur peuvent avoir une incidence sur les résultats en matière d'exécution de la loi. Une analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) a été menée relativement à ce projet de règlement et il a été déterminé qu'aucun groupe ne serait touché de façon disproportionnée par la proposition (pour en savoir plus, voir la section « Analyse comparative entre les sexes plus » plus bas). Bien que l'on ne s'attende pas à ce que le règlement proposé ait une incidence sur les résultats en matière d'exécution de la loi, l'ASFC élaborerait des lignes directrices opérationnelles réitérant que les procédures normales concernant le droit à un avocat demeurerait en place lorsque la personne est détenue.

En outre, les intervenants craignaient que les modifications réglementaires donnent lieu à un manque de garanties procédurales, mettant en danger les populations vulnérables. L'ASFC a des mesures de protection et une formation en place pour répondre à ces préoccupations. Par exemple, les agents reçoivent une formation sur la manière d'identifier les personnes vulnérables, telles que les mineurs non accompagnés, les victimes présumées ou connues de la traite des personnes et de la violence fondée sur le sexe ainsi que les personnes qui ne sont pas en mesure de comprendre la nature des procédures. En outre, le règlement proposé ne modifierait pas les voies de recours ou de contrôle judiciaire actuellement disponibles ni n'aurait d'incidence sur celles-ci.

Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones

Une évaluation des répercussions des traités modernes a été menée, conformément à la *Directive du Cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*. L'évaluation a porté sur la zone géographique et l'objet de l'initiative en lien avec les traités modernes

effect and did not identify any potential modern treaty impacts or obligations.

As noted in the “Background” section above, the proposed amendments would not expand the scope of current transborder criminal inadmissibility (i.e. who can be refused entry). The BSOs would continue to have the option to allow a person (including Indigenous travellers) to withdraw their application to enter Canada rather than seek the issuance of a removal order where the officer concludes it is appropriate to do so, having taken into consideration the circumstances of the offence committed.

On a separate track from these proposed Regulations, the CBSA, in collaboration with the IRCC and Indigenous partners, are working together to address complex border crossing and migration challenges faced by Indigenous peoples divided by Canada’s international borders, including options to amend Canada’s right of entry provision, and work and study permit requirements. Crown-Indigenous Relations and Northern Affairs Canada is also leading separate work on the impact of the Supreme Court’s 2021 *Desautel* decision, which found that Aboriginal groups located outside of Canada can be “Aboriginal Peoples of Canada” and can hold Aboriginal rights within Canada, such as hunting, in certain circumstances. The Supreme Court did not decide whether there is an incidental right of entry to Canada. As indicated in the [United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act Action Plan](#), the Government of Canada proposes to pursue legislative amendments to the IRPA and regulatory amendments to the IRPR to address complex border crossing challenges faced by Indigenous peoples divided by Canada’s international borders (Action Plan — Shared Priorities Measure 52).

Instrument choice

The IRPR are linked to the IRPA inadmissibility provision related to committing an offence on entering Canada (i.e. transborder criminality). This legislative provision refers to “prescribed by regulations,” therefore amending the IRPR is the only possible instrument, in order to achieve the policy objective. Operational policy alone would not be sufficient to address the changes being made.

Regulatory analysis

Baseline scenario

The current transborder criminality regulatory framework incorporates a broad range of criminal offences,

en vigueur et n’a pas conclu à l’existence de répercussions ou d’obligations potentielles liées à des traités modernes.

Comme il est mentionné dans la section « Contexte » ci-dessus, les modifications proposées n’élargiraient pas la portée de l’interdiction de territoire pour criminalité (à savoir qui pourra se voir refuser l’entrée). Plutôt que de demander la prise d’une mesure de renvoi, les agents des services frontaliers auraient toujours l’option de permettre aux voyageurs, notamment autochtones, de retirer leur demande d’entrée au Canada s’il juge qu’il est approprié de le faire, en prenant en considération les circonstances de l’infraction commise.

Indépendamment de ce règlement proposé, l’ASFC travaille avec l’IRCC et des partenaires autochtones pour régler les problèmes complexes liés au passage de la frontière et à la migration auxquels se heurtent les peuples autochtones divisés par les frontières internationales du Canada. On envisage notamment, pour ce faire, de modifier la disposition sur le droit d’entrée au Canada, de même que les exigences des permis d’études et de travail. Le ministère des Relations Couronne-Autochtones et des Affaires du Nord mène également des travaux distincts sur l’incidence de la décision de la Cour suprême dans l’arrêt *Desautel* (2021), selon laquelle, des groupes autochtones localisés hors du Canada peuvent être des peuples autochtones du Canada et peuvent avoir des droits ancestraux au Canada comme la chasse dans certaines circonstances. La Cour suprême n’a pas décidé s’il en découlait un droit d’entrée au Canada. Tel qu’il est indiqué dans le [Plan d’action de la Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones](#), le gouvernement du Canada propose de poursuivre des modifications législatives à la LIPR et des modifications réglementaires au RIPR pour régler les problèmes complexes liés au passage de la frontière auxquels sont confrontés les peuples autochtones divisés par les frontières internationales du Canada (Plan d’action — mesure 52 des priorités partagées).

Choix de l’instrument

Le RIPR est lié à la disposition sur l’interdiction de territoire prévue par la LIPR relativement à la perpétration d’une infraction à l’entrée au Canada (c’est-à-dire la criminalité transfrontalière). Cette disposition législative fait référence à la mention « précisée par règlement »; la modification du RIPR est donc le seul instrument possible pour atteindre l’objectif de la politique. La politique opérationnelle ne suffirait pas à elle seule à apporter les changements nécessaires.

Analyse de la réglementation

Scénario de référence

Le cadre de réglementation actuel sur la criminalité transfrontalière englobe un large éventail d’infractions

including offences that cannot be committed at a port of entry. In the current framework, less serious offences (e.g. non-report of shopping items) also has the same consequences as more serious offences (e.g. smuggling of drugs). In addition, all of these cases need to be referred to the ID for an admissibility hearing, and may take months before a removal order is issued. In absence of amendments to the IRPR, the same consequences (i.e. a lifetime ban) will remain for serious and less serious offences. The issuance of removal orders will also remain costlier for straightforward offences, as the CBSA is required to seek a removal order from the ID. Based on a manual review of data from 2016 to 2019, on average, there are currently 15 cases annually referred to the ID for inadmissibility due to transborder criminality.

Regulatory scenario

The regulatory amendments would refine the offences listed in the IRPR to only those offences that may be committed at the port of entry, and only offences that reach a certain threshold in severity. This would ensure that relatively minor violations would not be treated the same as more serious offences. Furthermore, the regulatory amendments would allow the MD to issue removal orders immediately in straightforward cases. There would be no need to refer the case to the ID to await the issuance of a removal order. Following implementation of the proposed regulatory changes to transfer authority to the MD for specific prescribed offences, three cases per year would fall within the jurisdiction of the MD and would no longer need to be referred to the ID. This would result in cost savings for the CBSA.

Benefits

The proposed amendments would improve precision, clarity and transparency related to transborder criminality inadmissibility decisions by officers at the ports of entry.

Specifically, the proposed amendments would reduce the number of inadmissible persons physically entering Canada from ports of entry for the sole purpose of attending admissibility hearings and subsequent removal (if found inadmissible). The amendments would increase efficiency and result in cost savings because a person can be removed from Canada right at the port of entry, instead of coming into Canada. This would eliminate the need for potential detention costs, as well as admissibility hearing costs. This proposal would also reduce the risk of absconders since fewer inadmissible people would be in the country, thereby increasing border and immigration

criminelles, y compris des infractions qui ne peuvent être commises à un point d'entrée. Dans le cadre actuel, les infractions moins graves (par exemple omission de déclarer des articles achetés) ont les mêmes conséquences que les infractions plus graves (par exemple contrebande de drogue). De plus, tous ces cas doivent être transférés à la SI à des fins d'enquête, et il peut s'écouler des mois avant qu'une mesure de renvoi ne soit prise. Si le RIPR n'est pas modifié, les mêmes conséquences (c'est-à-dire une interdiction à vie) continueront de s'appliquer pour les infractions graves et les infractions moins graves. La prise de mesures de renvoi demeurera également plus coûteuse pour les infractions simples, puisque l'ASFC doit demander une mesure de renvoi à la SI. Selon un examen manuel des données de 2016 à 2019, en moyenne, 15 cas par année sont transférés à la SI à des fins d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière.

Scénario d'application des modifications réglementaires

Les modifications réglementaires préciserait les infractions énumérées dans le RIPR pour que seules les infractions pouvant être commises à un point d'entrée ainsi que les infractions qui atteignent un certain seuil de gravité y figurent. Cela permettrait de s'assurer que les infractions relativement mineures ne soient pas traitées de la même façon que les infractions plus graves. En outre, les modifications réglementaires permettraient au délégué du ministre de prendre immédiatement des mesures de renvoi dans les cas simples. Il ne serait plus nécessaire de transférer le cas à la SI pour attendre la prise d'une mesure de renvoi. À la suite de la mise en œuvre des modifications réglementaires proposées, qui permettraient de transférer au délégué du ministre le pouvoir de prendre des mesures de renvoi pour les infractions prévues, trois cas par année relèveraient de la compétence du délégué du ministre et n'auraient plus besoin d'être renvoyés à la SI. Cela permettrait à l'ASFC de réaliser des économies.

Avantages

Les modifications proposées amélioreraient la précision, la clarté et la transparence en ce qui concerne les décisions d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière rendues par les agents aux points d'entrée.

Plus précisément, les modifications proposées permettraient de réduire le nombre de personnes interdites de territoire qui entrent physiquement au Canada par les points d'entrée dans le seul but de participer à une enquête et de faire l'objet d'un renvoi subséquent (si la personne est jugée interdite de territoire). Les modifications permettraient d'accroître l'efficacité et de réaliser des économies de coûts, car elles permettraient de renvoyer du Canada une personne directement à partir du point d'entrée plutôt que de faire entrer la personne au pays. Cela permettrait d'éliminer les coûts de détention potentiels ainsi que les coûts liés à l'enquête. Cette proposition permettrait

program integrity, and better mitigate public safety risks. In addition, by prescribing certain offences, decisions with respect to this provision would be more consistent across the country, which would strengthen program and immigration integrity. Certain offences would also be removed from the transborder inadmissibility framework to ensure that minor offences, such as failing to report groceries, would not be treated as criminality. The proposed regulatory amendments would rather focus CBSA resources on the more serious cross-border violations. The amendments would also partially address some of the concerns raised in the Standing Committee Report and the 2020 OAG report regarding the need to ensure timely removals, and close residual gaps in the CBSA's ability to efficiently manage the border.

Due to a reduced number of admissibility hearings required, the amendments would result in cost savings for the CBSA and the IRB. In present value terms (fiscal year 2023–2024), this proposal would save the CBSA approximately \$152,439 over 10 years (price base year of 2023), and approximately \$27,391 for the IRB.

Costs

While the proposed amendments would result in some overall benefits and cost savings, there would be minor costs associated with this proposal.

The CBSA would incur minor costs related to implementation, communication and outreach activities needed as a result of the regulatory amendments (e.g. updating departmental memoranda and work instruments, as well as responding to functional guidance requests and updating web content on the CBSA webpage).

Small business lens

Analysis under the small business lens concluded that the proposed regulation would not impact Canadian small businesses. The proposed amendments would only impact foreign nationals who have committed an offence upon entering Canada, and who are to be subject to a removal order.

One-for-one rule

The one-for-one rule does not apply, as the proposed amendments would not result in an incremental change

également de réduire le risque de fuite, puisque moins de personnes interdites de territoire seraient présentes au pays, ce qui améliorerait l'intégrité des programmes frontaliers et d'immigration et atténuerait davantage les risques pour la sécurité publique. De plus, en désignant certaines infractions, les décisions relatives à cette disposition seraient plus uniformes dans l'ensemble du pays, ce qui renforcerait l'intégrité des programmes et de l'immigration. Certaines infractions seraient également éliminées du cadre d'interdiction de territoire pour criminalité transfrontalière afin de s'assurer que les infractions mineures, comme l'omission de déclarer des produits alimentaires, ne soient pas considérées comme des actes criminels. Les modifications réglementaires proposées permettraient de mieux concentrer les ressources de l'ASFC sur les violations frontalières graves. En outre, les modifications répondraient partiellement à certaines des préoccupations soulevées dans le rapport du Comité permanent et le rapport du BVG de 2020 concernant la nécessité d'assurer des renvois en temps opportun, et combleraient les lacunes restantes dans la capacité de l'ASFC de gérer efficacement la frontière.

Grâce à la diminution du nombre d'enquêtes requises, les modifications entraîneraient des économies de coûts pour l'ASFC et la CISR. En termes de valeur actuelle (exercice 2023-2024), cette proposition permettrait à l'ASFC d'économiser environ 152 439 \$ sur 10 ans (année de référence des prix de 2023) et à la CISR d'économiser environ 27 391 \$.

Coûts

Bien que les modifications proposées entraîneraient des avantages généraux et des économies de coûts, il y aurait des coûts mineurs associés à cette proposition.

L'ASFC assumerait des coûts mineurs liés aux activités de mise en œuvre, de communication et de sensibilisation nécessaires à la suite des modifications réglementaires (par exemple mise à jour des notes de service et des instruments de travail de l'Agence, réponse aux demandes d'orientation fonctionnelle et mise à jour du contenu de la page Web de l'ASFC).

Lentille des petites entreprises

L'analyse selon la lentille des petites entreprises a permis de conclure que le projet de règlement n'aurait aucune incidence sur les petites entreprises canadiennes. Les modifications proposées n'auraient d'incidence que sur les ressortissants étrangers qui ont commis une infraction à leur entrée au Canada et qui doivent faire l'objet d'une mesure de renvoi.

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s'applique pas, étant donné que les modifications proposées n'entraîneraient pas

in the administrative burden on business and no regulatory titles are repealed or introduced.

Regulatory cooperation and alignment

The proposed amendments apply only to the decision-making process for inadmissibility undertaken by officers and officials of the CBSA, IRCC, and IRB. There are no regulatory conflicts with other jurisdictions that need to be addressed and no requirement for alignment between Canada's provinces or territories, the United States, the European Union, or international organizations.

Strategic environmental assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a preliminary scan concluded that a strategic environmental assessment is not required. The amendments only impact the inadmissibility decision-making process for foreign nationals alleged to be inadmissible to Canada for transborder criminality.

Gender-based analysis plus

A gender-based analysis plus (GBA+) was conducted in relation to this regulatory proposal and it was determined that no groups would be disproportionately affected by the proposal.

As mentioned above, there are two parts to this proposal. The first part involves reducing, and bringing greater transparency to, the offences which can render a person inadmissible under this provision. These particular amendments narrow the authorities of officers by removing certain offences from the scope of transborder inadmissibility. Therefore, it is not expected that this regulatory amendment would have an impact on populations based on gender identity, sex, age, income, ability, and other factors.

The second part of the proposed regulatory amendments involve transferring to the MD the authority to issue removal orders for straightforward offences, such as importing a firearm without a permit. The concerns raised from stakeholders were related to this latter part of the proposed regulatory amendments, partially due to concerns regarding unconscious bias against the BIPOC communities. The CBSA remains committed to combatting systemic racism and biases in its policies and programs. All CBSA employees participate in diversity and race relations training which provides awareness, knowledge, and

de changement progressif du fardeau administratif des entreprises et qu'aucun titre réglementaire n'est abrogé ou adopté.

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

Les modifications proposées ne s'appliquent qu'au processus décisionnel relatif à l'interdiction de territoire entrepris par les agents et les représentants de l'ASFC, de l'IRCC et de la CISR. Il n'existe aucun conflit réglementaire avec d'autres administrations devant être réglé ni aucune exigence d'harmonisation entre les provinces ou les territoires du Canada, les États-Unis, l'Union européenne ou des organisations internationales.

Évaluation environnementale stratégique

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*, une analyse préliminaire a permis de conclure qu'une évaluation environnementale stratégique n'est pas requise. Les modifications n'ont d'incidence que sur le processus décisionnel relatif à l'interdiction de territoire pour les ressortissants étrangers qui sont présumés interdits de territoire au Canada pour des motifs de criminalité transfrontalière.

Analyse comparative entre les sexes plus

Une analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) a été menée relativement au présent projet de règlement et il a été déterminé qu'aucun groupe ne serait touché de manière disproportionnée par le projet.

Tel qu'il a été mentionné précédemment, le présent projet comporte deux parties. La première partie consiste à accroître la transparence des infractions qui peuvent rendre une personne interdite de territoire en vertu de cette disposition et à en réduire le nombre. Ces modifications particulières restreignent les pouvoirs des agents en éliminant certaines infractions du champ d'application de l'interdiction de territoire transfrontalière. Par conséquent, on ne s'attend pas à ce que cette modification réglementaire ait une incidence sur les populations en fonction de l'identité de genre, du sexe, de l'âge, du revenu, des capacités et d'autres facteurs.

La deuxième partie du projet de modification réglementaire consiste à transférer au délégué du ministre le pouvoir de prendre des mesures de renvoi pour des infractions simples, comme l'importation d'une arme à feu sans permis. Les préoccupations soulevées par les intervenants étaient liées à cette deuxième partie du projet de modification réglementaire, en partie en raison de préoccupations concernant les préjugés inconscients à l'égard de la communauté des personnes autochtones, noires et de couleur. L'ASFC demeure engagée à lutter contre le racisme systémique et les préjugés dans ses politiques et

strategies on managing diversity and race relations. The training examines the impact of stereotypes, prejudices, discrimination, and biases when interacting with different cultures.

Furthermore, as previously noted, the proposed amendments are not expected to have any differential outcomes with respect to enforcement. Currently MDs are authorized to review allegations of inadmissibility under this provision, and refer well-founded allegations to the ID for an admissibility hearing. The ID, in law, has no discretion to not issue a removal order against a person it finds to be inadmissible. In arriving at this decision, the ID may only consider the inadmissibility itself vis-à-vis the actions of the individual at the border. Moreover, as previously mentioned, the proposed regulations do not alter or impact any currently available avenues for recourse or judicial review. Accordingly, no noteworthy differential outcomes or impacts are expected.

In terms of distributional statistics, the majority of inadmissible persons under the transborder inadmissibility provision tend to be male. Of a case review of files conducted between 2016 and 2019, it was identified that over 90% of cases were male. In addition, the CBSA only collects race-based data in limited contexts. Therefore, there is limited information available to the race of individuals who are found inadmissible under this provision.

The proposed amendments are not expected to increase (or decrease) the rate at which the CBSA encounters vulnerable populations, and related facilitation mechanisms are not impacted by the proposed amendments. The CBSA has pre-existing safeguards and training in place to address encounters with vulnerable populations. For example, officers are trained on how to identify vulnerable persons, such as unaccompanied minors and persons unable to appreciate the nature of the proceedings. In these cases, the MD does not have jurisdiction to issue a removal order and the case is referred to the ID. These safeguards would not be modified in this proposal. The CBSA also provides training to officers who, through the course of their duties, may encounter other vulnerable persons, such as victims of human trafficking. This training includes how to support victims through referrals to appropriate government agencies.

ses programmes. Tous les employés de l'ASFC participent à la formation sur la diversité et les relations raciales qui permet de mieux comprendre et de mieux connaître la gestion de la diversité et des relations raciales, en plus de fournir des stratégies en la matière. La formation vise à examiner l'incidence des stéréotypes, des préjugés, de la discrimination et du parti pris dans les interactions entre diverses cultures.

En outre, tel qu'il est mentionné précédemment, les modifications proposées ne devraient pas avoir de résultats différentiels en ce qui concerne l'application de la loi. À l'heure actuelle, les délégués du ministre sont autorisés à examiner les allégations d'interdiction de territoire en vertu de cette disposition et à renvoyer les allégations bien fondées à la SI en vue d'une enquête. La SI, en droit, n'a pas le pouvoir discrétionnaire de ne pas prendre de mesure de renvoi contre une personne qu'elle juge interdite de territoire. Pour rendre cette décision, la SI ne peut tenir compte que de l'interdiction de territoire elle-même à l'égard des actes de la personne à la frontière. De plus, tel qu'il est mentionné précédemment, le projet de règlement ne modifie pas les voies de recours ou de contrôle judiciaire actuellement offertes ni n'a d'incidence à cet égard. Par conséquent, aucun résultat ni effet différentiel notable n'est attendu.

En ce qui concerne les statistiques de répartition, la majorité des personnes interdites de territoire en vertu de la disposition relative à l'interdiction de territoire transfrontalière sont généralement des hommes. Dans le cadre d'un examen des dossiers effectué entre 2016 et 2019, il a été déterminé que plus de 90 % des cas concernaient des hommes. De plus, l'ASFC ne recueille des données fondées sur la race que dans des contextes limités. Par conséquent, il existe peu de données sur la race des personnes jugées interdites de territoire en vertu de cette disposition.

Les modifications proposées ne devraient pas augmenter (ou réduire) le taux auquel l'ASFC rencontre des populations vulnérables et les mécanismes de facilitation connexes ne sont pas touchés par les modifications proposées. L'ASFC a mis en place des mesures de protection et une formation préexistantes pour gérer les rencontres avec les personnes vulnérables. À titre d'exemple, les agents reçoivent une formation sur la façon d'identifier les personnes vulnérables, comme les mineurs non accompagnés et les personnes incapables de comprendre la nature des instances. Dans ces cas, le délégué du ministre n'a pas compétence pour prendre une mesure de renvoi et le cas est renvoyé à la SI. Ces mesures de protection ne seraient pas modifiées dans le présent projet. L'ASFC offre également une formation aux agents qui, dans l'exercice de leurs fonctions, peuvent rencontrer d'autres personnes vulnérables, comme des victimes de la traite de personnes. Ce module offre de l'information sur la manière de venir en aide aux victimes en les aiguillant vers les organismes gouvernementaux appropriés.

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Implementation

With respect to transitional cases, any foreign nationals who were alleged to be inadmissible and who were subsequently referred to the ID for a hearing prior to the coming into force of the proposed amendments would continue to have their cases proceed through the admissibility hearing process. All other cases would be determined by the MD.

Should these proposed amendments come into force, the Federal Court will continue to be able to undertake judicial review of decisions made under the proposed amendments. Anyone directly affected by a decision of the ID and the MD may apply to the Federal Court for leave and judicial review of the decision. The Federal Court will then review the decision to ensure that it was fair, reasonable and lawful. Unless a judicial stay of removal is provided by the Federal Court, the individual can still be removed from Canada, prior to the outcome of the judicial review.

The CBSA would support the implementation of the proposed amendments through updated field guidance (i.e. operational bulletins and program manual updates); this field guidance will be available to officials at the CBSA and at the IRCC. The minor costs associated with this proposal would be absorbed by the CBSA.

The regulatory amendments would come into force upon publication in the *Canada Gazette*, Part II.

Contact

Jeff Robertson
Manager
Inadmissibility Policy Unit
Strategic Policy Branch
Canada Border Services Agency
Email: IEPU-UPELI@cbsa-asfc.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council proposes to make the annexed *Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality)* under subsection 5(1) and sections 43 and 53^a of the *Immigration and Refugee Protection Act*^b.

^a S.C. 2013, c. 16, s. 21

^b S.C. 2001, c. 27

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de services

Mise en œuvre

En ce qui concerne les cas visés par les mesures transitoires, tout ressortissant étranger qui était présumé interdit de territoire et qui a par la suite été renvoyé à la SI pour une audience avant l'entrée en vigueur des modifications proposées verrait son cas continuer d'être traité dans le cadre du processus d'enquête. Tous les autres cas seraient tranchés par le délégué du ministre.

Si ces modifications proposées entrent en vigueur, la Cour fédérale continuera d'être en mesure d'entreprendre un contrôle judiciaire des décisions rendues en vertu des modifications proposées. Toute personne directement touchée par une décision de la SI et du délégué du ministre peut présenter à la Cour fédérale une demande d'autorisation et de contrôle judiciaire de la décision. La Cour fédérale examinera ensuite la décision pour s'assurer qu'elle était juste, raisonnable et légale. À moins qu'un sursis judiciaire à la mesure de renvoi ne soit accordé par la Cour fédérale, la personne peut tout de même être renvoyée du Canada, avant l'issue du contrôle judiciaire.

L'ASFC appuierait la mise en œuvre des modifications proposées au moyen de la mise à jour des directives sur le terrain (c'est-à-dire bulletins opérationnels et mises à jour des manuels de programmes); ces directives sur le terrain seront mises à la disposition des représentants de l'ASFC et de l'IRCC. Les coûts mineurs associés à cette proposition seraient absorbés par l'ASFC.

Les modifications réglementaires entreraient en vigueur dès leur publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Personne-ressource

Jeff Robertson
Gestionnaire
Unité de la politique d'interdiction de territoire
Direction générale de la politique stratégique
Agence des services frontaliers du Canada
Courriel : IEPU-UPELI@cbsa-asfc.gc.ca

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu du paragraphe 5(1) et des articles 43 et 53^a de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*^b, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)*, ci-après.

^a L.C. 2013, ch. 16, art. 21

^b L.C. 2001, ch. 27

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 30 days after the date of publication of this notice. They are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website but if they use email, mail or any other means, the representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to Jeff Robertson, Manager, Inadmissibility Policy Unit, Canada Border Services Agency, 100 Metcalfe Street, 10th floor, Ottawa, Ontario K1A 0L8 (email: IEPU-UPELI@cbsa-asfc.gc.ca).

Ottawa, November 30, 2023

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality)

Amendments

1 Section 19 of the *Immigration and Refugee Protection Regulations*¹ is replaced by the following:

Transborder crime

19 (1) For the purposes of paragraph 36(2)(d) of the Act, the prescribed offences are

- (a)** any indictable offence under the *Criminal Code*;
- (b)** any indictable offence under the *Immigration and Refugee Protection Act*;
- (c)** any offence under section 106, 107 or 110 of the *Firearms Act*;
- (d)** any offence under subsection 159(1) of the *Customs Act* with respect to the following goods:
 - (i)** *child pornography*, as defined in subsection 163.1(1) of the *Criminal Code*,
 - (ii)** an *automatic firearm, imitation firearm, non-restricted firearm, prohibited ammunition, prohibited device, prohibited firearm, prohibited weapon, replica firearm, restricted firearm or restricted weapon*, as those terms are defined in subsection 84(1) of the *Criminal Code*,

¹ SOR/2002-227

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. S'ils choisissent plutôt de présenter leurs observations par courriel, par la poste ou par tout autre moyen, ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à Jeff Robertson, gestionnaire, Unité des politiques sur l'interdiction de territoire, Agence des services frontaliers du Canada, 100, rue Metcalfe, 10^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0L8 (courriel : IEPU-UPELI@cbsa-asfc.gc.ca).

Ottawa, le 30 novembre 2023

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)

Modifications

1 L'article 19 du *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés*¹ est remplacé par ce qui suit :

Crime transfrontalier

19 (1) Pour l'application de l'alinéa 36(2)d) de la Loi, les infractions sont les suivantes :

- a)** toute infraction punissable par mise en accusation prévue par le *Code criminel*;
- b)** toute infraction punissable par mise en accusation prévue par la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*;
- c)** toute infraction prévue aux articles 106, 107 ou 110 de la *Loi sur les armes à feu*;
- d)** toute infraction prévue au paragraphe 159(1) de la *Loi sur les douanes* à l'égard de l'une des marchandises suivantes :
 - (i)** de la *pornographie juvénile* au sens du paragraphe 163.1(1) du *Code criminel*,
 - (ii)** une *arme à autorisation restreinte*, une *arme à feu à autorisation restreinte*, une *arme à feu prohibée*, une *arme à feu sans restriction*, une

¹ DORS/2002-227

(iii) a substance listed in any of Schedules I to VI of the *Controlled Drugs and Substances Act* or a device listed in Schedule IX of that Act, or

(iv) *cannabis*, as defined in subsection 2(1) of the *Cannabis Act*;

(e) any offence under subsection 160(1) of the *Customs Act* that is

(i) a contravention of section 12 of that Act with respect to the following goods:

(A) *child pornography*, as defined in subsection 163.1(1) of the *Criminal Code*,

(B) an *automatic firearm, imitation firearm, non-restricted firearm, prohibited ammunition, prohibited device, prohibited firearm, prohibited weapon, replica firearm, restricted firearm or restricted weapon*, as those terms are defined in subsection 84(1) of the *Criminal Code*, or

(C) a substance listed in any of Schedules I to VI of the *Controlled Drugs and Substances Act*, or

(ii) a contravention of section 156 of the *Customs Act*;

(f) any offence under section 4, 5, 6 or 7.1 of the *Controlled Drugs and Substances Act* or any offence under section 46 of that Act that is a contravention of section 46.3 of that Act; and

(g) any offence under Division 1 of Part 1 of the *Cannabis Act*, except an offence under section 12 of that Act.

Punishable by way of indictment

(2) For the purposes of paragraphs (1)(a) and (b), an offence that may be prosecuted either summarily or by way of indictment is deemed to be an offence punishable by way of indictment, even if it has been prosecuted summarily.

arme automatique, une arme prohibée, un dispositif prohibé, une fausse arme à feu, des munitions prohibées ou une réplique au sens du paragraphe 84(1) du Code criminel,

(iii) une substance inscrite à l'une ou l'autre des annexes I à VI de la *Loi réglementant certaines drogues et autres substances* ou un instrument inscrit à l'annexe IX de cette loi,

(iv) du *cannabis* au sens du paragraphe 2(1) de la *Loi sur le cannabis*;

e) toute infraction prévue au paragraphe 160(1) de la *Loi sur les douanes* qui est l'une des contraventions suivantes :

(i) une contravention à l'article 12 de cette loi à l'égard de l'une des marchandises suivantes :

(A) de la *pornographie juvénile* au sens du paragraphe 163.1(1) du *Code criminel*,

(B) une *arme à autorisation restreinte, une arme à feu à autorisation restreinte, une arme à feu prohibée, une arme à feu sans restriction, une arme automatique, une arme prohibée, un dispositif prohibé, une fausse arme à feu, des munitions prohibées ou une réplique au sens du paragraphe 84(1) du Code criminel,*

(C) une substance inscrite à l'une ou l'autre des annexes I à VI de la *Loi réglementant certaines drogues et autres substances*,

(ii) une contravention à l'article 156 de la *Loi sur les douanes*;

f) toute infraction prévue aux articles 4, 5, 6 ou 7.1 de la *Loi réglementant certaines drogues et autres substances* ou toute infraction prévue à l'article 46 de cette loi qui est une contravention à l'article 46.3 de cette loi;

g) toute infraction prévue à la section 1 de la partie 1 de la *Loi sur le cannabis*, sauf celles prévues à l'article 12 de cette loi.

Punissable par mise en accusation

(2) Pour l'application des alinéas (1)a) et b), l'infraction punissable par mise en accusation ou par procédure sommaire est assimilée à l'infraction punissable par mise en accusation, indépendamment du mode de poursuite effectivement retenu.

2 Subsection 228(1) of the Regulations is amended by adding the following after paragraph (a):

(a.1) if the foreign national is inadmissible on grounds of criminality under paragraph 36(2)(d) of the Act for having committed one of the following offences on their entry into Canada, a deportation order:

(i) an offence under section 86, 87, 90, 91, 95 or 104 or subsection 320.15(1) of the *Criminal Code*,

(ii) an offence under paragraph 124(1)(b) of the *Immigration and Refugee Protection Act*,

(iii) an offence under section 110 of the *Firearms Act*,

(iv) an offence under subsection 159(1) of the Customs Act with respect to goods referred to in subparagraph 19(1)(d)(ii) of these Regulations,

(v) an offence under subsection 160(1) of the Customs Act that is one of the following contraventions:

(A) a contravention of section 12 of that Act, with respect to goods referred to in clause 19(1)(e)(i)(B) of these Regulations, or

(B) a contravention of section 156 of that Act;

3 Paragraph 229(1)(d) of the Regulations is replaced by the following:

(d) a deportation order, if they are inadmissible under paragraph 36(2)(b) or (c) of the Act on grounds of criminality;

(d.1) a deportation order, if they are inadmissible under paragraph 36(2)(d) of the Act on grounds of criminality for having committed, on their entry into Canada, an offence other than one referred to in any of subparagraphs 228(1)(a.1)(i) to (v);

Transitional Provision

4 If, under subsection 44(1) of the *Immigration and Refugee Protection Act*, a report has been prepared with respect to a foreign national before the day on which these Regulations come into force, section 19 and subsections 228(1) and 229(1) of the *Immigration and Refugee Protection Regulations*, as they read immediately before the day on which these Regulations come into force,

2 Le paragraphe 228(1) du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa a), de ce qui suit :

a.1) en cas d'interdiction de territoire de l'étranger pour criminalité au titre de l'alinéa 36(2)d) de la Loi pour avoir commis, à son entrée au Canada, l'une des infractions ci-après, l'expulsion :

(i) l'infraction prévue aux articles 86, 87, 90, 91, 95 ou 104 ou au paragraphe 320.15(1) du *Code Criminel*,

(ii) l'infraction prévue à l'alinéa 124(1)b) de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*,

(iii) l'infraction prévue à l'article 110 de la *Loi sur les armes à feu*,

(iv) l'infraction prévue au paragraphe 159(1) de la *Loi sur les douanes* à l'égard d'une marchandise visée au sous-alinéa 19(1)d)(ii) du présent règlement,

(v) l'infraction prévue au paragraphe 160(1) de la *Loi sur les douanes* qui est l'une des contraventions suivantes :

(A) une contravention à l'article 12 de cette loi à l'égard d'une marchandise visée à la division 19(1)e)(i)(B) du présent règlement,

(B) une contravention à l'article 156 de cette loi;

3 L'alinéa 229(1)d) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

d) en cas d'interdiction de territoire pour criminalité au titre des alinéas 36(2)b) ou c) de la Loi, l'expulsion;

d.1) en cas d'interdiction de territoire pour criminalité au titre de l'alinéa 36(2)d) de la Loi pour avoir commis, à son entrée au Canada, une infraction autre que celles visées à l'un des sous-alinéas 228(1)a.1)(i) à (v), l'expulsion;

Disposition transitoire

4 Dans le cas où, en vertu du paragraphe 44(1) de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*, un rapport a été établi à l'égard d'un étranger avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, l'article 19 et les paragraphes 228(1) et 229(1) du *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés*, dans leur version antérieure à la date d'entrée en vigueur du présent

continue to apply in respect of the foreign national in relation to the matter referred to in the report.

Coming into Force

5 These Regulations come into force on the day on which they are published in the *Canada Gazette*, Part II.

règlement, continuent de s'appliquer à l'égard de cet étranger en ce qui concerne l'affaire visée par le rapport.

Entrée en vigueur

5 Le présent règlement entre en vigueur à la date de sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment
Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Greenhouse gases (GHGs), including methane, are a major contributor to climate change. The 2023 National Inventory Report notes that in 2021, the oil and gas sector was responsible for 28% of Canada's GHG emissions, accounting for 189 megatonnes (Mt) of carbon dioxide equivalent (CO₂e). This makes the sector the largest GHG emitter in Canada. This sector was also the largest source of methane emissions in 2021; about 20% of the sector GHG emissions are methane. Current measures that were designed to achieve a reduction of 40–45% below 2012 levels by 2025 will not be sufficient to meet Canada's [new methane commitment](#) to achieve at least a 75% reduction in oil and gas sector methane emissions by 2030, relative to 2012 levels.

Description: The proposed *Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [hereinafter referred to as the proposed Amendments] would build on the existing *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the Regulations] to reduce upstream oil and gas methane emissions through the introduction of emission standards and work practices to inspect sites and make repairs. The proposed Amendments would also introduce a new performance-based compliance option designed to focus on emissions outcomes, rather than prescribing a

Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Fondement législatif

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Ministères responsables

Ministère de l'Environnement
Ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Les gaz à effet de serre (GES), dont le méthane, contribuent largement aux changements climatiques. Le rapport d'inventaire national de 2023 indique qu'en 2021, le secteur pétrolier et gazier était responsable de 28 % des émissions de GES du Canada, soit 189 mégatonnes (Mt) d'équivalent CO₂ (éq. CO₂). Ce secteur est donc le plus gros émetteur de GES au Canada. Ce secteur était également la plus grande source d'émissions de méthane en 2021, environ 20 % des émissions de GES du secteur étant alors des émissions de méthane. Les mesures actuelles qui ont été conçues pour atteindre une réduction de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025 ne seront pas suffisantes pour respecter le [nouvel engagement](#) du Canada à réduire d'au moins 75 % les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2012.

Description : Le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [ci-après, les « modifications proposées »] s'appuierait sur l'actuel *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le Règlement] visant à réduire les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz en amont en instaurant des normes d'émissions et des pratiques de travail pour l'inspection des sites et l'exécution de travaux de réparation. Les modifications proposées prévoiraient également une nouvelle option de mise en conformité axée sur le rendement, conçue pour

specific pathway to compliance. The proposal would build on the existing regulatory requirements, and would apply to upstream, midstream, and transmission facilities in Canada's onshore oil and gas sector.

Rationale: In March 2022, the Government published Canada's *2030 Emissions Reduction Plan* (ERP), providing a roadmap to reach its climate commitments, such as reducing national GHG emissions by 40 to 45% below 2005 levels by 2030 under the Paris Agreement, and achieving net-zero emissions by 2050. As noted in the ERP, Canada is part of the Global Methane Pledge, which aims to reduce global anthropogenic methane emissions across all sectors by at least 30% by 2030, relative to 2020. Furthermore, Canada was the first country to commit to further reduce methane emissions from oil and gas operations, by at least 75% by 2030, relative to 2012.

Cost-benefit statement: From 2027 to 2040, the proposed Amendments are estimated to have incremental costs of \$15.4 billion, while the cumulative greenhouse gas emission reductions are estimated to be 217 Mt of CO₂e, valued at \$27.8 billion in terms of the estimated social benefit of avoided global damages from climate change. The monetized net benefits of the proposed Amendments are thus estimated to be \$12.4 billion and are estimated to be achieved at an average cost of \$71 per tonne of CO₂e over the time frame of the analysis.

Issues

Greenhouse gases (GHGs) are a major contributor to climate change. The 2023 National Inventory Report (NIR) notes that in 2021, the oil and gas sector was responsible for 28% of Canada's GHG emissions, accounting for 189 Mt CO₂e. This makes the sector the largest GHG emitter in Canada. This sector was also the largest source of methane (CH₄) emissions in 2021, accounting for about 40% of Canada's methane emissions. Current measures that were designed to achieve a reduction of 40–45% below 2012 levels by 2025 will not be sufficient to meet Canada's new methane commitment to achieve at least a 75% reduction in oil and gas sector methane emissions by 2030, relative to 2012 levels.

mettre l'accent sur les résultats en matière d'émissions, plutôt que pour imposer une méthode spécifique de mise en conformité. Le projet de règlement s'appuierait sur les exigences réglementaires existantes et s'appliquerait aux installations en amont, intermédiaires et de transport du secteur pétrolier et gazier terrestre au Canada.

Justification : En mars 2022, le gouvernement a publié le *Plan de réduction des émissions pour 2030* (PRE) du Canada, établissant ainsi une feuille de route pour atteindre ses engagements climatiques, tels que la réduction des émissions nationales de GES de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030 dans le cadre de l'Accord de Paris et l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Comme l'indique le PRE, le Canada participe à l'engagement mondial sur le méthane, qui vise à réduire les émissions anthropiques de méthane dans tous les secteurs d'au moins 30 % d'ici 2030, par rapport à 2020. En outre, le Canada a été le premier pays à s'engager à réduire davantage les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières, d'au moins 75 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2012.

Énoncé des coûts et avantages : Entre 2027 et 2040, les modifications proposées devraient entraîner des coûts supplémentaires de 15,4 milliards de dollars, mais les réductions cumulées des émissions de gaz à effet de serre sont estimées à 217 Mt d'éq. CO₂, ce qui représente une économie pour la société estimée à 27,8 milliards de dollars grâce à la prévention des dommages causés par les changements climatiques à l'échelle mondiale. Les avantages financiers nets des modifications proposées sont donc estimés à 12,4 milliards de dollars, soit un coût moyen estimé de 71 \$ par tonne d'éq. CO₂ sur la durée de l'analyse.

Enjeux

Les gaz à effet de serre (GES) contribuent grandement aux changements climatiques. Le rapport d'inventaire national (RIN) de 2023 indique qu'en 2021, le secteur pétrolier et gazier était responsable de 28 % des émissions de GES du Canada, soit 189 Mt d'éq. CO₂. Ce secteur est donc le plus gros émetteur de GES au Canada. En 2021, il constituait également la plus grande source d'émission de méthane (CH₄), représentant environ 40 % des émissions de méthane au pays. Les mesures actuelles, conçues pour permettre une réduction de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2025, ne seront pas suffisantes pour que le Canada puisse respecter son nouvel engagement en matière de méthane, à savoir une réduction d'ici à 2030 d'au moins 75 % de ses émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012.

Background

Methane is the main component of natural gas, and it is included in the list of toxic substances (item No. 66) under Part 2 of Schedule 1 to CEPA. Oil and gas facilities are the largest industrial emitters of methane in Canada. Most of the methane emissions from this sector are from upstream activities: the production and field processing of light and heavy crude oils, bitumen, natural gas and natural gas liquids. The majority of methane emissions from the oil and gas sector are released as a result of emissions from either fugitive (unintentional release) or venting (intentional release) sources.

Methane is a short-lived climate pollutant that has a relatively short lifespan in the atmosphere compared to CO₂ and other longer-lived GHGs. It has a global warming potential 84 times that of CO₂ over a 20-year period and at least 25 times that of CO₂ over a 100-year period. Due to its potency and short lifespan, reducing methane emissions has the potential to bring significant near-term climate benefits.

The Government of Canada is committed to taking action on climate change. In December 2015, Canada and its international partners reached the [Paris Agreement](#), an accord intended to fight climate change and limit the global average temperature rise to well below two degrees Celsius (2 °C) and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C above pre-industrial levels. As part of its commitment under the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 30% by 2030.

The [Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change](#), published in 2016, was developed with the provinces and territories and in consultation with Indigenous peoples — to meet Canada's emissions reduction targets, grow the economy, and build resilience to a changing climate. This plan set the development of federal methane regulations in motion.

In April 2018, the Regulations were finalized under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). The objective of the Regulations was to reduce methane emissions from the oil and gas sector by 40–45% below 2012 levels by 2025. Requirements pertaining to fugitive emissions, well completions and compressor maintenance came into force in January 2020, while remaining requirements pertaining to general venting, pneumatic devices and new compressors came into force in January 2023.

Contexte

Le méthane est le principal composant du gaz naturel et il figure dans la liste des substances toxiques (élément n° 66) de la partie 2 de l'annexe 1 de la LCPE. Les installations pétrolières et gazières sont les plus gros émetteurs industriels de méthane au Canada. La plupart des émissions de méthane de ce secteur proviennent des activités en amont, c'est-à-dire de la production et du traitement sur le terrain du brut léger et lourd, du bitume, du gaz naturel et des condensats de gaz naturel. La majorité des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier proviennent de sources fugitives (rejets non intentionnels) ou de l'évacuation de gaz (rejets intentionnels).

Le méthane est un polluant à courte durée de vie qui contribue aux changements climatiques et dont la durée de vie dans l'atmosphère est relativement courte par rapport à celle du CO₂ et d'autres GES à plus longue durée de vie. Son potentiel de réchauffement global est 84 fois supérieur à celui du CO₂ sur une période de 20 ans et au moins 25 fois supérieur à celui du CO₂ sur une période de 100 ans. En raison du pouvoir réchauffant et de la courte durée de vie du méthane, la réduction des émissions de ce gaz peut avoir des effets bénéfiques importants sur le climat à court terme.

Aussi, le gouvernement du Canada est-il déterminé à prendre des mesures pour lutter contre les changements climatiques. En décembre 2015, le Canada et ses partenaires internationaux ont conclu l'[Accord de Paris](#), une entente visant à renforcer la lutte contre les changements climatiques, à limiter l'augmentation de la température moyenne mondiale à bien moins de deux degrés Celsius (2 °C) et à soutenir les efforts entrepris pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels. Dans le cadre de ses engagements pris en vertu de l'Accord de Paris, le Canada a promis de réduire ses émissions nationales de GES de 30 % d'ici 2030.

Le [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques](#), publié en 2016, a été élaboré avec les provinces et les territoires et en collaboration avec les peuples autochtones — pour que le Canada atteigne ses cibles de réduction de ses émissions, que son économie croisse et qu'il renforce sa résilience face aux changements climatiques. Ce plan a permis de commencer à élaborer la réglementation fédérale sur le méthane.

En avril 2018, la rédaction du Règlement a été achevée dans le cadre de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE]. Le Règlement visait à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2025. Les exigences relatives aux émissions fugitives, aux complétions de puits et à l'entretien des compresseurs sont entrées en vigueur en janvier 2020, et celles concernant les évacuations générales de gaz, les dispositifs pneumatiques et les nouveaux compresseurs sont entrées en vigueur en janvier 2023.

Provinces also advanced new regulatory requirements to manage methane emissions in the oil and gas sector. The provinces of Alberta and British Columbia amended existing regulations in 2018, while Saskatchewan published new regulations in 2019. The provinces further amended their regulations in early 2020 to better align them with the federal Regulations as applied in their respective jurisdictions. By the end of 2020, the Government recognized the provincial methane regulations as meeting equivalent emissions-reduction outcomes to the federal Regulations. Therefore, the Regulations do not apply in the jurisdictions of Alberta, British Columbia and Saskatchewan. The Saskatchewan equivalency agreement ends on December 31, 2024, the British Columbia equivalency agreement ends on March 25, 2025, and the Alberta equivalency agreement ends on October 26, 2025.

In 2021, at the 26th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Canada joined 110 countries in endorsing the [Global Methane Pledge](#), which committed countries to take economy-wide action to reduce methane emissions by 30% by 2030. As part of its endorsement, Canada was the first country to target a reduction in methane emissions in the oil and gas sector of at least 75% below 2012 levels by 2030. This initiative builds on previous commitments made to achieve a reduction of 40–45% by 2025. In December of the same year, a federal review report titled [Review of Canada's methane regulations for upstream oil and gas sector](#) was published, and it concluded that Canada is on track to meet its 2025 target for methane reductions from the oil and gas sector.

The [2030 Emissions Reduction Plan](#), developed under the *Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act*, was published on March 29, 2022, describing actions that are already driving significant emission reductions as well as proposed measures that will deliver the economy-wide emission reductions needed to meet Canada's international commitments on climate action. The plan noted that the Government continues to work to reduce oil and gas methane emissions by at least 75% below 2012 levels by 2030 while supporting clean technologies to further decarbonize the sector. Concurrently, the Government of Canada published a discussion paper to solicit views on how to strengthen the Regulations. The responses to that consultation process informed the path forward. In September of the same year, the Department released [Faster and Further: Canada's Methane Strategy](#), outlining the challenges and opportunities faced in this sector in implementing mitigating measures to reduce the largest sources of methane emissions, and reiterating the commitment to strengthen methane regulations to achieve at

Par ailleurs, des provinces ont élaboré de nouvelles exigences réglementaires pour gérer les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont modifié leurs règlements en la matière en 2018 et la Saskatchewan a publié de nouveaux règlements en 2019. Les provinces ont également modifié leurs règlements au début de l'année 2020 afin de mieux s'aligner sur la réglementation fédérale applicable sur leurs territoires respectifs. À la fin de l'année 2020, le gouvernement a reconnu que les règlements provinciaux sur le méthane permettaient d'obtenir des résultats équivalents à ceux du règlement fédéral en ce qui a trait à la réduction des émissions. Ainsi, le Règlement ne s'applique pas en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. L'Accord d'équivalence Canada-Saskatchewan expire le 31 décembre 2024, l'Accord d'équivalence Canada-Colombie-Britannique, le 25 mars 2025 et l'Accord d'équivalence Canada-Alberta, le 26 octobre 2025.

En 2021, lors de la 26^e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, le Canada s'est joint à 110 autres pays pour approuver l'Engagement mondial sur le méthane, en vertu duquel les pays s'engagent à prendre des mesures économiques pour réduire les émissions de méthane de 30 % d'ici à 2030. Dans le cadre de cet engagement, le Canada a été le premier pays à viser l'objectif d'une réduction des émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012, d'ici à 2030. Cette initiative s'appuie sur les engagements que le Canada avait pris précédemment en vue d'atteindre un objectif de réduction de 40 à 45 % d'ici à 2025. En décembre 2021, un rapport d'examen fédéral intitulé [Examen du règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont](#) a été publié; il concluait que le Canada est en bonne voie pour atteindre son objectif de réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'ici à 2025.

Le [Plan de réduction des émissions pour 2030](#), élaboré en vertu de la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, a été publié le 29 mars 2022. Il décrit les mesures qui entraînent déjà d'importantes réductions d'émissions ainsi que les mesures proposées qui permettront d'obtenir les réductions d'émissions à l'échelle de l'économie nécessaires au respect des engagements internationaux du Canada en matière de lutte contre les changements climatiques. Le plan indique que le gouvernement continue d'œuvrer pour réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2030, tout en promouvant des technologies propres afin de poursuivre la décarbonisation de ce secteur. Parallèlement, le gouvernement du Canada a publié un document de travail pour recueillir des avis sur la manière de renforcer le Règlement. Les réponses obtenues dans le cadre de ce processus de consultation ont permis de définir la voie à suivre. En septembre 2022, le Ministère a publié le document intitulé [Plus vite et plus loin : La stratégie](#)

least a 75% reduction of oil and gas methane emissions below 2012 levels by 2030, and publish proposed amendments to the Regulations in 2023.

Objective

The proposed Amendments are intended to contribute to a reduction of methane emissions in the upstream oil and gas sector by at least 75% below 2012 levels by 2030. This action would reduce Canadian GHG emissions, contributing to Canada's international commitments to combat climate change. In addition, as methane is a short-lived climate pollutant with significant near-term climate impacts, these reductions would contribute to slowing the rate of near-term global warming.

Description

The proposed Amendments would expand the current coverage and stringency levels of the Regulations.

The proposal builds on the existing regulatory requirements, introducing a focus on maximizing emission reductions, ensuring all practical actions are in place by 2030, and would apply to onshore upstream, midstream, and transmission oil and gas facilities. It would expand fugitive emissions management and other requirements to manage emissions from equipment. The proposed Amendments would also introduce a performance-based compliance option designed to focus on emissions outcomes, rather than prescribing a specific action for compliance.

Regulatory approach

Venting emissions

The proposed measures would prohibit the venting of natural gas to the environment, with exemptions. It would address operational venting activity, as well as temporary venting (which takes place during or in preparation for maintenance).

- The proposed Amendments would prohibit operators from intentionally venting hydrocarbon gas into the atmosphere. All pressurized equipment, e.g. pneumatic devices, product tanks, separators, dehydrators, and

canadienne sur le méthane. Ce document souligne les défis et possibilités qui se présentent dans ce secteur dans le cadre de la mise en œuvre de mesures d'atténuation visant à réduire les émissions des sources les plus importantes de méthane et réitère l'engagement du Canada de renforcer sa réglementation sur le méthane afin de réduire d'au moins 75 % les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2030, et de publier les modifications proposées au Règlement en 2023.

Objectif

Les modifications proposées visent à permettre une réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2030. Ces modifications entraîneraient une réduction des émissions de GES au Canada, ce qui contribuerait au respect des engagements internationaux du pays en matière de lutte contre les changements climatiques. En outre, le méthane étant un polluant à courte durée de vie qui contribue aux changements climatiques et dont les effets à court terme sont importants, ces réductions contribueraient à ralentir le rythme du réchauffement climatique à court terme.

Description

Les modifications proposées élargiraient le champ d'application actuel du Règlement et le rendraient plus strict.

Le projet de règlement s'appuie sur les exigences réglementaires existantes, en mettant l'accent sur une réduction maximale des émissions et en garantissant que toutes les mesures concrètes prévues seront mises en place d'ici 2030. Il s'appliquerait aux installations pétrolières et gazières terrestres en amont, intermédiaires et de transport. Il étendrait la gestion des émissions fugitives et d'autres exigences aux émissions provenant d'équipements. Les modifications proposées prévoiraient également une option de mise en conformité axée sur le rendement, conçue pour mettre l'accent sur les résultats en matière d'émissions, plutôt que pour imposer une mesure spécifique de mise en conformité.

Approche réglementaire

Émissions liées à l'évacuation

Les mesures proposées interdiraient l'évacuation du gaz naturel dans l'environnement, avec certaines exemptions. Elles porteraient ainsi sur les évacuations opérationnelles, ainsi que sur les évacuations temporaires (qui ont lieu durant les activités de maintenance ou en amont de celles-ci).

- Les modifications proposées interdiraient aux exploitants de rejeter intentionnellement des gaz d'hydrocarbures dans l'atmosphère. Tous les équipements sous

compressors would need to be physically connected to conservation or destruction equipment.

- Operators would be allowed to vent hydrocarbon gas during planned equipment maintenance or temporary depressurization when measures are taken to minimize venting of hydrocarbon gas to the atmosphere.

Exceptions: Safety, poor gas quality, prevention of prolonged interruption of gas supply to the public.

As of 2027, facilities increasing gas production would be required to design and operate systems to eliminate venting. All facilities in the sector would be subject to the new requirements in 2030.

Emissions associated with combustion of hydrocarbon gas

The proposed measures would require operators to manage emissions during the combustion of hydrocarbon gas.

- Hydrocarbon gas destruction equipment

Combustion systems utilized to comply with the proposed Amendments would have to achieve a minimum carbon conversion efficiency of 98%. The system would be required to operate with a pilot flame, automatic ignition device, and flame failure detection system.

Exceptions: Catalytic oxidation systems (efficiency of at least 85%) could be utilized for small gas volumes, not to exceed 60 m³ per day.

- Flaring

Flaring of hydrocarbon gases, other than to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency, would have to be supported by an engineering study that concludes that the use of the hydrocarbon gas to produce useful heat or energy is not feasible in the circumstances.

As of 2027, facilities increasing gas production would be required to design and operate systems to limit emissions during combustion and to eliminate routine flaring where feasible. All facilities in the sector would be subject to the new requirements in 2030.

pression, par exemple les dispositifs pneumatiques, les réservoirs de produits, les séparateurs, les déshydrateurs et les compresseurs, doivent être physiquement reliés à des équipements de conservation ou de destruction.

- Les exploitants seraient autorisés à évacuer des gaz d'hydrocarbures lors d'une maintenance planifiée de l'équipement ou d'une baisse temporaire de la pression lorsque des mesures sont prises pour limiter le plus possible l'évacuation des gaz d'hydrocarbures dans l'atmosphère.

Exceptions : sécurité, mauvaise qualité du gaz, prévention des interruptions prolongées de l'approvisionnement en gaz pour le public.

À compter de 2027, les installations qui augmentent leur production de gaz devront concevoir et utiliser des systèmes leur permettant d'éliminer l'évacuation. Toutes les installations du secteur seront assujetties aux nouvelles exigences en 2030.

Gestion des émissions associées à la combustion des gaz d'hydrocarbures

Les mesures proposées obligeront les exploitants à gérer les émissions durant la combustion des gaz d'hydrocarbures.

- Équipement de conservation et de destruction des gaz d'hydrocarbures

Les systèmes de combustion utilisés conformément aux modifications proposées devront atteindre une efficacité de conversion du carbone d'au moins 98 %. Le système devra fonctionner avec une veilleuse, un dispositif d'allumage automatique et un système de détection de défaut de flamme.

Exceptions : les systèmes d'oxydation catalytique (dont l'efficacité est d'au moins 85 %) peuvent être utilisés pour les petits volumes de gaz ne dépassant pas 60 m³ par jour.

- Torchage

Le torchage des gaz d'hydrocarbures, sauf quand il est utilisé pour éviter un risque grave pour la santé ou la sécurité humaine résultant d'une situation d'urgence, devra être justifié par une étude technique concluant que les conditions d'utilisation des gaz d'hydrocarbures pour la production de chaleur ou d'énergie utile ne sont pas réunies.

À compter de 2027, les installations qui augmentent leur production de gaz devront concevoir et utiliser des systèmes leur permettant de limiter les émissions issues de la combustion et d'éliminer le torchage systématique, dans la mesure du possible. Toutes les installations du secteur seront assujetties aux nouvelles exigences en 2030.

Fugitive emissions

The proposed measures would target emissions that are unintentional, i.e. fugitive emissions.

The proposed Amendments would introduce a risk-based approach to the application of the fugitive emissions management program. Facilities that are more likely to emit methane (Type 1 facilities) would need to maintain a quarterly inspection schedule, whereas facilities less likely to emit methane (Type 2 facilities) would need to maintain an annual inspection schedule. All facilities would also need to undertake screening inspections, and at least one annual inspection by an auditor. All comprehensive inspections would need to be conducted using instruments with a standard minimum detection limit of 500 ppm. Upon detection of emissions, whether as a result of an inspection or otherwise, repairs would need to be made within a repair timeline that is dependent on the emission rate (i.e. higher emissions would need to be addressed quickly — within 24 hours or 7 days — whereas lower emissions, less than 1 kg/hr, can be scheduled for repair over several months).

Requirements for instruments that may be used in comprehensive inspections would incorporate by reference analytical methods developed by the United States Environmental Protection Agency (EPA) and set out in the United States *Code of Federal Regulations*, in order to provide a consistent North American approach when using these instruments. For example, EPA Method 21 is a specific analytical method used to detect leaks from equipment in industrial facilities. It has been a key tool in EPA regulations aimed at reducing air pollution and protecting public health since the 1970s.

The related proposed measures would come into force on January 1, 2027, for all facilities, as these changes can be implemented without any modifications to facility infrastructure.

Performance-based approach

This proposed measure would set out an alternative approach for compliance with the Regulations that relies on the installation of continuous monitoring systems for the facility's potential methane emission sources. Upon detection of methane emissions, a mitigation response must be initiated according to timelines dictated by the emission rate. When detected emissions exceed a management trigger of 10 kg/hr, an event analysis would also need to be conducted as part of mitigation actions. This compliance pathway is an alternative to the requirements described for venting and fugitive emissions.

Gestion des émissions fugitives

Les mesures proposées viseraient les émissions non intentionnelles, c'est-à-dire les émissions fugitives.

Les modifications proposées prévoient l'intégration d'une approche fondée sur le risque dans le cadre de l'application du programme de gestion des émissions fugitives. Les installations les plus susceptibles d'émettre du méthane (installations de type 1) devraient être inspectées sur une base trimestrielle, tandis que les installations moins susceptibles d'émettre du méthane (installations de type 2) devraient faire l'objet d'une inspection par année. Toutes les installations devront effectuer des inspections de vérification et faire l'objet d'au moins une inspection annuelle réalisée par un vérificateur. Toutes les inspections complètes doivent être effectuées à l'aide d'instruments dont la limite de détection minimale est de 500 ppm. Lorsque des émissions sont détectées, dans le cadre d'une inspection ou autrement, les réparations nécessaires doivent être effectuées dans un délai dépendant du taux d'émission (les émissions les plus importantes devraient être traitées rapidement — en 24 heures ou 7 jours — alors que les émissions plus faibles, inférieures à 1 kg/h, peuvent l'être dans un délai de plusieurs mois).

Les exigences relatives aux instruments pouvant être utilisés dans le cadre des inspections complètes intégreraient par renvoi les méthodes d'analyse élaborées par l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis, présentées dans le *Code of Federal Regulations* des États-Unis, afin de permettre l'adoption d'une approche nord-américaine cohérente en matière d'utilisation d'instruments. Par exemple, la méthode 21 de l'EPA, une méthode d'analyse précise, est utilisée pour la détection de fuites sur les équipements d'installations industrielles. Depuis les années 1970, elle constitue, dans le cadre des règlements de l'EPA, un outil essentiel permettant de réduire la pollution de l'air et de protéger la santé publique.

Les mesures proposées connexes entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2027 pour toutes les installations, étant donné que les modifications prévues par ces mesures peuvent être effectuées sans qu'il soit nécessaire de modifier l'infrastructure des installations.

Approche axée sur le rendement

Cette mesure proposée prévoit l'adoption d'une autre approche de la mise en conformité avec le Règlement, qui repose sur l'installation de systèmes de surveillance continue pour les sources potentielles d'émission de méthane des installations. En cas de détection d'émissions de méthane, des mesures d'atténuation doivent être prises dans des délais déterminés en fonction du taux d'émission. Lorsque les émissions détectées dépassent un seuil de gestion de 10 kg/h, une analyse de l'événement doit également être réalisée dans le cadre des mesures d'atténuation. Cette voie de conformité remplace les autres

This related proposed Amendments would come into force on January 1, 2027, and be an available compliance option for all facilities.

Removing application to offshore facilities

The proposed Amendments would remove specific compliance requirements for the offshore sector in the existing Regulations. This change would avoid duplication with regulations proposed by Natural Resources Canada for the [Frontier and Offshore Regulatory Renewal Initiative](#), which would include specific measures to deal with methane emissions in the offshore sector.

Administrative amendments to the Regulations

The proposed Amendments would make several house-keeping changes to the Regulations. Definitions no longer relevant to the amended regulatory text would be repealed: completion, design bleed rate, flowback, gas-to-oil ratio, hydraulic fracturing, pneumatic controller and pneumatic pump. The reference to the list of toxic substances in Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* has been updated. In addition, the concept of health and safety as it applies in various parts would be made consistent across all parts of the Regulations.

Regulatory development

Consultation

The Department of the Environment (the Department) has consulted with provincial and territorial governments, Indigenous partners, representatives from industry and environmental non-governmental organizations (ENGOs), academics and experts, other government departments, international partners, and the public. Since March 2022, the Department has received 140 submissions in response to two publications, held over 80 meetings, and hosted three public webinars.

The publication of a [discussion paper](#) in March 2022 initiated formal public consultations on how to achieve Canada's strengthened oil and gas methane emissions target of at least a 75% reduction by 2030 relative to 2012 levels. The discussion paper presented, at a high level, potential additional actions that could be implemented by expanding the scope and stringency of the Regulations through regulatory amendments. Building on the initial feedback received, a [Proposed Regulatory Framework](#) (the Framework) was published in November 2022. The Framework

exigences décrites en matière d'évacuation et d'émissions fugitives.

Les modifications proposées connexes entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2027 et constitueraient une option de mise en conformité envisageable pour toutes les installations.

Suppression de l'application aux installations extracôtières

Les modifications proposées supprimeraient les exigences de conformité spécifiques au secteur extracôtier du Règlement. Cette modification permettrait d'éviter le dédoublement avec le règlement proposé par Ressources naturelles Canada pour l'Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières et extracôtières, qui comprendrait des mesures spécifiques pour lutter contre les émissions de méthane dans le secteur extracôtier.

Modifications administratives au Règlement

Les modifications apporteront des changements d'ordre administratif au Règlement. Les définitions qui ne sont plus nécessaires pour la modification réglementaire seront supprimées : complétion, fracturation hydraulique, pompe pneumatique, rapport gaz-pétrole, reflux, régulateur pneumatique et taux de purge nominal. La référence à la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* a été mise à jour. De plus, le concept de santé et de sécurité tel qu'il est appliqué dans diverses parties du Règlement a été uniformisé.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Le ministère de l'Environnement (le Ministère) a consulté les gouvernements provinciaux et territoriaux, les partenaires autochtones, les représentants de l'industrie et des organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), les universitaires et les experts, d'autres ministères, des partenaires internationaux et le public. Depuis mars 2022, le Ministère a reçu 140 soumissions en réponse à deux publications et a organisé trois webinaires publics et plus de 80 réunions.

La publication d'un [document de travail](#) en mars 2022 a donné lieu à des consultations publiques officielles sur la manière d'atteindre la cible du Canada revue à la hausse en matière d'émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz, à savoir une réduction d'au moins 75 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2012. Le document de travail présentait, à un niveau élevé, d'éventuelles mesures supplémentaires que l'on pourrait mettre en œuvre en élargissant le champ d'application du Règlement et en le rendant plus strict grâce à des modifications de la réglementation.

presented and sought input on a more detailed source-by-source approach to managing methane releases by expanding the scope and stringency of the Regulations. Under the Framework, requirements would apply to a wider set of sources, most exclusions would be eliminated, and many individual sources of methane emissions would be driven toward zero emissions. The Department continued to indicate an openness to including performance-based elements in the regulatory amendments.

Industry comments

The Department engaged in many discussions with industry associations such as the Canadian Association of Petroleum Producers, Explorers and Producers Association of Canada, the Canadian Gas Association, and with individual oil and gas companies. This stakeholder group expressed general support for the intent to work toward the Government's target of at least a 75% reduction in methane emissions by 2030, but expressed concern about potential cost, lack of flexibility in the Framework, and strict application of specific standards without regard to safe operation of facilities.

Companies were concerned about costs and technical feasibility challenges, often due to regional, subsector and facility characteristics. Some stakeholders sought certain flexibilities, for example allowing existing facilities more time to come into full compliance, to address the uneven distribution of costs and technical feasibility challenges across the oil and gas sector. The Department also received significant support regarding the implementation of a performance-based approach, which is generally understood to be the assignment of an emissions target without specific direction as to how it would be achieved.

Several companies acknowledged that their corporate sustainability goals align with significant methane emission reductions in their internal climate policies, and two major companies indicated their aim for zero methane emissions by 2030.

The Department acknowledges that there is heterogeneity across the oil and gas sector. To account for this, the proposed Amendments would introduce staggered dates for the coming into force of regulatory measures, starting in 2027, with full sector compliance by 2030. This implementation approach spreads compliance costs across

En s'appuyant sur les premiers commentaires reçus, une [proposition de cadre réglementaire](#) (le cadre) a été publiée en novembre 2022. Le cadre présentait une approche plus détaillée de la gestion des rejets de méthane, source par source, en élargissant le champ d'application du Règlement et en le rendant plus strict, et les intervenants intéressés étaient invités à formuler des commentaires à ce sujet. Dans ce cadre, les exigences s'appliqueraient à un plus grand nombre de sources, la plupart des exclusions seraient supprimées et de nombreuses sources individuelles d'émissions de méthane seraient contraintes de ne plus émettre ce gaz. Le Ministère a continué à se montrer ouvert à l'idée d'inclure des éléments fondés sur le rendement dans les modifications de la réglementation.

Commentaires des industriels

Le Ministère a engagé de nombreuses discussions avec des associations industrielles telles que l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Association des explorateurs et des producteurs du Canada, l'Association canadienne du gaz, ainsi qu'avec des sociétés pétrolières et gazières. Ce groupe de parties prenantes s'est montré généralement favorable à l'idée de travailler à la réalisation de l'objectif gouvernemental d'une réduction d'au moins 75 % des émissions de méthane d'ici 2030, mais s'est inquiété des coûts éventuels, du manque de souplesse du cadre et de l'application stricte de normes spécifiques ne tenant pas compte de la sécurité de l'exploitation des installations.

Les entreprises étaient préoccupées par les défis liés aux coûts et à la faisabilité technique, découlant souvent des caractéristiques propres aux régions, aux sous-secteurs et aux installations. Certaines parties prenantes ont demandé des assouplissements, qui permettraient par exemple d'accorder plus de temps aux installations existantes pour se mettre en conformité, afin de remédier à l'inégalité de la répartition des coûts et aux problèmes de faisabilité technique dans le secteur du pétrole et du gaz. Le Ministère a également reçu un soutien important en ce qui concerne la mise en œuvre d'une approche basée sur le rendement, qui est généralement considérée comme étant l'attribution d'un objectif d'émissions sans indication spécifique sur la manière de l'atteindre.

Plusieurs entreprises ont reconnu que leurs objectifs de développement durable s'alignaient sur des objectifs de réduction importante des émissions de méthane définis dans leurs politiques climatiques internes, et deux grandes entreprises ont indiqué qu'elles souhaitaient ne plus émettre du tout de méthane d'ici 2030.

Le Ministère reconnaît l'hétérogénéité du secteur pétrolier et gazier. Pour en tenir compte, les modifications proposées prévoiraient un échelonnement des dates d'entrée en vigueur des mesures réglementaires, à partir de 2027, avec une mise en conformité totale du secteur d'ici 2030. Cette approche de la mise en œuvre consisterait à étaler

several years, and allows some facilities to delay investments for compliance purposes, or, in some cases, would allow late life-cycle production sites to avoid new capital investments.

A performance-based approach is also being proposed as an option for regulated sites. This approach would be enabled by an opt-in program that allows for the use of a continuous monitoring system to monitor for emissions, track problems and structure emissions management. This approach would allow emission reduction targets to be met while allowing individual facilities the flexibility to minimize costs based on their unique needs.

Some industry comments suggested adjusting compliance timelines for leak detection and repair for small facilities, and delaying requirements for capturing gas from pipeline blowdowns and/or for deploying certain clean technologies.

Balancing the need to maximize emissions reductions with concerns about feasibility for small or remote facilities, the proposed Amendments follow a risk-based approach to fugitive inspections that concentrates on facilities with equipment that represents the greatest potential for emissions. This approach focuses more inspection activity where it would be most effective at reducing emissions.

Some industry representatives noted that Canada's offshore facilities face different compliance costs and technical challenges than onshore facilities.

The Department also heard that residential distribution networks present a challenge for regulation, largely due to the expansive nature of distribution infrastructure and high marginal cost of abatement. Moreover, the Department heard that ensuring the reliability of distribution networks is critical. Measures to reduce methane emissions from the distribution of natural gas in Canada's municipal areas will be considered by the Department outside of the proposed Amendments.

Industry also raised concerns about alignment with other instruments, including federal and provincial requirements. Industry noted that reducing methane emissions from stationary engines could have implications for investment decisions to comply with the federal *Multi-Sector Air Pollutant Regulations* (MSAPR).

les coûts de mise en conformité sur plusieurs années et permettrait à certaines installations de retarder les investissements nécessaires à leur mise en conformité ou, dans certains cas, aux sites de production en fin de vie d'éviter de nouvelles dépenses d'investissement.

Une approche basée sur le rendement est également proposée comme option pour les sites réglementés. Cette approche serait rendue possible par un programme à participation volontaire qui permettrait l'utilisation d'un système de surveillance continue pour surveiller les émissions, suivre les problèmes et organiser la gestion des émissions. Cette approche permettrait d'atteindre les objectifs de réduction des émissions tout en laissant à chaque installation la possibilité de réduire le plus possible les coûts en fonction de ses besoins spécifiques.

Certains commentaires des représentants de l'industrie suggèrent d'ajuster les délais de mise en conformité en ce qui concerne la détection et la réparation des fuites dans les petites installations, et de retarder l'application des exigences relatives au captage du gaz émis lors des purges de gazoducs ou au déploiement de certaines technologies propres.

En conciliant la nécessité de réduire le plus possible les émissions et les préoccupations concernant la faisabilité pour les installations de petite taille ou éloignées, les modifications proposées suivent une approche basée sur le risque en matière d'inspections des émissions fugitives qui se concentre sur les installations dont les équipements sont les plus susceptibles d'émettre du gaz. Cette approche vise à concentrer les activités d'inspection là où elles sont le plus à même de réduire efficacement les émissions.

Certains représentants de l'industrie ont fait remarquer que les coûts de mise en conformité et les défis techniques auxquels sont confrontées les installations extracôtières du Canada sont différents de ceux auxquels font face les installations terrestres.

Le Ministère a également noté que les réseaux de distribution résidentiels posaient un problème de réglementation, principalement en raison de la grande taille de l'infrastructure de distribution et du coût marginal élevé de la réduction des émissions. De plus, le Ministère a pris note qu'il était essentiel de garantir la fiabilité des réseaux de distribution. Les mesures de réduction des émissions de méthane provenant des réseaux de distribution de gaz naturel dans les zones municipales du Canada seront examinées par le Ministère séparément des modifications proposées.

Par ailleurs, les représentants de l'industrie ont exprimé des inquiétudes quant à la nécessité de s'aligner sur d'autres instruments, et notamment sur les exigences fédérales et provinciales. Ils ont fait remarquer que la réduction des émissions de méthane provenant des moteurs fixes pourrait avoir des répercussions sur les

The Department is collaborating internally and with other government departments to ensure various federal policies affecting the oil and gas sector are complementary. The Department also continues to share information with the U.S. EPA and monitor U.S. progress in developing their own strengthened regulations. With regard to regulating methane emissions from stationary engines, the Department intends to explore addressing stationary engines, regarding air pollutant and GHG emission impacts, through amendments to MSAPR at a later date.

Industry also emphasized the importance of ensuring flexibilities for safe operations are incorporated into any regulatory requirements. The Department heard that flaring events and some emergency venting may be required in certain cases for safe facility operation.

To address concerns about safety, the proposed Amendments include explicit exceptions when safe operations would be compromised, especially in response to unplanned events.

Industry also requested financial assistance for clean technology implementation and emissions monitoring and reporting. The Government of Canada supported methane emission reduction through the [Emissions Reduction Fund](#), as part of Canada's COVID-19 economic response plan. This proposal does not anticipate any specific new funding program.

Environmental non-governmental organizations

A number of bilateral and joint discussions were held with environmental non-governmental organizations (ENGOs), including key organizations engaged on methane policy, such as the Pembina Institute, Environmental Defence Fund, and the David Suzuki Foundation. ENGOs expressed support for the stringent measures described in the Framework. To ensure the integrity of the performance-based approach, ENGOs noted that high quality, verifiable methane emissions performance data would be critical.

The Department is maintaining the overall direction of a source-by-source approach that will drive as many

décisions en matière d'investissements nécessaires à la mise en conformité avec le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (RMSPA).

Le Ministère collabore en interne et avec d'autres ministères pour veiller à ce que les différentes politiques fédérales visant le secteur pétrolier et gazier soient complémentaires. Il continue également à échanger des informations avec l'EPA des États-Unis et à suivre les progrès réalisés par les États-Unis dans l'élaboration de leurs propres réglementations renforcées. En ce qui concerne la réglementation des émissions de méthane provenant des moteurs fixes, le Ministère compte se pencher sur la question des moteurs fixes et de leur impact sur les émissions de polluants atmosphériques et de GES, en modifiant ultérieurement le RMSPA.

Les représentants de l'industrie ont également souligné l'importance de veiller à ce que les exigences réglementaires offrent de la souplesse permettant de garantir la sécurité de l'exploitation des installations. Le Ministère a noté que les opérations de torchage et certaines évacuations d'urgence pouvaient s'avérer nécessaires dans certains cas pour que les installations fonctionnent en toute sécurité.

Pour répondre aux préoccupations en matière de sécurité, les modifications proposées prévoient des exceptions précises lorsque la sécurité du fonctionnement des installations est compromise, notamment en cas d'événements imprévus.

Les industriels ont également demandé une aide financière pour la mise en œuvre de technologies propres ainsi que pour la surveillance et la déclaration des émissions. Le gouvernement du Canada a soutenu les initiatives de réduction des émissions de méthane par l'intermédiaire du [Fonds de réduction des émissions](#) et dans le cadre de son plan d'intervention économique pour répondre à la COVID-19. Le projet de Règlement ne prévoit pas de nouveau programme de financement spécifique.

Organisations non gouvernementales environnementales

Un certain nombre de discussions bilatérales ou multilatérales ont eu lieu avec des organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), notamment avec les principales organisations travaillant sur la politique relative au méthane, telles que l'Institut Pembina, l'Environmental Defence Fund et la Fondation David Suzuki. Les ONGE se sont déclarées favorables aux mesures strictes décrites dans le cadre. Pour garantir l'intégrité de l'approche basée sur le rendement, les représentants des ONGE ont fait remarquer qu'il serait essentiel de disposer de données de haute qualité et vérifiables sur le rendement en matière d'émissions de méthane.

Le Ministère maintient l'orientation générale vers une approche source par source qui contraindra le plus grand

emissions sources as possible toward zero. The proposed performance-based option is also included as an alternative pathway for compliance. This approach would be enabled by an opt-in facility emissions monitoring program using a continuous emission detection system that would structure emissions management.

In parallel to advancing strengthened regulations, the Department will continue to monitor and support measurement work to better understand methane emissions. The Department will also continue to support Natural Resources Canada to develop a Methane Centre of Excellence, which will further ensure that emissions inventories are informed by the most recent measurement research.

Balancing the need to maximize emissions reductions with concerns about feasibility for certain facilities, the proposed Amendments take a risk-based approach to emission inspections that concentrates on facilities with equipment that represents the greatest potential for emissions. The proposed Amendments also include a new annual inspection, requiring third-party inspections for fugitive emissions.

Provinces and territories

The Department focused engagement activities with the major oil and gas-producing provinces of British Columbia, Alberta, and Saskatchewan. Each of these provinces regulates oil and gas methane emissions through provincial regulations. The federal government has recognized these provincial regulations as equivalent under CEPA and has stood down the application of federal regulations for periods of five years in these provinces.

Provinces noted that their plans to reduce methane emissions exist concurrently with federal targets, and that alignment of approaches would be important going forward. Provinces highlighted the unique regional characteristics of their oil and gas sectors, with some expressing interest in exploring the renewal of equivalency agreements.

Some provinces voiced specific concerns and questions regarding federal modelling. In response, the Department held a public technical briefing in June 2023 to share information about the Department's modelling approach and data sources and has also welcomed discussions on this topic in bilateral meetings.

nombre possible de sources d'émissions à ne plus émettre de gaz. L'option proposée, basée sur le rendement, est également présentée comme une autre solution de mise en conformité. Cette approche serait rendue possible par un programme de surveillance des émissions des installations, qui permettrait l'utilisation d'un système de détection continue des émissions afin d'organiser la gestion des émissions.

Parallèlement à la mise en œuvre d'une réglementation renforcée, le Ministère continuera à surveiller et à soutenir les mesures effectuées pour mieux comprendre les émissions de méthane. En outre, le Ministère continuera à soutenir Ressources naturelles Canada dans la création d'un centre d'excellence sur le méthane, qui permettra de s'assurer que les inventaires des émissions s'appuient sur les études les plus récentes en matière de mesures d'émissions.

En conciliant la nécessité de réduire le plus possible les émissions et les préoccupations concernant la faisabilité pour certaines installations, les modifications proposées suivent une approche basée sur le risque en matière d'inspections des émissions qui se concentre sur les installations dont les équipements sont les plus susceptibles d'émettre du gaz. Les modifications proposées prévoient également une nouvelle inspection annuelle, en imposant des inspections réalisées par des tiers pour les émissions fugitives.

Provinces et territoires

Le Ministère a orienté ses activités de mobilisation vers les principales provinces productrices de pétrole et de gaz, à savoir la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan. Chacune de ces provinces régleme les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier au moyen de règlements provinciaux. Le gouvernement fédéral a reconnu ces règlements provinciaux comme équivalents à ceux établis en vertu de la LCPE et a suspendu l'application des règlements fédéraux pour des périodes de cinq ans dans ces provinces.

Les représentants des provinces ont fait remarquer que leurs plans de réduction des émissions de méthane étaient en concurrence avec les objectifs fédéraux et qu'il serait important d'harmoniser les différentes approches à l'avenir. Les provinces ont souligné les caractéristiques régionales uniques de leurs secteurs pétrolier et gazier, certaines d'entre elles se déclarant intéressées par la possibilité de renouveler les accords d'équivalence.

Les représentants de certaines provinces ont fait part de leurs préoccupations et de leurs interrogations concernant la modélisation fédérale. Le Ministère a donc organisé une séance d'information technique ouverte au public en juin 2023 afin de partager des informations sur son approche en matière de modélisation et ses sources de données et s'est également montré prêt à mener des discussions sur ce sujet dans le cadre de réunions bilatérales.

Provinces also expressed interest in performance-based compliance options. They indicated that a balance between prescriptive regulations and performance-based approaches may be required.

The proposed Amendments incorporate the source-by-source approach to reducing methane emissions outlined in the Framework. The proposed Amendments also introduce an annual independent inspection requirement and include a performance-based option as an alternative pathway for compliance.

Provinces also stressed the importance of reliability for distribution networks to ensure that natural gas remains available for heating during the winter.

The Department has considered safety concerns and has included new flexibilities to ensure safety and system integrity is considered in the design of the proposed Amendments, especially in response to unplanned events.

The Department is not covering natural gas distribution infrastructure in these regulatory amendments, but will explore a tailored approach for the distribution subsector outside of the current proposal.

Indigenous organizations

Indigenous organizations were broadly supportive of addressing methane through technical regulations, with some pointing out potential co-benefits in reducing air pollution.

There were, however, questions about how the approach would address certain emissions sources, including non-point-source emissions from broader areas such as exposed mine faces and ponds.

The Department notes that while the current approach focuses on upstream and midstream facilities, area sources have been excluded due to limited technological opportunities for mitigation. However, fugitive methane emissions from area sources are now captured by recent amendments to the *Output-Based Pricing System Regulations* (OBPS Regulations).

Some comments called for more transparency with respect to local emissions data and indicated an interest in collaboration, noting that local First Nations could play a role in methane leak detection.

Les représentants des provinces ont également manifesté leur intérêt pour les options de mise en conformité fondées sur le rendement. Ils ont indiqué qu'une conciliation entre les règlements normatifs et les approches basées sur le rendement pourrait s'avérer nécessaire.

Les modifications proposées intègrent l'approche de la réduction des émissions de méthane source par source décrite dans le cadre. En outre, elles imposent une inspection annuelle indépendante et prévoient une option basée sur le rendement et constituant une autre solution pour la mise en conformité des installations.

Les représentants des provinces ont également souligné l'importance de la fiabilité des réseaux de distribution pour garantir que le gaz naturel reste disponible pour le chauffage en hiver.

Le Ministère a pris en compte les préoccupations en matière de sécurité et a prévu des assouplissements afin de garantir que l'intégrité des systèmes et la sécurité soient prises en compte dans les modifications proposées, en particulier pour les événements imprévus.

Le Ministère n'a pas inclus les infrastructures de distribution de gaz naturel dans ces modifications réglementaires, mais envisagera une approche personnalisée pour le sous-secteur de la distribution indépendamment de la proposition actuelle.

Organisations autochtones

De façon générale, les organisations autochtones appuyaient la lutte contre les émissions de méthane par l'entremise de règlements techniques, et certaines d'entre elles ont souligné les avantages connexes potentiels de la réduction de la pollution atmosphérique.

Toutefois, elles ont soulevé des questions sur la façon dont l'approche tiendrait compte de certaines sources d'émissions, y compris les émissions de sources non ponctuelles provenant de zones plus vastes, comme les fronts d'avancement et les bassins exposés.

Le Ministère souligne que, bien que l'approche actuelle soit axée sur les installations en amont et intermédiaires, les sources diffuses ont été exclues en raison des possibilités technologiques limitées en matière d'atténuation. Cependant, les émissions fugitives de méthane provenant de sources diffuses sont maintenant visées par les récentes modifications apportées au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* (Règlement sur le STFR).

Selon certains commentaires, plus de transparence en ce qui concerne les données sur les émissions locales est demandée et un intérêt pour la collaboration a été mentionné; il a été souligné que les Premières Nations locales pourraient jouer un rôle dans la détection des fuites de méthane.

The Department continues to support and engage in emission monitoring, measurement, reporting, and verification work undertaken by federal science organizations, academic research groups and provincial regulators, to better understand methane emissions, and will continue to engage Indigenous organizations as this work advances.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

As required by the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an assessment of modern treaty implications was conducted on the proposal. The assessment examined the geographic scope and subject matter of the proposed Amendments in relation to modern treaties in effect. The assessment did not identify any modern treaty obligations.

Instrument choice

To meet Canada's 2030 methane emissions reduction target, a range of policy options were identified. The process for evaluating the instrument choice focused on options that could effectively abate methane emissions from the upstream oil and gas sector. Consideration was given to three options: increase the scope of the Output-Based Priced System (OBPS), include methane emissions reduction into the proposed [oil and gas emissions cap](#) (the Cap) or amend the Regulations (the proposed Amendments).

Canada's approach to carbon pricing gives provinces and territories the flexibility to implement carbon pricing systems that meet minimum national stringency standards (the benchmark) or choose the federal carbon pricing system. The federal carbon pricing system for industry, the OBPS, currently applies in Manitoba, Prince Edward Island, Yukon, and Nunavut. Facilities covered under the OBPS are in sectors determined to be at risk of carbon leakage and competitiveness impacts from carbon pricing. They are required to provide compensation by paying the carbon price or remitting eligible compliance units for every tonne of emissions above an emissions limit. Facilities that emit below their emissions limit are issued surplus credits that they can sell or bank for future use. Their emission limits are calculated as a function of production volumes and performance standards set on the basis of emissions per unit of output (output-based standards). This creates a price incentive for covered facilities to reduce their GHG emissions. The OBPS was not considered an effective tool to meet Canada's 2030 methane emissions reduction target because it does not apply nationally and as an economy-wide pricing system, it targets the lowest-cost reductions across the economy and is

Le Ministère continue d'appuyer les travaux de surveillance, de mesure, de déclaration et de vérification des émissions entrepris par les organismes scientifiques fédéraux, les groupes de recherche universitaire et les organismes de réglementation provinciaux, et d'y participer, afin de mieux comprendre les émissions de méthane, et il continuera de mobiliser les organisations autochtones à mesure que ces travaux progresseront.

Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones

Comme l'exige la *Directive du Cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*, une évaluation des répercussions des traités modernes a été exécutée à l'égard de la proposition. Au moyen de l'évaluation, la portée géographique et l'objet des modifications proposées relativement aux traités modernes en vigueur ont été examinés. Selon l'évaluation, aucune obligation au titre des traités modernes n'a été révélée.

Choix de l'instrument

Un éventail d'options en matière de politiques a été défini dans le but d'atteindre la cible de réduction des émissions de méthane du Canada pour 2030. Le processus d'évaluation du choix des instruments était axé sur les options qui pourraient efficacement réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier en amont. Trois options ont été envisagées : accroître la portée du système de tarification fondé sur le rendement (STFR), inclure la réduction des émissions de méthane dans le [plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier](#) (le « plafond ») proposé ou modifier le Règlement (les « modifications proposées »).

L'approche adoptée par le Canada au sujet de la tarification du carbone est souple et permet aux provinces et aux territoires de concevoir leur propre système de tarification répondant aux normes nationales minimales de rigueur (le « point de référence ») ou de choisir le système fédéral de tarification. Le système fédéral de tarification du carbone pour l'industrie, soit le STFR, est actuellement en vigueur au Manitoba, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Yukon et au Nunavut. Les installations visées par le STFR font partie de secteurs à risque de répercussions sur la compétitivité et de fuites de carbone en raison de la tarification de la pollution par le carbone. Elles sont tenues d'offrir une indemnisation en payant le prix du carbone ou en remettant les unités de conformité admissibles pour chaque tonne d'émissions qui dépassent une limite d'émissions. Les installations qui émettent des émissions excédentaires à leur limite d'émissions reçoivent des crédits excédentaires qu'elles peuvent vendre ou accumuler pour une utilisation future. Leurs limites d'émissions sont calculées selon les volumes de production et des normes de rendement établies en fonction des émissions par unité de production (normes fondées sur le rendement). Cela crée une mesure incitative tarifaire pour les installations visées afin qu'elles

not designed to assure a specific level of emissions reductions from any one sector or activity. In addition, due to the heterogeneity of the facilities in the upstream oil and gas industry, it was not considered feasible to establish an output-based standard for each type of facility covered by the proposed Amendments.

In July 2022, the Government released a [discussion paper](#) outlining two potential options to implement the commitment to cap and cut oil and gas sector emissions (the Cap). Both options outlined in the paper take a flexible market approach to implementing the Cap. The paper proposed that all GHGs, including methane, be covered by the Cap. Details of the Cap are under development; however, although a carbon markets approach would provide an incentive to reduce methane emissions, it would provide facilities with flexibility as to which emission reductions to pursue and, therefore, this approach would not assure that Canada's 2030 methane emissions reduction target would be achieved.

Given the flexible nature of carbon pricing in the options proposed for the Cap, specific methane emission reductions are not guaranteed. A regulatory approach is complementary to the price on carbon pollution in that it forces specific activity relating to this particular GHG source, while it would contribute to meeting the emissions reduction objectives of the Cap. Emissions pricing policies create a broad incentive across the economy to use less energy and improve efficiency, while the proposed Amendments target methane emissions. For these reasons, the proposed Amendments were selected as the appropriate instrument to meet Canada's 2030 methane emissions reduction target.

Only specific regulations implementing work practices and equipment or site emission standards can ensure that Canada meets its methane commitments. The proposed Amendments would allow Canada to build on its existing regulatory infrastructure to advance an efficient regulatory instrument, with policy elements aligned with those of other jurisdictions, such as the United States.

Regulatory analysis

From 2027 to 2040, the proposed Amendments are estimated to have incremental costs of \$15.4 billion, while the

réduisent leurs émissions de GES. Le STFR n'a pas été considéré comme un outil efficace pour atteindre la cible de réduction des émissions de méthane du Canada pour 2030 parce qu'il ne s'applique pas à l'échelle nationale et que, en tant système de tarification à l'échelle de l'économie, il vise les réductions les moins coûteuses et n'est pas conçu pour assurer un niveau précis de réduction des émissions d'un secteur ou d'une activité donné. De plus, en raison de l'hétérogénéité des installations de l'industrie pétrolière et gazière en amont, il n'a pas été jugé possible d'établir une norme fondée sur le rendement pour chaque type d'installation visé par les modifications proposées.

En juillet 2022, le gouvernement a publié un [document de travail](#) décrivant deux options possibles pour plafonner et réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier (le « plafond »). Ces deux options proposent d'adopter une approche souple basée sur le marché afin de mettre en œuvre le plafond. Par ailleurs, il est suggéré dans le document de travail que tous les GES soient couverts par le plafond, y compris le méthane. Les détails relatifs au plafond sont en cours d'élaboration. Toutefois, bien qu'une approche basée sur les marchés du carbone inciterait à réduire les émissions de méthane, elle donnerait aux installations la souplesse nécessaire pour déterminer quelles réductions d'émissions viser et, par conséquent, cette approche ne garantirait pas l'atteinte de la cible de réduction des émissions de méthane du Canada pour 2030.

Compte tenu de la nature souple de la tarification du carbone dans les options proposées pour le plafond, des réductions précises des émissions de méthane ne sont pas garanties. Une approche réglementaire est complémentaire à la tarification de la pollution par le carbone en ce sens qu'elle impose une activité précise liée à cette source particulière de GES, tout en contribuant à l'atteinte de tout objectif de réduction des émissions du plafond. Les politiques de tarification des émissions incitent l'ensemble de l'économie à utiliser moins d'énergie et à améliorer l'efficacité, tandis que les modifications proposées ciblent les émissions de méthane. Pour ces raisons, les modifications proposées ont été choisies comme instrument approprié pour atteindre la cible de réduction des émissions de méthane du Canada pour 2030.

Seuls des règlements précis qui mettent en œuvre des pratiques de travail et des normes d'émissions propres à l'équipement ou au site peuvent garantir que le Canada respecte ses engagements en matière de méthane. Les modifications proposées permettraient au Canada de s'appuyer sur son infrastructure réglementaire existante pour faire progresser un instrument de réglementation efficace, avec des éléments de politique harmonisés avec ceux d'autres administrations, comme les États-Unis.

Analyse de la réglementation

De 2027 à 2040, les modifications proposées devraient entraîner des coûts supplémentaires de 15,4 milliards de

cumulative GHG reductions are estimated to be 217 Mt of CO₂e, valued at \$27.8 billion in terms of the estimated social benefits of avoided global damages. The monetized net benefits of the proposed Amendments are thus estimated to be \$12.4 billion and are estimated to be achieved at an average cost of \$71 per tonne over the time frame of the analysis.

Analytical framework

To estimate the impact of the proposed Amendments, an analysis was conducted that quantifies three categories of incremental benefits: reductions in GHG emissions (CH₄ and CO₂), reductions in volatile organic compound (VOC) emissions, and energy savings in the form of conserved natural gas. The analysis then monetizes two main categories of incremental impacts: the costs of compliance (including administration) and the benefits of GHG emission reductions. Impacts attributable to the Regulations are analyzed over 14 years (2027 to 2040), which covers the period after the proposed Amendments come into force (2027), then apply fully across the sector (2030) and then extend to 2040 to illustrate the costs and benefits that would accrue over time as a result of the proposed Amendments.

All dollar figures are presented in 2022 Canadian prices (Can\$). Prior year prices were inflated using a gross domestic product (GDP) deflator.¹ Where sources used American prices (US\$), they were converted to Canadian dollars using 2022 purchasing power parity.² Present value terms have been discounted at 2% annually, which is the near-term Ramsey discount rate now utilized by the Government of Canada when monetizing GHG reductions (more information on this approach is presented in the benefits subsection). The same discount rate has been applied across both costs and benefits to provide analytical consistency, and 2024 was selected as the “present” year for discounting, as it is assumed to be when the proposed Amendments would be registered as final regulations.

The incremental impacts are derived by comparing a baseline scenario of existing measures to a regulatory scenario that reflects key aspects of the proposed Amendments. The baseline scenario represents the continuation of current federal requirements to limit methane emissions from oil and gas sector operations. While provincial regulators also impose requirements to limit methane

dollars, tandis que les réductions cumulatives de GES devraient s'élever à 217 Mt d'éq. CO₂, évaluées à 27,8 milliards de dollars en ce qui a trait aux avantages estimés sur le plan social pour les dommages évités à l'échelle mondiale. Les avantages monétaires nets des modifications proposées s'élèveraient donc à 12,4 milliards de dollars, qui seraient réalisés pour un coût moyen de 71 \$ par tonne au cours de la période visée par l'analyse.

Cadre d'analyse

Pour estimer l'impact des modifications proposées, une analyse a été effectuée. Elle a permis de quantifier trois catégories d'avantages supplémentaires : les réductions des émissions de GES (CH₄ et CO₂), les réductions des émissions de composés organiques volatiles (COV), et les économies d'énergie sous forme de gaz naturel conservé. L'analyse a ensuite permis de monétiser deux catégories principales d'impacts supplémentaires : les coûts de conformité (y compris l'administration) et les avantages en matière de réductions des émissions de GES. Les impacts attribuables au Règlement sont analysés sur une période de 14 ans (de 2027 à 2040), couvrant la période qui suit l'entrée en vigueur des modifications proposées (2027), s'appliquent ensuite entièrement à l'échelle du secteur (2030), et s'étendent par la suite jusqu'en 2040, afin d'illustrer les coûts et les avantages qui s'accumuleraient au fil du temps à la suite des modifications proposées.

Tous les montants en dollars sont en dollars canadiens (\$ CA) de 2022. Les montants des années précédentes ont été ajustés au moyen d'un déflateur du produit intérieur brut (PIB)¹. Lorsque des montants en dollars américains (\$ US) étaient utilisés dans les sources, ils ont été convertis en dollars canadiens à l'aide de la parité de pouvoir d'achat² (2022). Les valeurs actualisées ont été calculées selon un taux annuel de 2 %, qui est le taux d'actualisation de Ramsey à court terme, utilisé actuellement par le gouvernement du Canada pour attribuer une valeur monétaire aux réductions de GES (plus de renseignements sur cette approche sont présentés dans la section sur les avantages). Le même taux d'actualisation a été appliqué à la fois aux coûts et aux avantages pour assurer l'uniformité de l'analyse, et l'année 2024 a été sélectionnée comme l'année de référence pour la valeur actualisée, car l'on suppose que les modifications proposées seront adoptées dans le Règlement cette année-là.

On détermine les impacts supplémentaires en comparant un scénario de référence tenant compte des mesures existantes à un scénario réglementaire, qui tient compte des principaux aspects des modifications proposées. Le scénario de référence représente le maintien des exigences fédérales actuelles pour limiter les émissions de méthane provenant des activités du secteur pétrolier et gazier.

¹ Consumer Price Index, annual average, not seasonally adjusted

² Conversion rates — Purchasing power parities (PPP) — OECD Data

¹ Indice des prix à la consommation, moyenne annuelle, non désaisonnalisé

² Taux de conversion — Parités de pouvoir d'achat (PPA) — Données de l'OCDE

emissions in each of Canada's major oil-producing provinces, and currently have equivalency agreements with the federal government, these agreements are set to expire before the proposed Amendments come into force. Thus, only the existing federal methane requirements are represented in the baseline scenario.

Analysis of regulatory coverage and compliance

To estimate the incremental benefits and costs of the proposed Amendments, the analysis considered who would be affected (regulatory coverage) and how they would most likely respond (their compliance strategies), as described below.

Regulatory coverage

The proposed Amendments would target emissions from the upstream oil and gas sector by implementing facility and equipment level requirements. Facility level requirements would include a prohibition on venting hydrocarbon gas to the atmosphere, with exceptions, replacing previous emission limits on facility production venting. Fugitive emission requirements would be strengthened, applying at more facilities, with more frequent emission surveys, including an independent measurement each year.

Currently, some facilities are expected to already meet the compliance requirements of the proposed Amendments due to current provincial measures or voluntary action. Facilities that would need to take incremental action to comply with the proposed Amendments are considered affected facilities. The cost-benefit analysis focuses on affected facilities when estimating incremental impacts of the proposed Amendments. To estimate affected facilities in the oil and gas sector, Petrinex (Petroleum Information Network) upstream oil and gas facility counts for Alberta and Saskatchewan were used and forecasted using the production forecasts of crude oil and natural gas from the Canada Energy Regulator (CER).

Regulatory compliance

The proposed Amendments set requirements to manage methane emission sources, but do not prescribe unique actions or technologies to comply with the requirements. However, for modelling purposes, assumptions have been

Bien que les organismes de réglementation provinciaux imposent également des exigences visant à limiter les émissions de méthane dans chacune des principales provinces productrices de pétrole au Canada et qu'ils aient actuellement des accords d'équivalence avec le gouvernement fédéral, ces accords sont censés expirer avant l'entrée en vigueur des modifications proposées. Par conséquent, seules les exigences fédérales actuelles relatives au méthane sont représentées dans le scénario de référence.

Analyse de la portée des modifications proposées et de la conformité à la réglementation

Pour estimer les avantages et les coûts supplémentaires des modifications proposées, l'analyse a tenu compte des entités qui seraient touchées (portée des modifications proposées) et de la façon dont elles réagiraient le plus probablement (leurs stratégies de conformité), comme il est décrit ci-dessous.

Portée des modifications proposées

Les modifications proposées cibleraient les émissions du secteur pétrolier et gazier en amont par la mise en œuvre d'exigences à l'échelle de l'installation et de l'équipement. Les exigences à l'échelle de l'installation comprendraient une interdiction d'évacuer les gaz d'hydrocarbures dans l'atmosphère, avec certaines exceptions, remplaçant ainsi les limites d'émission antérieures sur l'évacuation des gaz de production des installations. Les exigences relatives aux émissions fugitives seraient renforcées, s'appliquant à un plus grand nombre d'installations, avec des inventaires des émissions plus fréquents, y compris une mesure indépendante des émissions chaque année.

Actuellement, on s'attend à ce que certaines installations répondent déjà aux exigences en matière de conformité imposées par les modifications proposées, en raison de mesures provinciales ou de mesures volontaires actuelles. Les installations qui devraient prendre des mesures supplémentaires pour se conformer aux modifications proposées sont considérées comme des installations touchées. L'analyse coûts-avantages met l'accent sur les installations touchées au moment d'estimer les impacts supplémentaires des modifications proposées. Pour estimer le nombre d'installations touchées dans le secteur pétrolier et gazier, les dénombrements d'installations pétrolières et gazières en amont de Petrinex (Petroleum Information Network [en anglais seulement]) en Alberta et en Saskatchewan ont été utilisés et estimés à l'aide des prévisions de production de pétrole brut et de gaz naturel de la Régie de l'énergie du Canada (REC).

Conformité à la réglementation

Les modifications proposées établissent des exigences pour la gestion des sources d'émissions de méthane, mais sans prescrire de mesures ou de technologies particulières pour se conformer à ces exigences. Cependant,

made regarding specific compliance actions to estimate costs and benefits. The compliance actions assumed to be adopted by the upstream oil and gas industry to meet the new requirements for each source, as related to venting and fugitive emissions, are described below. The Amendments introduce a compliance option to utilize a continuous monitoring system to track emissions and structure emissions management. To meet the requirements of the continuous monitoring system provisions, all potential methane sources would need to be managed to source-based standards. The development of this compliance option is based on technology. To simplify the cost-benefit analysis, affected facilities are assumed to take the same compliance actions under both compliance options.

Costs of compliance

Facilities affected by the proposed Amendments are expected to incur incremental capital and operating costs to comply with the new requirements. Some administrative effort by the industry would also be required to demonstrate compliance with the proposed Amendments.

The proposed Amendments introduce various compliance flexibilities and a phased approach to the application of the newer, more stringent requirements to address potential financial and competitiveness issues. The proposed Amendments set out different requirements based on the size and type of equipment at sites, allow options for site monitoring requirements, and phase in the application of requirements for certain facilities.

The proposed Amendments introduce additional compliance requirements starting in 2027. The new requirements for fugitive emission management would come into force in 2027 for all facilities. For the remaining requirements, the compliance action is assumed to start in 2027 for facilities that begin operation in or after 2027, or in a later year if the combined volume of hydrocarbon gas produced or received increases. These are referred to as “new” facilities for the purpose of the following analysis. These facilities are therefore assumed to require capital costs in that same year. For the purposes of this analysis, facilities that were producing or processing gas before 2027 with continued production or processing volume declines are referred to as “existing” facilities. These facilities would be required to start complying in 2030 and are assumed to incur capital costs in that same year.

à des fins de modélisation, des hypothèses ont été formulées concernant des mesures de conformité précises pour estimer les coûts et les avantages. Les mesures de conformité que l'industrie pétrolière et gazière en amont est censée adopter pour satisfaire aux nouvelles exigences pour chaque source, en lien avec les émissions d'évacuation et les émissions fugitives, sont décrites ci-dessous. Les modifications comprennent une option de conformité permettant d'utiliser un système de surveillance continue pour suivre les émissions et structurer leur gestion. Pour répondre aux exigences des dispositions sur le système de surveillance continue, toutes les sources potentielles de méthane devraient être gérées selon des normes fondées sur la source. L'élaboration de cette option de respect de la conformité est fondée sur la technologie. Dans le but de simplifier l'analyse coûts-avantages, on suppose que les installations concernées prennent les mêmes mesures de respect de la conformité, et ce, quelle que soit l'option de respect de la conformité.

Coûts de conformité

On s'attend à ce que les installations touchées par les modifications proposées assument des coûts d'immobilisations et de fonctionnement supplémentaires pour se conformer aux nouvelles exigences. L'industrie devra également déployer des efforts administratifs pour démontrer la conformité aux modifications proposées.

Les modifications proposées comprennent divers assouplissements en matière de conformité et une approche graduelle quant à l'application des nouvelles exigences, plus rigoureuses, pour atténuer les impacts potentiels financiers et sur la compétitivité. Les modifications proposées établissent des exigences différentes d'après la taille et le type d'équipement dans les sites, permettent des options pour les exigences en matière de surveillance des sites et appliquent progressivement les exigences dans le cas de certaines installations.

Les modifications proposées comprennent des exigences en matière de conformité supplémentaires qui s'appliqueraient à compter de 2027. Les nouvelles exigences pour la gestion des émissions fugitives entreraient en vigueur en 2027 pour toutes les installations. En ce qui concerne les autres exigences, on suppose que la prise de mesures de conformité commencerait dès 2027 dans le cas des installations qui entrent en service dès 2027, ou à une année ultérieure si le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produits ou reçus augmente. Aux fins de l'analyse qui suit, ces installations sont désignées « nouvelles » installations. On suppose donc que ces installations devront assumer des coûts d'immobilisations au cours de la même année. Aux fins de la présente analyse, les installations produisant ou traitant des gaz avant 2027 et dont les volumes de production ou de traitement continuent de diminuer sont désignées installations « existantes ». Ces installations devraient commencer à se conformer en 2030 et seraient censées assumer des coûts d'immobilisations au cours de la même année.

Operating costs are assumed to begin in the year capital cost are incurred and continue annually until the end of the analytical period. To estimate capital and operating costs, the analysis uses information from a variety of sources, including reports by Process Ecology (2023),³ Delphi (2017),⁴ ICF (2015),⁵ Natural Gas Star(2011),⁶ and Natural Gas Star (2006).⁷

Venting

At oil production facilities, natural gas is sometimes produced as a by-product that is released (vented) to the atmosphere as a waste rather than captured and sold as a product, especially for sites where gas gathering infrastructure is not accessible. Such gas, which is mostly composed of methane, can be captured and routed to a combustion device to lower emissions (CO₂ has a lower contribution to global warming than methane), or ideally used as a fuel or sold by building new infrastructure.

Under the proposed Amendments, facilities would be expected to either destroy or conserve gas. The Department estimates that roughly 5 700 facilities would conserve gas, while an estimated 50 700 facilities would opt to destroy it. Facilities that conserve gas are assumed to do so by installing a vapour recovery unit (VRU), and roughly 600 of these facilities are assumed to also complete a pipeline tie-in. Facilities that opt to destroy the gas are assumed to do so through optimizing their flares, installing a combustor, or installing an oxidizer. The technology utilized for destruction is dependent on the expected gas volume, and it is estimated that 29 800 facilities would optimize their flares, 3 800 facilities would install a combustor and 17 100 facilities would install an oxidizer.

Capital costs for facilities conserving gas are estimated to average \$84,900 per facility to purchase and install a VRU and roughly \$1.1 million to complete a pipeline tie-in. For facilities opting to destroy gas, capital costs are estimated to be \$6,600 to purchase and install a flare ignition system,

On suppose que les coûts de fonctionnement commencent à être déboursés dans l'année où les coûts d'immobilisations sont engagés et se poursuivent annuellement jusqu'à la fin de la période d'analyse. Pour estimer les coûts d'immobilisations et de fonctionnement, l'analyse utilise des données provenant de diverses sources, y compris des rapports de Process Ecology (2023)³, du Delphi Program (2017)⁴, d'ICF (2015)⁵ et de l'EPA (Natural Gas STAR) [2011⁶ et 2006]⁷.

Évacuation

Le gaz naturel peut être un sous-produit des installations de production pétrolière, qui est rejeté (évacué) dans l'atmosphère en tant que déchet plutôt que capté et vendu en tant que produit, en particulier dans les sites où l'infrastructure pour le captage des gaz n'est pas accessible. Ce gaz, principalement du méthane, peut être capté et acheminé vers un appareil à combustion pour réduire les émissions (le CO₂ contribue moins au réchauffement climatique que le méthane), ou, idéalement, utilisé comme combustible ou vendu grâce à la construction de nouvelles infrastructures.

Dans le cadre des modifications proposées, on s'attendrait à ce que les installations détruisent ou conservent le gaz. Le Ministère estime qu'environ 5 700 installations conserveraient le gaz, tandis qu'environ 50 700 installations choisiraient de le détruire. On suppose que les installations qui vont conserver le gaz le feront en installant une unité de récupération des vapeurs (URV) et qu'environ 600 d'entre elles vont aussi installer un raccordement de pipeline. Les installations qui choisiront de détruire le gaz, quant à elles, vont probablement le faire en optimisant leurs torches, en installant une chambre de combustion ou en installant un système d'oxydation. La technologie utilisée pour la destruction dépend du volume de gaz attendu, et on estime que 29 800 installations optimiseraient leurs torches, 3 800 installations installeraient une chambre de combustion et 17 100 installations installeraient un système d'oxydation.

Les coûts d'immobilisations pour les installations qui conserveront le gaz sont estimés, en moyenne, à 84 900 \$ par installation pour l'achat et l'installation d'une URV et à environ 1,1 million de dollars pour l'installation d'un raccordement de pipeline. Pour les installations

³ Process Ecology. *Techno-Economic Assessment of Methane Mitigation Pathways for the Upstream Oil and Gas Sector in Canada*. 2023.

⁴ [Delphi Program. Methane Abatement Costs: Alberta](#). [Online] 2017.

⁵ [ICF. Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries](#). [Online] 2016.

⁶ [EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions. Natural Gas STAR Program](#). [Online] 2011.

⁷ [EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions: Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. Natural Gas STAR Program](#). [Online] 2006.

³ Process Ecology. *Techno-Economic Assessment of Methane Mitigation Pathways for the Upstream Oil and Gas Sector in Canada*, 2023.

⁴ [Delphi Program. Methane Abatement Costs: Alberta](#). [En ligne], 2017.

⁵ [ICF. Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries](#). [En ligne], 2016.

⁶ [EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions. Natural Gas STAR Program](#). [En ligne], 2011.

⁷ [EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions: Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. Natural Gas STAR Program](#). [En ligne], 2006.

\$52,000 to purchase and install a combustor and \$36,500 to purchase and install an oxidizer. Of the total number of affected facilities from 2027 to 2040, approximately 48% (existing facilities) will bear a capital cost in 2030 and an associated ongoing operating cost. The remaining 52% of affected facilities (new facilities) will have a capital expense each year (2027 to 2040), as well as an associated ongoing operating cost. This will occur at a rate of approximately 4% of total affected facilities per year.

Annual operating costs are estimated to range from \$3,900 per facility per year for the VRU, to \$38,870 per pipeline tie-in, as shown in Table 1 below.

It is estimated that the venting and flaring requirements would result in a total present value cost to industry of \$3.3 billion between 2027 and 2040.

qui choisiront de détruire le gaz, les coûts d'immobilisations sont estimés à 6 600 \$ pour l'achat et l'installation d'un système d'allumage de torche, à 52 000 \$ pour l'achat et l'installation d'une chambre de combustion et à 36 500 \$ pour l'achat et l'installation d'un système d'oxydation. Sur le nombre total d'installations touchées de 2027 à 2040, environ 48 % (installations existantes) assumeront des coûts d'immobilisations en 2030 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes. Les 52 % restants des installations touchées (nouvelles installations) auront des dépenses en immobilisations chaque année (de 2027 à 2040) ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes. Le nombre d'installations touchées augmentera d'environ 4 % par année.

Les coûts de fonctionnement annuels devraient varier entre 3 900 \$ par installation, par année, pour l'URV et 38 870 \$ par raccordement de pipeline, comme indiqué au tableau 1 ci-dessous.

On estime que les exigences relatives à l'évacuation et au torchage entraîneraient pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 3,3 milliards de dollars entre 2027 et 2040.

Table 1: Compliance costs for venting and flaring

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected facilities ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
VRU	84,900	3,900	5 700	574
Pipeline tie-in	1,137,700	38,870	600	743
Flare ignition system	6,600	n/a	29 800	169
Combustors	52,000	15,140	3 800	580
Oxidizers	36,500	5,420	17 100	1,204
Total	n/a	n/a	56 400^b	3,270

^a This is a total of facilities affected through the analysis time frame (2027–2040).

^b Total does not include 600 pipeline tie-ins as they are a subset of the facilities installing a VRU.

Figures may not add up to totals due to rounding.

Note: Costs derived from Natural Gas Star (2006),⁸ Delphi (2017),⁹ and Process Ecology report (2023).

Tableau 1 : Coûts de conformité pour l'évacuation et le torchage

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre d'installations touchées ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
URV	84 900	3 900	5 700	574
Raccordement de pipeline	1 137 700	38 870	600	743

⁸ EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions: Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. Natural Gas STAR Program. [Online] 2006.

⁹ Delphi Program. Methane Abatement Costs: Alberta. [Online] 2017.

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre d'installations touchées ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Système d'allumage de torche	6 600	s.o.	29 800	169
Chambres de combustion	52 000	15 140	3 800	580
Systèmes d'oxydation	36 500	5 420	17 100	1 204
Total	s.o.	s.o.	56 400^b	3 270

^a C'est le nombre total d'installations touchées au cours de la période d'analyse (2027-2040).

^b Le total ne comprend pas les 600 raccords de pipeline, car les installations concernées sont un sous-ensemble des installations où l'on installe une URV.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans les rapports de l'EPA (Natural Gas STAR) (2006)⁸, du Delphi Program (2017)⁹ et de Process Ecology (2023).

Blowdowns (venting)

During maintenance activities, or for certain operational reasons, natural gas may be released to the atmosphere in a short-duration event to allow safe access to equipment. This is referred to as a blowdown. This gas could, instead, be routed to existing on-site gas capture systems, or combusted with portable equipment.

The effect of the proposed Amendments would be that regulated facilities would redesign their blowdown systems, capture and route gas to portable combustors, and install equipment for blowdown gas capture and conservation. Facilities that need to redesign their blowdown systems and alter emergency shutdown practices are expected to bear a cost of \$8,800 per compressor. It is also estimated that about 1 700 facilities would be required to capture blowdown gas in transmission stations, at a cost of approximately \$85,000 per device. These systems are assumed not to require operating costs.

The Department estimates that, to comply with the new requirements, 4 300 compressors would have to capture blowdown gas and route to a new combustor, which is estimated to cost about \$72,300, with an additional \$600 in annual operating costs, per device. It is estimated that existing facilities and compressors, representing approximately 55% of the total affected count, would have a capital cost in 2030 with an ongoing operating expense. The remaining 45% representing new facilities and compressors at about 3% per year would have capital costs from 2027 to 2040, and have an associated ongoing operating expense.

Purges (évacuation)

Pendant les activités d'entretien, ou pour certaines raisons opérationnelles, du gaz naturel peut être rejeté dans l'atmosphère lors d'un événement de courte durée afin de permettre un accès sécuritaire à l'équipement. C'est ce qu'on appelle une purge. Ce gaz pourrait plutôt être acheminé vers les systèmes de captages de gaz sur place, ou brûlé à l'aide d'un équipement portable.

Les modifications proposées feraient en sorte que les installations réglementées auraient à reconcevoir leurs systèmes de purge, à capter et à acheminer les gaz vers des chambres de combustion portables et à installer de l'équipement pour le captage et la conservation des gaz de purge. On s'attend à ce que les installations qui devront reconcevoir les systèmes de purge et modifier les pratiques d'arrêt d'urgence doivent assumer des coûts de 8 800 \$ par compresseur. On estime également qu'environ 1 700 installations auront à capter les gaz de purge dans les stations de transport, à un coût d'environ 85 000 \$ par dispositif. On suppose que ces systèmes n'entraînent pas de coûts de fonctionnement.

Le Ministère estime que, pour être conformes aux nouvelles exigences, 4 300 compresseurs devront capter les gaz de purge et les acheminer vers une nouvelle chambre de combustion, dont le coût est estimé à environ 72 300 \$, auquel s'ajoutent 600 \$ en coûts de fonctionnement annuels par dispositif. On estime que les installations et les compresseurs existants, qui représentent environ 55 % du nombre total touché, assumeront des coûts d'immobilisations en 2030 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents. Les 45 % restants, qui représentent de nouvelles installations et de nouveaux compresseurs, à raison d'environ 3 % par année, assumeront des coûts

⁸ EPA. Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions: Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. Natural Gas STAR Program. [En ligne], 2006.

⁹ Delphi Program. Methane Abatement Costs: Alberta. [En ligne], 2017.

d'immobilisations de 2027 à 2040 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes.

It is estimated that the new requirements that would affect blowdowns practices would result in a total present cost to industry of \$437 million between 2027 and 2040.

On estime que les nouvelles exigences qui auraient une incidence sur les pratiques de purges entraîneraient pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 437 millions de dollars entre 2027 et 2040.

Table 2: Compliance costs for blowdowns

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected devices ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Redesign blowdown systems	8,800	n/a	4 300	32
Capture and route gas to portable combustor	72,300	600	4 300	277
Install blowdown gas capture and conservation equipment	85,000	n/a	1 700	128
Total	n/a	n/a	10 300	437

^a This is a total of compressors and facilities affected through the analysis time frame (2027–2040).

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023).

Figures may not add up to totals due to rounding.

Tableau 2 : Coûts de conformité pour les purges

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre de dispositifs touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Reconception des systèmes de purge	8 800	s.o.	4 300	32
Captage et acheminement des gaz vers une chambre de combustion portable	72 300	600	4 300	277
Installation d'équipement de captage et de conservation des gaz de purge	85 000	s.o.	1 700	128
Total	s.o.	s.o.	10 300	437

^a C'est le nombre total de compresseurs et d'installations touchés au cours de la période d'analyse (2027-2040).

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans le rapport de Process Ecology (2023).

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Well liquids unloading (venting)

Gas production can become constrained at wells as liquids build up in the underground production piping. To restore production rates, wells can be “unloaded” by allowing pressure release at ground level — a special type of blowdown event referred to as well liquids unloading. Gas that

Déchargement des liquides de puits (évacuation)

La production de gaz peut devenir limitée dans les puits à mesure que les liquides s'accumulent dans la tuyauterie de production souterraine. Pour rétablir les taux de production, les puits peuvent être « déchargés » en permettant la libération de la pression au niveau du sol, un type

would be released during this event could be captured and used or routed to a combustion device.

The Department estimates that there are approximately 25 100 wells in Canada that would perform well liquids unloading at varying frequencies and venting volumes between 2027 and 2040. It is expected that, of the wells performing liquids unloading without a plunger lift, 11 500 would need to install a plunger lift to reduce emissions at a cost of \$38,600 per well. The remaining wells, with greater vented volume or where a plunger lift is already installed, would be expected to destroy the gas by installing a destruction device that costs \$57,000 per well. There would be no associated operating expense with either technology. Of the total number of affected wells from 2027 to 2040, approximately 50% (existing wells) would bear a capital cost in 2030 and an associated ongoing operating cost. The remaining 50% of affected wells (new), at a rate of about 4% per year, will have a capital expense each year from 2027 to 2040 and an associated ongoing operating expense.

The avoidance of emissions during well liquids unloading is estimated to result in present value costs to industry of \$1 billion between 2027 and 2040.

particulier d'événement de purge appelé déchargement des liquides de puits. Le gaz qui serait libéré au cours de cet événement pourrait être capté et utilisé ou acheminé vers un appareil à combustion.

Le Ministère estime qu'il y a environ 25 100 puits au Canada qui feraient l'objet de déchargement des liquides de puits à des fréquences et des volumes d'évacuation variables entre 2027 et 2040. On s'attend à ce que 11 500 des puits où le déchargement des liquides est effectué sans monte-charge à piston doivent installer un tel monte-charge pour réduire les émissions, ce qui coûterait 38 600 \$ par puits. On s'attendrait à ce que dans le cas des puits restants, avec un plus grand volume de gaz évacués ou qui ont déjà un monte-charge à piston, on détruise les gaz au moyen d'un dispositif de destruction qui coûte 57 000 \$ par puits. Il n'y aurait aucune dépense de fonctionnement associée à l'une ou l'autre de ces technologies. Sur le nombre total de puits touchés de 2027 à 2040, environ 50 % (puits existants) entraîneraient des coûts d'immobilisations en 2030 et des coûts de fonctionnement permanents connexes. Les 50 % restants des puits touchés (nouveaux), à raison d'environ 4 % par année, entraîneront des coûts d'immobilisations chaque année, de 2027 à 2040, ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes.

On estime que l'évitement d'émissions pendant le déchargement des liquides de puits entraînerait pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 1 milliard de dollars entre 2027 et 2040.

Table 3: Compliance costs for well liquids unloading

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected wells ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Install plunger lift systems in gas wells	38,600	n/a	11 500	378
Reduce liquids unloading venting with flaring, incineration, or destruction device	57,000	n/a	13 600	660
Total	n/a	n/a	25 100	1,038

^a This is a total of wells affected through the analysis time frame (2027–2040).

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023) and Natural Gas Star (2011).¹⁰

Figures may not add up to total due to rounding.

¹⁰ EPA. Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells. Natural Gas STAR Program. [Online] 2011.

Tableau 3 : Coûts de conformité pour le déchargement des liquides de puits

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre de puits touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Installation de systèmes de monte-charge à piston dans les puits de gaz	38 600	s.o.	11 500	378
Réduction des gaz évacués lors du déchargement des liquides au moyen de dispositifs de torchage, d'incinération ou de destruction	57 000	s.o.	13 600	660
Total	s.o.	s.o.	25 100	1 038

^a C'est le nombre total de puits touchés au cours de la période d'analyse (2027-2040).

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans les rapports de Process Ecology (2023) et de l'EPA (Natural Gas STAR) (2011)¹⁰.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Pneumatic instruments and pumps (venting)

Industry can use natural gas pressure to drive pumps and instruments needed at oil and gas sites. This gas is often released to the atmosphere through these devices. Such emissions can be eliminated by replacing this equipment with electric systems, or by using air or an inert gas to drive them.

The proposed Amendments would require the use of non-emitting pumps and instruments in some facilities, beginning in 2027, and with application to all facilities by 2030. A total of 261 300 pneumatic devices including 55 100 pumps and 206 200 instruments are considered within the time frame of the analysis, from 2027 to 2040. It is estimated that existing facilities, representing approximately 53% of the total affected devices, would bear a capital cost in 2030 with an associated ongoing operating cost. The remaining 47%, representing new facilities, would bear a capital cost from 2027 to 2040 with an associated ongoing operating cost. It is assumed that the average capital cost would be \$9,500 for pumps and \$10,100 for instrument replacements. The annual operating costs are estimated to be roughly \$1,000 for each new pump and instrument replacement. The analysis for total present value costs includes all capital and operating expenditures from 2027 to 2040 and also considers the decrease in operating costs as facilities that invested capital costs in 2030 reach end of life.

Instruments et pompes pneumatiques (évacuation)

L'industrie peut utiliser la pression du gaz naturel pour entraîner les pompes et les instruments nécessaires sur les sites pétroliers et gaziers. Ce gaz est souvent rejeté dans l'atmosphère par ces dispositifs. Ces émissions peuvent être éliminées en remplaçant ces équipements par des systèmes électriques, ou si l'on utilise de l'air ou un gaz inerte pour les faire fonctionner.

Les modifications proposées exigeraient l'utilisation de pompes et d'instruments non émetteurs dans certaines installations à compter de 2027 et dans toutes les installations d'ici 2030. Au total, 261 300 dispositifs pneumatiques, dont 55 100 pompes et 206 200 instruments, sont visés dans la période d'analyse de 2027 à 2040. On estime que les installations existantes, qui représentent environ 53 % du nombre total de dispositifs touchés, assumeront des coûts d'immobilisations en 2030 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes. Les 47 % restants, qui représentent de nouvelles installations, assumeront des coûts d'immobilisations de 2027 à 2040 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes. On suppose que les coûts d'immobilisations moyens s'élèveraient à 9 500 \$ pour les pompes et à 10 100 \$ pour le remplacement d'instruments. Les coûts de fonctionnement annuels sont estimés à environ 1 000 \$ pour chaque nouvelle pompe et instrument remplacé. L'analyse des coûts totaux en valeur actualisée comprend toutes les dépenses d'immobilisations et de fonctionnement de 2027 à 2040.

¹⁰ EPA. Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells. Natural Gas STAR Program. [En ligne] 2011.

et tient également compte de la diminution des coûts de fonctionnement à mesure que les installations qui ont assumé des coûts d'immobilisations en 2030 atteignent la fin de leur vie.

It is estimated that the transition to non-emitting pneumatic instruments and pumps would result in a total present value cost to industry of \$4.1 billion between 2027 and 2040.

On estime que la transition vers des instruments et des pompes non émetteurs entraînerait pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 4,1 milliards de dollars entre 2027 et 2040.

Table 4: Compliance costs for pneumatic devices

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected devices ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Replace pneumatic pumps with electric pumps (solar and onsite power)	9,500	1,000	55 100	835
Replace pneumatic instruments with non-emitting solutions such as electrified or air-driven instruments	10,100	1,000	206 200	3,251
Total	n/a	n/a	261 300	4,086

^a This is a total of devices affected through the analysis time frame (2027–2040).

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023).

Figures may not add up to total due to rounding.

Tableau 4 : Coûts de conformité pour les dispositifs pneumatiques

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre de dispositifs touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Remplacement des pompes pneumatiques par des pompes électriques (énergie solaire et sur place)	9 500	1 000	55 100	835
Remplacement des instruments pneumatiques par des solutions non émettrices par exemple instruments électriques ou fonctionnant à l'air	10 100	1 000	206 200	3 251
Total	s.o.	s.o.	261 300	4 086

^a C'est le nombre total de dispositifs touchés au cours de la période d'analyse (2027-2040).

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans le rapport de Process Ecology (2023).

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Compressor seals and vents (venting)

Compressors usually release small amounts of natural gas through mechanical systems inherent to the design of this high-pressure equipment. Design or maintenance problems can lead to significant emissions. The piping in these systems can be modified to route this gas to fuel, sales or combustion equipment.

In order to comply with the proposed Amendments, regulated facilities with centrifugal compressors would be expected to either augment their compressors with a recovery unit that conserves vented gas through a wet seal degassing system or to replace their wet seals with dry seals. Approximately 375 wet seals on centrifugal compressors are estimated to be affected within the time frame of the analysis (2027 to 2040). It is estimated that 80% of the compressors would use degassing recovery systems, and the other 20% would be replaced with dry seals at an approximate cost of \$85,000, and \$100,000 per device, respectively. In addition, it is estimated that compressors would entail annual operating costs of \$3,400 per degassing recovery system and \$500 per replacement of wet seals with dry seals.

Facilities with dry seal centrifugal or reciprocating compressors, estimated to be a total of 7 200 compressors, would be expected to comply with the proposed Amendments by capturing emissions from vents and connecting to a combustor. An estimated 130 dry seal centrifugal compressors and 7 050 reciprocating compressors, totalling approximately 7 200 compressors, are expected to represent capital costs of approximately \$178,000 per compressor, with operating costs of about \$3,000 annually. It is estimated that existing facilities, representing approximately 67% of the total affected compressors, would carry a capital cost in 2030 with an associated ongoing operating cost. New facilities, representing the remaining 33% of affected compressors, at about 2% per year, would carry a capital cost from 2027 to 2040 with an associated ongoing operating cost.

It is estimated that eliminating venting from compressor systems would result in total present value costs to industry of \$1.3 billion between 2027 and 2040.

Joints et événements des compresseurs (évacuation)

Les compresseurs libèrent généralement des petites quantités de gaz naturel par le biais de systèmes mécaniques inhérents à la conception de cet équipement à haute pression. Des problèmes de conception ou d'entretien peuvent entraîner des émissions importantes. La tuyauterie de ces systèmes peut être modifiée pour acheminer ce gaz vers de l'équipement servant à l'alimentation, à la vente ou à la combustion.

Pour être conformes aux modifications proposées, les installations réglementées dotées de compresseurs centrifuges devraient, soit améliorer leurs compresseurs en installant une unité de récupération qui conserve les gaz évacués au moyen d'un système de dégazage à joints humides, soit remplacer les joints humides par des joints secs. On estime qu'environ 375 joints humides sur des compresseurs centrifuges seront touchés au cours de la période d'analyse (2027 à 2040). De plus, on estime que 80 % de ces compresseurs utiliseraient des systèmes de récupération de dégazage et que les 20 % restants feraient l'objet de remplacement des joints humides par des joints secs à un coût approximatif de 85 000 \$ et de 100 000 \$ par dispositif, respectivement. Qui plus est, on estime que les compresseurs entraîneraient des coûts de fonctionnement annuels de 3 400 \$ par système de récupération de dégazage et de 500 \$ pour chaque remplacement de joints humides par des joints secs.

Les installations dotées de compresseurs centrifuges à joints secs ou de compresseurs alternatifs, pour un total estimé à 7 200 compresseurs, devraient se conformer aux modifications proposées en captant les émissions des événements et en les acheminant vers une chambre de combustion. Environ 130 compresseurs centrifuges à joints secs et 7 050 compresseurs alternatifs (environ 7 200 compresseurs en tout) devraient représenter des coûts d'immobilisations d'environ 178 000 \$ par compresseur ainsi que des coûts de fonctionnement annuels d'environ 3 000 \$. On estime que les installations existantes, qui représentent environ 67 % du nombre total de compresseurs touchés, assumerait des coûts d'immobilisations en 2030 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes. Les nouvelles installations, qui représentent les 33 % restants des compresseurs touchés, à raison d'environ 2 % par année, assumerait des coûts d'immobilisations de 2027 à 2040 ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes.

On estime que l'élimination de l'évacuation des systèmes de compresseurs entraînerait pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 1,3 milliard de dollars entre 2027 et 2040.

Table 5: Compliance costs for compressor vents and seals

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected compressors	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Install wet seal degassing system	85,000	3,400	300	30
Replace wet seals with dry seals	100,000	500	75	7
Install vent capture devices and reroute to combustion equipment	178,000	3,000	7 200	1,299
Total	n/a	n/a	7 575	1,336

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023).
Figures may not add up to total due to rounding.

Tableau 5 : Coûts de conformité pour les joints et les événements de compresseurs

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre de compresseurs touchés	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Installation d'un système de dégazage (joint humide)	85 000	3 400	300	30
Remplacement des joints humides par des joints secs	100 000	500	75	7
Installation de dispositifs de captage des gaz évacués et réacheminement vers l'équipement de combustion	178 000	3 000	7 200	1 299
Total	s.o.	s.o.	7 575	1 336

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans le rapport de Process Ecology (2023).
Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Glycol dehydration systems (venting)

Natural gas is typically produced with some water vapour that can separate in piping, freeze and cause equipment failures. Industry can use chemical (glycol) contactors to remove water from the gas. However, some natural gas is carried in the liquid stream and is released into the atmosphere. This gas can be captured and routed to use as fuel or destroyed in combustion equipment.

The Department estimates that there are about 2 800 affected glycol dehydrators within the time frame of the analysis from 2027 to 2040. Facilities are expected to use a combination of technologies to ensure these devices comply with the proposed Amendments. It is assumed that glycol dehydrator systems that have emissions lower than current provincial requirements would install flash

Systèmes de déshydratation au glycol (évacuation)

Le gaz naturel est généralement produit avec de la vapeur d'eau qui peut se séparer dans la tuyauterie, geler et provoquer des défaillances de l'équipement. L'industrie peut utiliser des déshydrateurs au glycol pour éliminer l'eau du gaz. Cependant, une partie du gaz naturel est transportée dans le flux liquide et est rejetée dans l'atmosphère. Ce gaz peut être capté et acheminé pour utilisation comme combustible ou détruit dans l'équipement de combustion.

Le Ministère estime qu'il y a environ 2 800 déshydrateurs au glycol touchés au cours de la période d'analyse de 2027 à 2040. On s'attend à ce que les installations utilisent une combinaison de technologies pour s'assurer que ces dispositifs sont conformes aux modifications proposées. On suppose que, dans le cas des systèmes de déshydratation au glycol dont les émissions sont inférieures aux seuils

tank separators, optimize circulation rates, replace glycol pneumatic pumps with electric pumps and eliminate stripping gas. The glycol dehydration systems that meet current provincial requirements would reroute dehydrator vent gas to a vapour recovery unit. It is expected that the implementation of these combined technologies would present an average capital cost of \$31,200 for existing facilities and \$10,400 for new facilities, and an average annual operating cost of \$2,250 for existing facilities and \$900 for new facilities. It is estimated that existing facilities, representing approximately 72% of the total affected glycol dehydrators, would carry a capital cost in 2030 with an associated ongoing operating cost. The remaining 28%, representing new facilities, would carry a capital cost from 2027 to 2040 with an associated ongoing operating cost. The analysis for total present value costs includes all capital and operating expenditures from 2027 to 2040. It also considers the decrease in operating costs as facilities that invested capital costs in 2030 reach end of life.

It is estimated that addressing venting emissions from glycol dehydrator systems would result in present value costs to industry of about \$105 million between 2027 and 2040.

des exigences provinciales actuelles, on installerait des séparateurs de détente (réservoir de détente), optimiserait les taux de circulation, remplacerait les pompes pneumatiques au glycol par des pompes électriques et éliminerait le gaz de distillation. Dans les systèmes de déshydratation au glycol qui répondent aux exigences provinciales actuelles, les gaz évacués du déshydrateur seraient réacheminés vers une unité de récupération des vapeurs. On s'attend à ce que la mise en œuvre de ces technologies combinées représente des coûts d'immobilisations moyens de 31 200 \$ pour les installations existantes et de 10 400 \$ pour les nouvelles installations, ainsi que des coûts de fonctionnement annuels moyens de 2 250 \$ pour les installations existantes et de 900 \$ pour les nouvelles installations. On estime que les installations existantes, qui représentent environ 72 % des déshydrateurs au glycol touchés, assumerait des coûts d'immobilisations ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes en 2030. Les 28 % restants, représentés par les nouvelles installations, assumerait des coûts d'immobilisations ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes de 2027 à 2040. L'analyse des coûts totaux en valeur actualisée comprend toutes les dépenses d'immobilisations et de fonctionnement de 2027 à 2040. Elle tient également compte de la baisse des coûts de fonctionnement au fur et à mesure que les installations qui ont investi des capitaux en 2030 atteignent la fin de leur vie.

On estime que la gestion des émissions d'évacuation des systèmes de déshydratation au glycol entraînerait pour l'industrie un coût total en valeur actualisée de 105 millions de dollars entre 2027 et 2040.

Table 6: Compliance costs for glycol dehydrators

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected glycol dehydrators ^a	Total present value costs – 2027 to 2040 (millions of dollars)
Combined solutions for existing facilities	31,200	2,250	2 000	94
Combined solutions for new facilities	10,400	900	800	12
Total	n/a	n/a	2 800	105

^a This is a total of glycol dehydrators affected through the analysis time frame (2027–2040).

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023).

Figures may not add up to total due to rounding.

Tableau 6 : Coûts de conformité pour les déshydrateurs au glycol

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuels (dollars)	Nombre de déshydrateurs au glycol touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée – 2027 à 2040 (millions de dollars)
Solutions combinées pour les installations existantes	31 200	2 250	2 000	94
Solutions combinées pour les nouvelles installations	10 400	900	800	12
Total	s.o.	s.o.	2 800	105

^a C'est le nombre de déshydrateurs au glycol touchés au cours de la période d'analyse (2027-2040).

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans le rapport de Process Ecology (2023).

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Fugitive Emission Detection and Repair Program

Equipment failures can result in leaks or extraordinary venting emissions throughout site piping and production systems. These failures can be identified through routine operations or through specific inspection efforts, and repairs made to stop that condition.

The proposed Amendments would require regulated facilities to undertake structured site inspections, as well as any necessary corrective actions that are identified, which would result in compliance costs. The incremental compliance costs compared to existing practices are calculated by determining the cost to conduct a site inspection survey by facility type and multiplying that by the incremental frequency of inspections under the proposed Amendments. For Type 1 facilities, four comprehensive inspections, one annual inspection, and multiple screening inspections per year are required. This is modelled as five Optical Gas Imaging (OGI)/Method 21 surveys per year. For Type 2 facilities, one comprehensive inspection, one annual inspection and multiple screening inspections per year are required. This is modelled as two (OGI)/Method 21 surveys per year. These requirements, on average, are incrementally two more surveys per year for all facility types, except non-producing wells. Non-producing wells are modelled as one survey per year.

The primary driver for the cost per survey is the time to conduct the survey. It is assumed that increased inspections would not change the number of leaks requiring remedial action, but rather allow them to be discovered sooner, reducing the amount of methane gas released. Therefore, no new equipment or tools would be required

Programme de détection des émissions fugitives et de réparation

Les défaillances d'équipement peuvent causer des fuites ou des émissions d'évacuation extraordinaires à partir des systèmes de tuyauterie et de production du site. Ces défaillances peuvent être relevées dans le cadre des opérations courantes ou d'inspections particulières, et des réparations peuvent être effectuées pour corriger les défaillances.

Les modifications proposées obligerait les installations réglementées à effectuer des inspections structurées de leur site et à prendre toute mesure corrective nécessaire qui serait déterminée, ce qui entraînerait des coûts de conformité. Pour calculer les coûts de conformité supplémentaires par rapport aux pratiques existantes, on détermine le coût d'une inspection de site par type d'installation et on le multiplie par la hausse de la fréquence des inspections prévue par les modifications proposées. Pour les installations de type 1, quatre inspections approfondies, une inspection annuelle et de multiples inspections de dépistage sont nécessaires chaque année, ce qui est modélisé comme étant cinq inspections avec instrument optique de visualisation des gaz/méthode 21 par année. Pour les installations de type 2, une inspection approfondie, une inspection annuelle et de multiples inspections de dépistage sont nécessaires chaque année, ce qui est modélisé comme étant deux inspections avec instrument optique de visualisation des gaz/méthode 21 par année. Ces exigences représentent en moyenne deux inspections supplémentaires par année pour tous les types d'installations, à l'exception des puits non productifs. Ces puits sont modélisés comme faisant l'objet d'une inspection par année.

Le principal facteur du coût par inspection est la durée de l'inspection. On présume que l'augmentation du nombre d'inspections ne changerait pas le nombre de fuites nécessitant des mesures correctives, mais qu'elle permettrait de détecter ces fuites plus tôt, ce qui réduirait la quantité de méthane libérée. Ainsi, le secteur n'aurait pas besoin de

within the sector to comply with the proposed Amendments. The Department estimates that a total of approximately 607 700 sites would be affected by the proposed Fugitive Emission Detection and Repair Program, at a cost of \$175 to \$7,040 per survey, as shown in Table 7 below. The new Fugitive Emission Detection and Repair Program is estimated to result in present value costs to industry of \$4 billion between 2027 and 2040.

Table 7: Compliance costs for fugitive equipment leaks

Facility type	Cost per survey (dollars)	Number of affected facilities and wells ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Non-producing wells	465	372 900	2,022
Wells	175	189 700	779
Gas processing facilities	7,040	500	83
Compressor stations (small)	4,700	4 800	527
Batteries	350	38 300	323
Compressor stations (large)	7,040	1 500	249
Total	n/a	607 700	3,984

^a This is a yearly average of affected facilities and wells.

Note: Costs are derived from ICF (2015).¹¹

Analysis estimates one survey per year for non-producing wells and two per year for all other sources.

Figures may not add up to total due to rounding.

Surface-casing vent flow (venting)

The Department has estimated that there are approximately 6 150 wells in Canada with surface casing venting with varying flow rates. The analysis assumes that vented gas would be sent to a combustor or incinerator from wells with low flow rates (5 to 100 m³/day), while the wells with higher flow rates (exceeding 100 m³/day) would abate emissions by installing compressors to capture the gas. It is estimated that about 5 150 wells would combust the gas, while the balance of about 1 000 wells would capture the gas. Compliance costs associated with implementing the

nouveaux équipements ou outils pour se conformer aux modifications proposées. Le Ministère estime qu'au total, environ 607 700 sites seraient touchés par le Programme de détection des émissions fugitives et de réparation proposé, pour un coût de 175 \$ à 7 040 \$ par inspection, comme le montre le tableau 7 ci-dessous. On estime que le nouveau Programme de détection des émissions fugitives et de réparation entraînerait des coûts actualisés de 4 milliards de dollars pour l'industrie entre 2027 et 2040.

Tableau 7 : Coûts de conformité pour les émissions fugitives provenant d'équipements

Type d'installation	Coût par inspection (dollars)	Nombre d'installations et de puits touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Puits non productifs	465	372 900	2 022
Puits	175	189 700	779
Installation de traitement de gaz	7 040	500	83
Stations de compression (petites)	4 700	4 800	527
Unités	350	38 300	323
Stations de compression (grandes)	7 040	1 500	249
Total	s.o.	607 700	3 984

^a C'est la moyenne annuelle des installations et des puits touchés.

Remarque : Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans ICF (2015)¹¹.

L'analyse estime une inspection par année pour les puits non productifs et deux par année pour toutes les autres sources.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Systèmes de purge des tubages de surface (évacuation)

Le Ministère estime que le Canada compte environ 6 150 puits munis d'un système de purge des tubages de surface; les débits de ces systèmes de purge varient. L'analyse suppose que le gaz purgé des puits à faible débit (5 à 100 m³/jour) soit acheminé vers une chambre de combustion ou un incinérateur et que les émissions des puits à fort débit (plus de 100 m³/jour) soient réduites par l'installation de compresseurs pour capter le gaz. On estime que le gaz purgé serait brûlé à 5 150 puits et capté aux quelque 1 000 autres puits. Les coûts de conformité liés à

¹¹ ICF. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries*. [Online] 2016.

¹¹ ICF. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries*. [Online] 2016.

technologies include capital costs of \$110,000 and \$89,500 per well, respectively, and associated operating expenses of \$2,800 and \$8,500 per year per well. Of the total number of affected wells from 2027 to 2040, approximately 65% would bear a capital cost in 2027 and an associated ongoing operating cost. The remaining affected wells, at a rate of 3% per year, will have a capital expense each year thereafter and an associated ongoing operating expense. The surface-casing vent flow (SCVF) requirement is estimated to result in present value costs to industry of \$809 million between 2027 and 2040.

l'installation et l'exploitation de la technologie nécessaire comprennent des coûts d'immobilisations de 110 000 \$ et de 89 500 \$ par puits, respectivement, et des frais d'exploitation de 2 800 \$ et de 8 500 \$ par année par puits. Du nombre total de puits touchés entre 2027 et 2040, environ 65 % assument des coûts d'immobilisations ainsi que des coûts de fonctionnement permanents connexes en 2027. Le reste des puits touchés, à un taux de 3 % par année, auraient des dépenses d'immobilisations ainsi que des dépenses de fonctionnement permanentes connexes chaque année par la suite. On estime que l'exigence concernant les systèmes de purge des tubages de surface entraînerait des coûts actualisés de 809 millions de dollars pour l'industrie entre 2027 et 2040.

Table 8: Compliance costs for surface-casing vent flow

Compliance action	Capital costs (dollars)	Annual operating costs (dollars)	Number of affected wells ^a	Total present value costs 2027 to 2040 (millions of dollars)
Install casing gas recovery and combustion equipment	110,000	2,800	5 150	647
Install casing gas recovery and compression equipment for gas conservation	89,500	8,500	1 000	162
Total	n/a	n/a	6 150	809

^a This is a total of wells affected through the analysis time frame (2027–2040).

Note: Costs derived from the Process Ecology report (2023).

Figures may not add up to total due to rounding.

Tableau 8 : Coûts de conformité pour les systèmes de purge des tubages de surface

Mesure de conformité	Coûts d'immobilisations (dollars)	Coûts de fonctionnement annuel (dollars)	Nombre de puits touchés ^a	Coûts totaux en valeur actualisée 2027 à 2040 (millions de dollars)
Installation de récupération et de combustion des gaz de tubage	110 000	2 800	5150	647
Installation de récupération et de compression des gaz de tubage pour leur conservation	89 500	8 500	1 000	162
Total	s.o.	s.o.	6 150	809

^a C'est le nombre total de puits touchés au cours de la période d'analyse (2027-2040).

Remarque: Les coûts ont été calculés à partir de données présentées dans le rapport de Process Ecology (2023).

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Over the time frame of analysis, the total costs of compliance are \$15.1 billion, as shown in Table 9 below.

Au cours de la période d'analyse, les coûts de conformité totalisent 15,1 milliards de dollars, comme le montre le tableau 9 ci-dessous.

Table 9: Industry compliance costs by source (millions of dollars)

Source	Undiscounted 2027	Undiscounted 2030	Undiscounted 2040	Discounted Total 2027–2040	Annualized ¹²
Venting and flaring ^a	130	2,106	335	4,745	392
Pneumatic instruments	71	1,209	255	3,251	269
Pneumatic pumps	18	303	67	835	69
Compressor seals	56	950	43	1,336	110
Glycol dehydrators	1	62	6	105	9
Fugitive equipment leaks	346	339	350	3,984	329
Surface-casing vent flow	443	35	40	809	67
Total	1,065	5,005	1,096	15,066	1,244

^a Includes conventional venting, flaring/incineration, blowdowns and well liquids unloading.

¹² All annualized values are the cost equivalent of the present value costs, if they were paid over 14 equal annual payments starting in 2027 at the discount rate.

Tableau 9 : Coûts de conformité pour l'industrie par source (millions de dollars)

Source	Coûts non actualisés 2027	Coûts non actualisés 2030	Coûts non actualisés 2040	Total des coûts actualisés 2027-2040	Coûts annualisés ¹²
Évacuation et torchage ^a	130	2 106	335	4 745	392
Instruments pneumatiques	71	1 209	255	3 251	269
Pompes pneumatiques	18	303	67	835	69
Joint d'étanchéité des compresseurs	56	950	43	1 336	110
Déshydrateurs au glycol	1	62	6	105	9
Émissions fugitives provenant de l'équipement	346	339	350	3 984	329
Systèmes de purge des tubages de surface	443	35	40	809	67
Total	1 065	5 005	1 096	15 066	1 244

^a Comprend l'évacuation conventionnelle, le torchage ou l'incinération, les purges et le déchargement des liquides de puits.

¹² Les coûts annualisés sont l'équivalent des coûts actualisés s'ils étaient payés en 14 versements annuels égaux à partir de 2027 au taux d'actualisation.

Industry administrative costs

The proposed Amendments would impose incremental administrative costs to industry attributable to learning about the new requirements, assessing applicability, registration, increased record-keeping requirements, and reporting. From 2027 to 2040, these industry administrative costs are estimated to be \$312 million, as shown in Table 10 below. See the “One-for-one rule” section for details on administrative costs.

Coûts administratifs pour l'industrie

Les modifications proposées imposeraient à l'industrie des coûts administratifs supplémentaires liés à la prise de connaissance des nouvelles exigences, à l'évaluation de leur applicabilité, à l'enregistrement, aux exigences accrues en matière de tenue de dossiers et à la production de rapports. De 2027 à 2040, ces coûts administratifs sont estimés à 312 millions de dollars, comme le montre le tableau 10 plus bas. Pour en savoir plus sur les coûts administratifs, voir la section “Règle du « un pour un »”.

Government administrative costs

The Government of Canada is not expected to incur any additional costs beyond the need to inform stakeholders of the proposed Amendments. This is because the existing implementation, compliance, and enforcement policies and programs would continue to apply.

Coûts administratifs pour le gouvernement

Les modifications proposées ne devraient pas entraîner de coûts supplémentaires pour le gouvernement, autres que ceux nécessaires pour informer les parties intéressées des modifications proposées, car les politiques et programmes existants de mise en œuvre, de conformité et d'application de la loi continueront de s'appliquer.

Table 10: Summary of compliance and administrative costs for industry (millions of dollars)

Source	Undiscounted 2027	Undiscounted 2030	Undiscounted 2040	Discounted Total 2027-2040	Annualized
Compliance costs	1,065	5,005	1,096	15,066	1,244
Administrative costs	31	26	26	312	26
Total cost to industry	1,096	5,032	1,122	15,378	1,270

Tableau 10 : Résumé des coûts de conformité et des coûts administratifs pour l'industrie (millions de dollars)

Source	Coûts non actualisés 2027	Coûts non actualisés 2030	Coûts non actualisés 2040	Total des coûts actualisés 2027-2040	Coûts annualisés
Coûts de conformité	1 065	5 005	1 096	15 066	1 244
Coûts administratifs	31	26	26	312	26
Coût total pour l'industrie	1 096	5 032	1 122	15 378	1 270

Benefits of regulatory coverage and compliance

The proposed Amendments are expected to reduce vented and fugitive emissions of methane through the requirements to conserve or destroy fugitive and vented hydrocarbon gas. Reductions in carbon dioxide emissions are also expected due to a decrease in flaring activities and an increase in capture of the flared gas. The social cost of methane (SCM) has been applied to the expected methane (CH₄) emission reductions, and the social cost of carbon (SCC) has been applied to the expected CO₂ emission reductions, to value the avoided climate change damages resulting from reductions in GHG emissions.

In addition, it is estimated that emissions of volatile organic compounds (VOCs) would be reduced, which would be expected to lead to improved air quality, which can improve the environment and health of Canadians. While the VOC reductions have been estimated, their impacts are only discussed qualitatively in this analysis. As well, some natural gas that would have otherwise been wasted would be conserved as a potential energy source. This benefit has been quantified in terms of energy savings but has not been monetized in this analysis. Thus, the

Avantages de la portée du Règlement et de la conformité à celui-ci

Les modifications proposées devraient réduire les émissions d'évacuation et les émissions fugitives de méthane en obligeant l'industrie à conserver ou à détruire ce gaz d'hydrocarbures. On s'attend également à une réduction des émissions de dioxyde de carbone en raison d'une diminution des activités de torchage et d'une augmentation de la capture de ces émissions. Afin d'évaluer les dommages liés aux changements climatiques qui seraient évités grâce aux réductions des émissions de GES, le coût social du méthane (CSM) a été appliqué aux réductions prévues des émissions de méthane (CH₄), et le coût social du carbone (CSC) a été appliqué aux réductions prévues des émissions de CO₂.

En outre, on estime que les émissions de composés organiques volatils (COV) seraient réduites, ce qui devrait améliorer la qualité de l'air ainsi que la santé des Canadiens et de l'environnement. Les réductions des COV ont été estimées, mais leurs impacts ne sont abordés que de manière qualitative dans la présente analyse. De plus, une partie du gaz naturel qui aurait été gaspillée serait conservée en tant que source d'énergie potentielle. Cet avantage a été quantifié en termes d'économie d'énergie, mais sa valeur monétaire n'a pas été calculée dans l'analyse. Par

monetized benefits likely underestimate the total value to society of the proposed Amendments.

Quantification of benefits

The Department has developed a methane emission estimation process for the oil and gas sector to determine the expected GHG and VOC emissions reductions associated with the existing Regulations, as well as to determine the likely outcomes of the proposed Amendments. This process generates a quantitative result for CH₄, CO₂ and VOC emissions at a sectoral level.

GHG and VOC emissions are calculated based on the number of oil and gas facilities, which relates the facility activities to oil and gas products. Each facility type has an emissions profile that is based on the equipment and their respective emission factors under a baseline and regulatory scenario. Once GHG and VOC emissions are calculated at the facility level, they are then aggregated to the following oil and gas sectors for each province and compliance standard: natural gas production, natural gas processing, natural gas pipelines, light oil mining, and heavy oil mining.

The data for the source-level input parameters differ for each emission source:

Pneumatic devices

- Determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia (Prasino, 2013);¹³
- Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study (Clearstone, 2018);¹⁴
- British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study (Cap-Op Energy, 2019);¹⁵
- Oil and Gas Inventory Information Enhancement and Economic Analysis Study (Advisian, 2019);¹⁶
- Pneumatic Vent Gas Measurement (Spartan Controls, 2018).¹⁷

Fugitive equipment leaks

- Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study (Clearstone, 2018).¹⁸

conséquent, les avantages monétaires estimés dans l'analyse sous-estiment sans doute la valeur totale des modifications proposées pour la société.

Quantification des avantages

Le Ministère a élaboré un processus d'estimation des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier afin de déterminer les réductions prévues des émissions de GES et de COV associées au règlement existant, ainsi que les résultats probables des modifications proposées. Ce processus produit des résultats quantitatifs pour les émissions de CH₄, de CO₂ et de COV du secteur.

Le Ministère calcule les émissions de GES et de COV d'après le nombre d'installations pétrolières ou gazières et en reliant les activités des installations aux produits pétroliers ou gaziers. Chaque type d'installation présente un profil d'émissions en fonction de ses équipements et de ses facteurs d'émission dans un scénario de référence et un scénario réglementaire. Les émissions de GES et de COV sont calculées pour chaque installation, puis elles sont totalisées par province et par norme de conformité pour chacun des secteurs suivants : production de gaz naturel; traitement du gaz naturel; gazoducs; extraction de pétrole léger; extraction de pétrole lourd.

Les données pour les paramètres d'entrée diffèrent selon les sources d'émission :

Dispositifs pneumatiques

- Determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia (Prasino, 2013)¹³;
- Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study (Clearstone, 2018)¹⁴;
- British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study (Cap-Op Energy, 2019)¹⁵;
- Oil and Gas Inventory Information Enhancement and Economic Analysis Study (Advisian, 2019)¹⁶
- Pneumatic Vent Gas Measurement (Spartan Controls, 2018)¹⁷.

Émissions fugitives provenant d'équipements

- Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study (Clearstone, 2018)¹⁸;

¹³ Prasino, Determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013

¹⁴ Clearstone Engineering, Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study, 2018

¹⁵ Cap-Op Energy, British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study, 2019

¹⁶ Advisian, Oil and Gas Inventory Information Enhancement and Economic Analysis Study, 2019

¹⁷ Spartan Controls, Pneumatic Vent Gas Measurement, 2018

¹⁸ Clearstone Engineering, Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study, 2018

¹³ Prasino, Determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013

¹⁴ Clearstone Engineering, Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study, 2018

¹⁵ Cap-Op Energy, British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study, 2019

¹⁶ Advisian, Oil and Gas Inventory Information Enhancement and Economic Analysis Study, 2019

¹⁷ Spartan Controls, Pneumatic Vent Gas Measurement, 2018

¹⁸ Clearstone Engineering, Update of Equipment, Component and Fugitive Emission Factors for Alberta Upstream Oil and Gas Study, 2018

- British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study (Cap-Op Energy, 2019);¹⁹
- EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates (EPA, 1995).²⁰

Compressor seals and vents

- Statistical Analysis of Leak Detection and Repair in Canada (Carbon Limits, 2017);²¹
- Using the Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) Data to Improve the National Greenhouse Gas Emissions Inventory for Petroleum and Natural Gas Systems (API, 2017).²²

Glycol dehydrators

- AER Methane Emission Reduction Methodology and Assumptions;²³
- Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors (Clearstone, 2014);²⁴
- AER Statistical Report ST-60B (2021).²⁵

Venting and flaring

- Petrinex Public Data by province.²⁶

Facilities are differentiated based on oil and gas products as well as facility type. The number of oil and gas facilities in operation changes annually.

The total number of devices, components, equipment, wells or facilities is based on the number of estimated active oil and gas wells and facilities, which is obtained from publicly reported data,²⁷ and provincial reports, obtained through federal-provincial government engagements for historical counts and projected using production forecast data from the CER.²⁸

To estimate emissions of the various pollutants contained in emitted gases, the composition of gas streams was determined using estimates of gas composition from province-specific reports and datasets. For Alberta, township-specific well composition data was retrieved

- British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study (Cap-Op Energy, 2019)¹⁹;
- EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates (EPA, 1995)²⁰.

Joints d'étanchéité et événements des compresseurs

- Statistical Analysis of Leak Detection and Repair in Canada (Carbon Limits, 2017)²¹;
- Using the Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP) Data to Improve the National Greenhouse Gas Emissions Inventory for Petroleum and Natural Gas Systems (API, 2017)²².

Déshydrateurs au glycol

- AER Methane Emission Reduction Methodology and Assumptions²³.
- Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors (Clearstone, 2014)²⁴
- AER Statistical Report ST-60B (2021)²⁵

Évacuation et torchage

- Petrinex Public Data by province²⁶.

Les installations sont différenciées selon leur type et leurs produits pétroliers ou gaziers. Le nombre d'installations pétrolières et gazières en activité varie chaque année.

Le nombre total de dispositifs, de composants, d'équipements, de puits ou d'installations est estimé d'après les nombres de puits et d'installations pétrolières ou gazières de chaque type en activité. Le nombre est estimé d'après des données publiques²⁷ et les rapports provinciaux obtenus dans le cadre d'une collaboration fédérale-provinciale, et il est projeté en fonction des données de prévision de la Régie de l'énergie du Canada²⁸.

Pour estimer les émissions des divers polluants contenus dans les gaz émis, la composition des flux gazeux a été déterminée à l'aide d'estimations de la composition des gaz tirées de rapports et de jeux de données propres à chaque province. Pour l'Alberta, les données sur la composition du gaz dans les puits par comté ont été tirées de Tyner et

¹⁹ Cap-Op Energy, British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study, 2019

²⁰ U.S. EPA: Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995

²¹ Carbon Limits: Statistical Analysis of leak detection and repair in Canada, 2017

²² American Petroleum Institute, Using the Greenhouse Gas Reporting Program Data to Improve the National Greenhouse Gas Emissions Inventory for Petroleum and Natural Gas Systems, 2017

²³ Alberta Energy Regulator, Methane Emission Reduction Methodology and Assumptions

²⁴ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014

²⁵ Alberta Energy Regulator, Statistical Report ST-60B 2021, 2021

²⁶ [Petrinex Public Data](#)

²⁷ [Petrinex Public Data](#)

²⁸ Canada Energy Regulator, Canada's Energy future Report, 2021

¹⁹ Cap-Op Energy, British Columbia Oil and Gas Methane Emissions Field Study, 2019

²⁰ U.S. EPA: Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995

²¹ Carbon Limits: Statistical Analysis of leak detection and repair in Canada, 2017

²² American Petroleum Institute, Using the Greenhouse Gas Reporting Program Data to Improve the National Greenhouse Gas Emissions Inventory for Petroleum and Natural Gas Systems, 2017

²³ Alberta Energy Regulator, Methane Emission Reduction Methodology and Assumptions

²⁴ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014

²⁵ Alberta Energy Regulator, Statistical Report ST-60B 2021, 2021

²⁶ [Petrinex Public Data](#)

²⁷ [Petrinex Public Data](#)

²⁸ Régie de l'énergie du Canada, Avenir énergétique du Canada, 2021

from Tyner and Johnson (2020)²⁹ and attributed to facility subtypes in the province. For British Columbia, drilling data was collected from the BC Energy Regulator website³⁰ and attributed to facility subtypes in the province. For Saskatchewan, gas composition data was obtained from the Saskatchewan Ministry of Energy and Resources for each production class in Saskatchewan. This data was attributed to facility subtypes in the province. For Manitoba, the data from the Estevan production class in Saskatchewan was chosen to represent similar production activity and composition in the Bakken region. Finally, compositional data from Alberta was applied to Ontario for the analysis.

To obtain the amounts of CO₂, CH₄ or VOCs reduced, the natural gas reductions are multiplied by the composition ratios for each standard. Table 11 below provides the aggregated gas composition by province and product type, formatted for conciseness.

Johnson (2020)²⁹ et attribuées aux sous-types d'installations dans la province. Pour la Colombie-Britannique, des données de forage ont été recueillies sur le site Web du BC Energy Regulator³⁰ et attribuées aux sous-types d'installations dans la province. Pour la Saskatchewan, les données sur la composition du gaz pour chaque classe de production ont été obtenues auprès du ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan et attribuées aux sous-types d'installations dans la province. Pour le Manitoba, les données sur la classe de production d'Estevan en Saskatchewan ont été utilisées pour représenter l'activité de production et la composition gazeuse similaires dans la région de Bakken. Enfin, les données sur la composition des gaz de l'Alberta ont été appliquées à l'Ontario pour l'analyse.

Par calculer les réductions des émissions de CO₂, de CH₄ ou de COV, les réductions des émissions de gaz naturel sont multipliées par les rapports de composition des gaz pour chaque norme. Le tableau 11 ci-dessous présente de façon concise la composition des gaz par province et par type de produit.

Table 11: Composition of gas by source and product type

Province	Oil/gas production type	CH ₄	CO ₂	VOC
Alberta/Ontario	Light oil	70%	2%	14%
Alberta	Heavy oil	89%	6%	2%
Alberta	Non-associated gas	79%	2%	8%
Alberta	Tight gas	79%	2%	8%
Alberta	Shale gas	79%	2%	8%
Alberta	Coalbed methane	79%	2%	8%
Alberta	Gas processing	73%	3%	11%
British Columbia	Light oil	69%	2%	15%
British Columbia	Non-associated gas	71%	2%	13%
British Columbia	Tight gas	71%	2%	13%
British Columbia	Shale gas	71%	2%	13%
British Columbia	Gas processing	71%	3%	12%
Saskatchewan	Light oil	50%	2%	30%
Saskatchewan	Heavy oil	81%	3%	7%
Saskatchewan	Non-associated gas	68%	2%	17%
Saskatchewan	Tight gas	68%	2%	17%
Saskatchewan	Gas processing	71%	3%	15%
Manitoba	Light oil	36%	3%	36%

²⁹ Tyner, D., Johnson, M. 2020. Improving Upstream Oil and Gas Emissions Estimates with Updated Gas Composition Data. Energy and Emissions Research Laboratory, Carleton University. Prepared for Environment and Climate Change Canada.

³⁰ Drilling Data for All Wells in BC [BCOGC-41984], British Columbia Oil and Gas Commission, Accessed Sept. 2021. [Online].

²⁹ Tyner, D., Johnson, M. 2020. Improving Upstream Oil and Gas Emissions Estimates with Updated Gas Composition Data. Energy and Emissions Research Laboratory, Université de Carleton. Préparé pour Environnement et changement climatique Canada.

³⁰ Drilling Data for All Wells in BC [BCOGC-41984], British Columbia Oil and Gas Commission, consulté en septembre 2021. [En ligne]

Tableau 11 : Composition du gaz par source et type de produit

Province	Type de production de pétrole ou de gaz	CH ₄	CO ₂	COV
Alberta/Ontario	Pétrole léger	70 %	2 %	14 %
Alberta	Pétrole lourd	89 %	6 %	2 %
Alberta	Gaz non associé	79 %	2 %	8 %
Alberta	Gaz de réservoir compact	79 %	2 %	8 %
Alberta	Gaz de schiste	79 %	2 %	8 %
Alberta	Méthane de houille	79 %	2 %	8 %
Alberta	Traitement du gaz	73 %	3 %	11 %
Colombie-Britannique	Pétrole léger	69 %	2 %	15 %
Colombie-Britannique	Gaz non associé	71 %	2 %	13 %
Colombie-Britannique	Gaz de réservoir compact	71 %	2 %	13 %
Colombie-Britannique	Gaz de schiste	71 %	2 %	13 %
Colombie-Britannique	Traitement du gaz	71 %	3 %	12 %
Saskatchewan	Pétrole léger	50 %	2 %	30 %
Saskatchewan	Pétrole lourd	81 %	3 %	7 %
Saskatchewan	Gaz non associé	68 %	2 %	17 %
Saskatchewan	Gaz de réservoir compact	68 %	2 %	17 %
Saskatchewan	Traitement du gaz	71 %	3 %	15 %
Manitoba	Pétrole léger	36 %	3 %	36 %

Methane emissions are aligned with GHG emissions that the Energy, Emissions and Economy Model for Canada (E3MC) projects in the Department's GHG Emissions Reference Case.³¹ The emission reduction estimates are compared to the baseline emissions for the entire oil and gas sector contained in the Department's Reference Case to determine how the proposed Amendments would be expected to reduce emissions of CH₄, CO₂ and VOCs over the time frame of analysis.

Greenhouse gas emission reductions

The proposed Amendments are estimated to reduce up to 8.4 Mt of methane emissions over the time frame of analysis, as shown below.

Table 12: Methane reductions for specific managed emission sources (Mt CH₄)

Source	2027	2030	2040	2027–2040
Venting and flaring ^a	0.01	0.14	0.15	1.61
Pneumatic instruments	0.01	0.11	0.11	1.21
Pneumatic pumps	0.00	0.05	0.05	0.60

Les émissions de méthane correspondent aux émissions de GES que le modèle énergie-émissions-économie du Canada (M3EC) projette dans le scénario de référence des émissions de GES du Ministère³¹. Les estimations de réduction des émissions sont comparées aux émissions de référence pour l'ensemble du secteur du pétrole et du gaz, contenues dans le scénario de référence du Ministère, afin de déterminer comment les modifications proposées devraient réduire les émissions de CH₄, de CO₂ et de COV au cours de la période d'analyse.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre

On évalue que les modifications proposées devraient entraîner une réduction des émissions de méthane pouvant atteindre jusqu'à 8,4 Mt au cours de la période d'analyse, comme il est indiqué ci-dessous.

³¹ Canada's Eighth National Communication and Fifth Biennial Report on Climate Change (2022) – Executive summary

³¹ Huitième communication nationale sur les changements climatiques et cinquième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques (2022) – Sommaire

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Compressor seals	0.00	0.06	0.04	0.54
Glycol dehydrators	0.00	0.01	0.01	0.09
Fugitive equipment leaks	0.24	0.23	0.24	3.29
Surface-casing vent flow	0.09	0.08	0.07	1.05
Total	0.36	0.69	0.66	8.39

^a Includes conventional venting, flaring/incineration, blowdowns and well liquids unloading.

Tableau 12 : Réduction du méthane pour des sources d'émissions gérées précises (Mt de CH₄)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Évacuation et torchage ^a	0,01	0,14	0,15	1,61
Instruments pneumatiques	0,01	0,11	0,11	1,21
Pompes pneumatiques	0,00	0,05	0,05	0,60
Joints d'étanchéité	0,00	0,06	0,04	0,54
Déshydrateurs au glycol	0,00	0,01	0,01	0,09
Émissions fugitives provenant d'équipements	0,24	0,23	0,24	3,29
Système de purge des tubages de surface	0,09	0,08	0,07	1,05
Total	0,36	0,69	0,66	8,39

^a Comprend l'évacuation conventionnelle, le torchage ou l'incinération, les purges, de même que le déchargement des liquides des puits.

The proposed Amendments are also estimated to reduce 7.3 Mt of carbon dioxide emissions between 2027 and 2040 due to a decrease in flaring activities and an increase in capture of the flared gas. In 2027, there is a slight increase in estimated CO₂ emissions due to the assumption that one of the compliance actions taken for compressor seals and vents as well as surface casing vent flows sources would be to incinerate or burn the otherwise vented gas. This increase in CO₂ emissions is minor compared to the overall decrease in CO₂ emissions over the time frame of analysis, as shown in Table 13 below.

Les modifications proposées devraient également réduire de 7,3 Mt les émissions de dioxyde de carbone entre 2027 et 2040 en raison d'une diminution des activités de torchage et d'une augmentation du captage des gaz torchés. En 2027, il y a une légère augmentation des émissions de CO₂ estimées en raison de l'hypothèse que l'une des mesures de conformité prises pour les joints d'étanchéité et les événements ainsi que pour les systèmes de purge des tubages de surface serait d'incinérer ou de brûler les gaz autrement évacués. Cette augmentation des émissions de CO₂ est mineure par rapport à la diminution globale des émissions de CO₂ au cours de la période d'analyse, comme le montre le tableau 13 ci-dessous.

Table 13: CO₂ emission reductions (increases) by source (in Mt CO₂)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Venting and flaring ^a	0.07	1.27	1.30	14.2
Pneumatic instruments	0	0	0	0
Pneumatic pumps	0	0	0	0
Compressor seals	(0.01)	(0.15)	(0.08)	(1.24)
Glycol dehydrators	0	0	0	0
Fugitive equipment leaks	0	0	0	0
Surface-casing vent flow	(0.49)	(0.43)	(0.38)	(5.65)
Total	(0.44)	0.69	0.84	7.33

^a Includes conventional venting, flaring/incineration, blowdowns and well liquids unloading.

Tableau 13 : Réductions (ou augmentations) des émissions de CO₂ par source (en Mt de CO₂)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Évacuation et torçage ^a	0,07	1,27	1,30	14,22
Instruments pneumatiques	0	0	0	0
Pompes pneumatiques	0	0	0	0
Joint d'étanchéité	(0,01)	(0,15)	(0,08)	(1,24)
Déshydrateurs au glycol	0	0	0	0
Émissions fugitives provenant d'équipements	0	0	0	0
Système de purge des tubages de surface	(0,49)	(0,43)	(0,38)	(5,65)
Total	(0,44)	0,69	0,84	7,33

^a Comprend l'évacuation conventionnelle, le torçage ou l'incinération, les purges, de même que le déchargement des liquides des puits.

Overall, the proposed Amendments are estimated to contribute more than 17 Mt of GHG emission reductions in 2030, and about 217 Mt of GHG emission reductions from 2027 to 2040. This includes methane reductions expressed as CO₂ equivalents (CO₂e) using a global warming potential factor of 25,³² as shown in Table 14 below.

Table 14: GHG reductions (CO₂e) in select years

GHG	2027	2030	2040	2027-2040
CO ₂ e of CH ₄	8.94	17.14	16.62	209.75
CO ₂	(0.44)	0.69	0.84	7.33
Total	8.50	17.83	17.47	217.08

To monetize these GHG benefits, the quantity of avoided GHG emissions each year was multiplied by the Department's schedule of the value of the social cost of methane (SCM) and social cost of carbon (SCC). In November 2022, the U.S. EPA released its draft Report on the Social Cost of Greenhouse Gases,³³ in which the social cost of greenhouse gas emission (SC-GHG) methodologies and values have been updated and presented for CO₂, CH₄ and N₂O. In April 2023, the Department published draft SC-GHG guidance for Canada³⁴ in alignment with the SC-GHG values proposed by the U.S. EPA. The value of the social cost of methane employed in this analysis and expressed in constant 2022 dollars is \$2,456 in 2022 and increases to \$4,479 in 2040. The value of the social cost of carbon employed in this analysis and expressed in constant 2022 dollars is \$273 in 2022 and increases to \$365 in 2040. The resulting estimated present value of the reduction of GHGs is about \$27.8 billion.

³² Fourth Assessment Report to the International Panel on Climate Change, Working Group 1 (2007) [PDF]

³³ EPA Draft "Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances"

³⁴ Social cost of greenhouse gas emissions

Dans l'ensemble, les modifications proposées devraient contribuer à des réductions des émissions de GES de plus de 17 Mt en 2030 et d'environ 217 Mt entre 2027 et 2040. Ces quantités comprennent les réductions de méthane exprimées en équivalents CO₂ (éq. CO₂) selon un facteur de potentiel de réchauffement de la planète de 25³², comme le montre le tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14: Réductions de GES (éq. CO₂) pour certaines années

GES	2027	2030	2040	2027-2040
Éq. CO ₂ de CH ₄	8,94	17,14	16,62	209,75
CO ₂	(0,44)	0,69	0,84	7,33
Total	8,50	17,83	17,47	217,08

Pour monétiser ces avantages en matière de GES, la quantité d'émissions de GES évitées chaque année a été multipliée par le calendrier du Ministère quant à la valeur du coût social du méthane (CSN) et du coût social du carbone (CSC). En novembre 2022, l'EPA des États-Unis a publié son rapport provisoire sur le coût social des gaz à effet de serre³³, dans lequel les méthodologies et les valeurs du coût social des émissions de gaz à effet de serre (CS-GES) ont été mises à jour et présentées pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O. En avril 2023, le Ministère a publié des lignes directrices provisoires sur le CS-GES pour le Canada³⁴, conformément avec les valeurs du CS-GES proposées par l'EPA des États-Unis. La valeur du coût social du méthane utilisé dans cette analyse et exprimée en dollars constants de 2022 est de 2 456 \$ en 2022 et passe à 4 479 \$ en 2040. La valeur du coût social du carbone utilisé dans cette analyse et exprimée en dollars constants de 2022 est de 273 \$ en 2022 et passe à 365 \$ en 2040. La valeur actuelle de la

³² Contribution du Groupe de travail I au Quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2007) [PDF]

³³ Rapport provisoire de l'EPA sur le coût social des gaz à effet de serre : Estimations tenant compte des récentes avancées scientifiques (disponible en anglais seulement)

³⁴ Coût social des émissions de gaz à effet de serre

réduction des GES qui en découlerait est évaluée à environ 27,8 milliards de dollars.

Table 15: Total present value of GHG emission reductions (millions of dollars)

Monetized benefits (costs)	Undiscounted 2027	Undiscounted 2030	Undiscounted 2040	Discounted total 2027–2040	Annualized
Value of CH ₄ (using SCM)	1,062	2,249	2,978	25,767	2,128
Value of CO ₂ (using SCC)	(130)	217	308	1,986	164
Total benefits	932	2,467	3,286	27,753	2,292

Tableau 15 : Valeur actuelle totale des réductions des émissions de GES (en millions de dollars)

Avantages monétisés (coûts)	Non actualisés 2027	Non actualisés 2030	Non actualisés 2040	Total non actualisé 2027–2040	Annualisés
Valeur du CH ₄ (selon le CSM)	1 062	2 249	2 978	25 767	2 128
Valeur du CO ₂ (selon le CSC)	(130)	217	308	1 986	164
Avantages totaux	932	2 467	3 286	27 753	2 292

VOC emission reductions

The proposed Amendments would reduce VOCs emissions entering the atmosphere by up to 1 485 kilotonnes (kt) over the time frame of the analysis as shown in Table 16 below, which is expected to reduce the associated adverse health impacts to people in Canada. Although air quality impacts were not modelled, health benefits attributable to air pollutant reductions are expected to ensue from the proposed Amendments, due to reductions in the contribution of VOCs to ambient fine particulate matter (PM_{2.5}) and ground-level ozone, and from reductions in releases of toxic substances such as benzene.

Réduction des émissions de COV

Les modifications proposées entraîneraient des réductions des émissions de COV qui pénètrent dans l'atmosphère allant jusqu'à 1 485 kilotonnes (kt) au cours de la période d'analyse, comme le montre le tableau 16 ci-dessous, ce qui devrait donner lieu à une réduction des effets néfastes connexes sur la santé de la population canadienne. Bien que les effets sur la qualité de l'air n'aient pas été modélisés, les modifications proposées devraient entraîner des avantages pour la santé attribuables aux réductions des polluants atmosphériques, en raison des réductions de la contribution des COV aux particules fines (PM_{2.5}) et à l'ozone troposphérique, ainsi qu'aux réductions des rejets de substances toxiques comme le benzène.

Table 16: Estimated VOC reductions by source (in kt)

Source	2027	2030	2040	2027–2040
Venting and flaring ^a	1.1	19.3	17.2	198.9
Pneumatic instruments	1.5	26.9	24.4	281.4
Pneumatic pumps	0.4	7.3	7.2	80.6
Compressor seals	0.7	11.4	7.0	101.7
Glycol dehydrators	0	0	0	0
Fugitive equipment leaks	54.2	48.6	45.4	659.0
Surface-casing vent flow	14.2	12.3	10.8	163.3
Total	72.2	125.8	112.0	1,484.9

^a Includes conventional venting, flaring/incineration, blowdowns and well liquids unloading.

Tableau 16 : Réductions estimées des COV par source (en kt)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Évacuation et torchage ^a	1,1	19,3	17,2	198,9
Instruments pneumatiques	1,5	26,9	24,4	281,4
Pompes pneumatiques	0,4	7,3	7,2	80,6
Joints d'étanchéité	0,7	11,4	7,0	101,7
Déshydrateurs au glycol	0	0	0	0
Fuites fugitives provenant de l'équipement	54,2	48,6	45,4	659,0
Système de purge des tubages de surface	14,2	12,3	10,8	163,3
Total	72,2	125,8	112,0	1 484,9

^a Comprend l'évacuation conventionnelle, le torchage ou l'incinération, les purges, de même que le déchargement des liquides de puits.

VOCs are air pollutants that contribute to the formation of ground-level ozone and PM_{2,5}, which are the main constituents of smog. These air pollutants cause adverse effects on the environment and on human health, contributing to respiratory symptoms, disease burden and premature death. Children, the elderly, and individuals with underlying health conditions are particularly vulnerable to the adverse effects of air pollution. A reduction in emissions of VOCs would be expected to yield health benefits by reducing illness and premature deaths linked to respiratory and cardiovascular diseases attributable to PM_{2,5} and ground-level ozone. Air quality modelling was not conducted to quantify and monetize the impact of emissions reductions on ambient air pollutant concentrations associated with the proposed Amendments. The proposed Amendments are incremental to the 2018 Regulations³⁵ and would be expected to further reduce VOC emissions and the associated adverse health impacts to people in Canada. The local and regional impacts would depend on emission sources, meteorology, where reductions occur and populations, which would likely determine the distribution of health benefits attributable to the proposed Amendments.

Conserved gas savings

Methane is the primary component in natural gas, which can be used as a source of energy for heating, cooking, and electricity generation. Technical and process changes required by the proposed Amendments would limit methane venting and reduce fugitive emissions and routine flaring. These reductions would be achieved through either combustion or conservation. The conserved gas would thus lead to the conservation of approximately 686 petajoules (PJ) of natural gas (see Table 17 below).

Les COV sont des polluants atmosphériques qui contribuent à la formation d'ozone troposphérique et de PM_{2,5}, les principaux composants du smog. Ces polluants provoquent des effets néfastes sur l'environnement et la santé humaine, et ils contribuent à des symptômes respiratoires, au fardeau des maladies et à des décès prématurés. Les enfants, les personnes âgées et les personnes ayant des problèmes de santé sous-jacents sont particulièrement vulnérables aux effets néfastes de la pollution atmosphérique. On s'attendrait à ce qu'une réduction des émissions de COV ait des effets bénéfiques sur la santé en réduisant la morbidité et les décès prématurés liés aux maladies respiratoires et cardiovasculaires attribuables aux PM_{2,5} et à l'ozone troposphérique. Aucune modélisation de la qualité de l'air n'a été effectuée pour quantifier et monétiser les effets de la réduction des émissions sur les concentrations de polluants atmosphériques associée aux modifications proposées. Les modifications proposées sont complémentaires au règlement de 2018³⁵, et on s'attend à ce qu'elles réduisent davantage les émissions de COV et les effets néfastes sur la santé des Canadiens et des Canadiennes. Les effets locaux et régionaux dépendraient des sources des émissions, des conditions météorologiques, des lieux des réductions et de la population, ce qui déterminerait probablement la répartition des avantages pour la santé attribuables aux modifications proposées.

Économie de gaz conservé

Le gaz naturel est composé principalement de méthane et peut être utilisé comme source d'énergie pour le chauffage, la cuisson et la production d'électricité. Les changements techniques et de processus requis par les modifications proposées limiteraient l'évacuation du méthane et réduiraient les émissions fugitives et le torchage systématique. On obtiendrait ces réductions par le biais de la combustion ou de la conservation. Le gaz conservé entraînerait donc la conservation d'environ 686 pétajoules (PJ) de gaz naturel (voir le tableau 17 ci-dessous).

³⁵ *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*: SOR/2018-66

³⁵ *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, DORS/2018-66

Table 17: Estimation of conserved gas by source (in PJ)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Venting and flaring ^a	1.5	29.1	30.5	331.2
Pneumatic instruments	0.3	6.4	6.1	69.0
Pneumatic pumps	0.2	3.0	3.1	34.2
Compressor seals	0.2	2.4	1.6	22.0
Glycol dehydrators	0.2	0.4	0.4	5.0
Fugitive equipment leaks	14.0	13.4	13.7	187.9
Surface-casing vent flow	3.1	2.8	2.5	36.8
Total	19.5	57.5	57.9	686.1

^a Includes conventional venting, flaring/incineration, blowdowns and well liquids unloading.

Tableau 17 : Estimation du gaz conservé par source (en PJ)

Source	2027	2030	2040	2027-2040
Évacuation et torchage ^a	1,5	29,1	30,5	331,2
Instruments pneumatiques	0,3	6,4	6,1	69,0
Pompes pneumatiques	0,2	3,0	3,1	34,2
Joints d'étanchéité	0,2	2,4	1,6	22,0
Déshydrateurs au glycol	0,2	0,4	0,4	5,0
Fuites fugitives provenant de l'équipement	14,0	13,4	13,7	187,9
Système de purge des tubages de surface	3,1	2,8	2,5	36,8
Total	19,5	57,5	57,9	686,1

^a Comprend l'évacuation conventionnelle, le torchage ou l'incinération, les purges, de même que le déchargement des liquides de puits.

This amount of conserved gas represents 0.71% of all Canada Energy Regulator (CER) forecasted gas production in Canada between 2027 and 2040. The potential value of this conserved gas has not been monetized in this analysis.

Cette quantité de gaz conservé représente 0,71 % de toute la production de gaz prévue par la Régie de l'énergie du Canada (REC) au Canada de 2027 à 2040. La valeur potentielle de ce gaz conservé n'a pas été monétisée dans la présente analyse.

The quantified benefits attributable to the proposed Amendments are summarized in Table 18.

Le tableau 18 résume les avantages quantifiés attribuables aux modifications proposées.

Table 18: Summary of quantified benefits

Category	2027	2030	2040	2027-2040
Net GHG reduction (Mt CO ₂ e)	8.5	17.8	17.5	217.1
VOC reduction (kt)	72.2	125.8	112.0	1,484.9
Gas conserved (PJ)	19.5	57.5	57.9	686.1

Tableau 18 : Résumé des avantages quantifiés

Catégorie	2027	2030	2040	2027-2040
Réduction de GES nette (Mt d'éq. CO ₂)	8,5	17,8	17,5	217,1
Réduction de COV (kt)	72,2	125,8	112,0	1 484,9
Gaz conservé (PJ)	19,5	57,5	57,9	686,1

This analysis evaluates the proposed Amendments using three analytical lenses:

- effectiveness analysis, which compares the estimated methane reductions to the Government of Canada's 2030 methane reduction target, and overall GHG reductions to Canada's GHG reduction targets;

La présente analyse évalue les modifications proposées selon trois optiques d'analyse :

- l'analyse d'efficacité, qui compare les réductions estimées de méthane à la cible de réduction du gouvernement du Canada pour 2030, et les réductions globales de GES aux cibles de réduction des GES du pays;

- cost-effectiveness analysis, which compares the estimated cost per tonne of GHG reductions attributable to the proposed Amendments to the Department's updated social cost of GHGs; and
- cost-benefit analysis, which compares the estimated monetized benefits to the estimated monetized costs to determine if the proposed Amendments are expected to yield net benefits.

Estimated effectiveness and cost-effectiveness of the proposed Amendments

The objective of the proposed Amendments is to achieve at least a 75% reduction in oil and gas methane emissions below 2012 levels by 2030. According to the Department's 2022 Reference Case, baseline methane emission levels were about 2.4 Mt in 2012.³⁶ The analysis of the proposed Amendments estimates that methane emission levels would be about 0.6 Mt in 2030, which is 75% below 2012 levels. Thus, the proposed Amendments are expected to meet the 2030 methane reduction policy target.

Overall, the proposed Amendments are estimated to contribute more than 17 Mt of GHG emission reductions in 2030, and about 217 Mt of GHG emission reductions from 2027 to 2040 (expressed as CO₂e), which would make a significant contribution to Canada's overall GHG emission reduction targets.

The proposed Amendments are estimated to cost \$15.4 billion and the average cost per tonne is estimated to be about \$71 over the time frame of analysis. This is significantly less than the Department's updated social cost of carbon, which is \$273 in 2022. Thus, the Department concludes that the proposed Amendments would be a cost-effective measure for achieving GHG emission reductions.

Estimated net benefits of the proposed Amendments

From 2027 to 2040, the proposed Amendments are estimated to have incremental costs of \$15.4 billion, and incremental GHG reductions of 217 Mt of CO₂e, valued at almost \$27.8 billion in avoided global damages. Annual costs exceed annual benefits early in the analysis as compliance investments begin in those years. But the value of annual GHG reductions exceeds total expenditures over the 2027 to 2040 period. Thus, the proposed Amendments are estimated to have net benefits of \$12.4 billion as shown in Table 19 below.

- l'analyse coût-efficacité, qui compare le coût estimé par tonne de réductions de GES attribuables aux modifications proposées au coût social actualisé des GES du Ministère;
- l'analyse coûts-avantages, qui compare les avantages monétaires estimés aux coûts monétaires estimés pour déterminer si les modifications proposées devraient engendrer des avantages nets.

Efficacité et rapport coût-efficacité estimés des modifications proposées

L'objectif des modifications proposées est d'atteindre, d'ici 2030, une réduction d'au moins 75 % sous les niveaux de 2012 des émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier. Selon le scénario de référence de 2022 du Ministère, les niveaux d'émissions de méthane de référence étaient d'environ 2,4 Mt en 2012³⁶. L'analyse des modifications proposées permet d'estimer que les niveaux d'émissions de méthane seraient d'environ 0,6 Mt en 2030, soit 75 % sous les niveaux de 2012. Par conséquent, les modifications proposées devraient permettre d'atteindre la cible de la politique de réduction des émissions de méthane de 2030.

Dans l'ensemble, les modifications proposées sont estimées contribuer à plus de 17 Mt des réductions d'émissions de GES en 2030, et à environ 217 Mt des réductions d'émissions de GES de 2027 à 2040 (exprimées en éq. CO₂), ce qui contribuerait de manière significative aux cibles de réduction globales des émissions des GES du Canada.

On estime que les modifications proposées entraîneraient des coûts de 15,4 milliards de dollars et un coût par tonne estimé d'environ 71 \$ durant la période d'analyse. Ce montant est nettement inférieur au coût social actualisé du carbone du Ministère, qui était de 273 \$ en 2022. Ainsi, le Ministère conclut que les modifications proposées seraient une mesure rentable pour l'atteinte des réductions des émissions de GES.

Avantages nets estimés des modifications proposées

De 2027 à 2040, on estime que les modifications proposées auraient des coûts supplémentaires de 15,4 milliards de dollars et entraîneraient des réductions d'émissions de GES supplémentaires de 217 Mt d'éq. CO₂, évaluées à près de 27,8 milliards de dollars en dommages mondiaux évités. Les coûts annuels dépassent les avantages annuels au début de la période d'analyse, car les investissements de mise en conformité commenceront au cours de ces années. Cependant, la valeur des réductions annuelles de GES dépasse les dépenses totales pour la période de 2027 à 2040. Ainsi, les modifications proposées auraient des avantages nets estimés de 12,4 milliards de dollars, comme l'illustre le tableau 19 ci-dessous.

³⁶ Canada. 2022 National Inventory Report (NIR). UNFCCC.

³⁶ Canada. 2022 National Inventory Report (NIR) [disponible en anglais seulement]. UNFCCC.

Number of years: 14 (2027 to 2040)
 Dollar year for prices: 2022
 Present value year for discounting: 2024
 Social discount rate: 2% per year

Nombre d'années : 14 (de 2027 à 2040)
 Année à laquelle les coûts ont été établis : 2022
 Année de référence de la valeur actuelle pour l'actualisation : 2024
 Taux d'actualisation public : 2 % par année

Table 19: Summary of monetized benefits, costs and net benefits (millions of dollars)

Monetized benefits (costs)	Undiscounted 2027	Undiscounted 2030	Undiscounted 2040	Discounted total 2027–2040	Annualized
Climate change benefits	932	2,467	3,286	27,753	2,292
Total costs	(1,096)	(5,032)	(1,122)	(15,378)	(1,270)
Total net benefits	(164)	(2,565)	2,164	12,374	1,022

Tableau 19 : Résumé des avantages monétisés, des coûts et des avantages nets (en millions de dollars)

Avantages monétisés (coûts)	Non actualisés 2027	Non actualisés 2030	Non actualisés 2040	Total actualisé 2027-2040	Annualisés
Avantages sur le plan des changements climatiques	932	2 467	3 286	27 753	2 292
Coûts totaux	(1 096)	(5 032)	(1 122)	(15 378)	(1 270)
Total des avantages nets	(164)	(2 565)	2 164	12 374	1 022

The analysis estimates that the proposed Amendments would yield net benefits, but there is uncertainty regarding the estimates and limitations in the analysis, each of which are addressed below.

Analytical uncertainty

Benefits and costs may be lower or higher than estimated, so the net benefit conclusion has been tested by assuming 50% lower benefits, 50% higher costs, or a lower (0%) or higher (7%) discount rate, and a “combined case” comprising 25% lower benefits, 25% higher costs, and a 7% discount rate, as shown below in Table 20.

L'analyse permet d'estimer que les modifications proposées entraîneraient des avantages nets, mais il existe des incertitudes entourant les estimations et des limites de l'analyse. Ces deux points sont abordés ci-dessous.

Incertitudes analytiques

Les avantages et les coûts peuvent être inférieurs ou supérieurs aux estimations. La conclusion sur les avantages nets a donc été testée en supposant des avantages inférieurs de 50 %, des coûts supérieurs de 50 % ou un taux d'actualisation inférieur (0 %) ou supérieur (7 %), ainsi qu'un « scénario combiné » comprenant des avantages inférieurs de 25 %, des coûts supérieurs de 25 % et un taux d'actualisation de 7 %, comme présentés dans le tableau 20.

Table 20: Sensitivity analysis (millions of dollars)

Variable(s)	Sensitivity case	Benefits (B)	Costs (C)	Net benefits (B – C)
Central case	n/a	27,753	(15,378)	12,374
Benefits valuation	50% Lower	13,876	(15,378)	(1,502)
Compliance costs	50% Higher	27,753	(22,911)	4,841
Discount rate	0%	34,167	(18,319)	15,847
Discount rate	7%	17,167	(10,310)	6,857
Combined case	See text above	12,876	(12,836)	39

Tableau 20 : Analyse de sensibilité (en millions de dollars)

Variable(s)	Scénario de sensibilité	Avantages (B)	Coûts (C)	Avantages nets (B – C)
Scénario central	s.o.	27 753	(15 378)	12 374
Évaluation des avantages	50 % de moins	13 876	(15 378)	(1 502)
Coûts de conformité	50 % de plus	27 753	(22 911)	4 841
Taux d'actualisation	0 %	34 167	(18 319)	15 847
Taux d'actualisation	7 %	17 167	(10 310)	6 857
Scénario combiné	Voir ci-dessus	12 876	(12 836)	39

In all but the 50% lower benefits scenario, the proposed Amendments still yield an estimated net benefit. The Department notes that there is uncertainty regarding the estimation of benefits, due to methane measurement challenges (see below), but it is not clear that better methane measurement would necessarily lower the estimated incremental reductions. Thus, the Department concludes that it is plausible that the proposed Amendments would result in net benefits for Canadians. There are limitations in this analysis which are acknowledged and discussed below.

Analytical limitations

This analysis did not estimate the impact of policies announced after mid-2022, after the baseline Reference Case was finalized. Therefore, the regulatory scenario may attribute some of the incremental impacts to the proposed Amendments that might be expected to occur in an updated baseline scenario.

This analysis does not predict how firms may undertake strategic compliance behaviour in response to either the proposed Amendments or other policy incentives. Such behaviour would be expected to lower compliance costs. As well, this analysis has not modelled the macro-economic impacts of the estimated compliance costs, but rather has provided a static analysis of potential economic impacts (see Distributional analysis).

There is uncertainty regarding the estimation of methane emissions.³⁷ This uncertainty could affect the estimate of both the 2012 target, and the projected emissions in both the base case and policy case of the analysis. As technology improves, the Department will be able to better estimate the methane emission reductions in the oil and gas sector and could adjust the analysis and, if necessary, proposed Amendments to the Regulations.

Technologies to measure and reduce methane emissions are rapidly evolving, which means there is also

Dans tous les cas, à l'exception du scénario de réduction des avantages de 50 %, les modifications proposées donnent encore un avantage net estimé. Le Ministère note qu'il y a des incertitudes entourant l'estimation des avantages en raison des défis que représente la mesure du méthane (voir ci-dessous), mais on ne sait pas si de meilleures mesures du méthane diminueraient nécessairement les réductions supplémentaires estimées. Par conséquent, le Ministère conclut qu'il est plausible que les modifications proposées entraîneraient des avantages nets pour les Canadiens et les Canadiennes. Les limites de cette analyse sont reconnues et abordées ci-dessous.

Limites analytiques

Dans le cadre de la présente analyse, l'impact des politiques annoncées après la mi-2022, une fois le scénario de référence parachevé, n'a pas été estimé. Par conséquent, le scénario réglementaire peut attribuer certains impacts supplémentaires aux modifications proposées qui pourraient se présenter dans un scénario de référence mis à jour.

La présente analyse ne prévoit pas comment les entreprises peuvent adopter un comportement de conformité stratégique en réponse aux modifications proposées ou à d'autres mesures incitatives stratégiques. Un tel comportement devrait permettre de réduire les coûts de conformité. En outre, l'analyse n'a pas modélisé les impacts macroéconomiques des coûts de conformité estimés, mais a plutôt fourni une analyse statique des impacts économiques possibles (voir la section Analyse distributionnelle).

Il y a des incertitudes entourant l'estimation des émissions de méthane³⁷. Ces incertitudes pourraient avoir un effet sur les estimations de la cible de 2012 et des émissions prévues dans le scénario de référence et le cas stratégique de l'analyse. À mesure que la technologie s'améliore, le Ministère sera en mesure de mieux estimer les réductions des émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier et d'ajuster l'analyse et, au besoin, les modifications proposées au Règlement.

Les technologies visant à mesurer et réduire les émissions de méthane évoluent rapidement, ce qui veut dire

³⁷ [Faster and Further: Canada's Methane Strategy.](#)

³⁷ [Plus vite et plus loin : La stratégie canadienne sur le méthane.](#)

uncertainty about the cost estimates. Emerging technologies would have different costs and as these technologies become more prevalent, their costs may fall over time. The Department has not tried to estimate the impact of either of these trends in this analysis. As well, the analysis has not considered the heterogeneity of facilities, which could face different compliance constraints and costs than an average facility.

Strategic environmental assessment

The existing Regulations were developed under the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change. A strategic environmental assessment (SEA) was completed for the existing Regulations in 2016 and it concluded that they were in line with the 2016–2019 Federal Sustainable Development Strategy (FSDS) goal of effective action on climate change. A preliminary scan concluded that a SEA is not required for the proposed Amendments, since they continue to align with the updated 2022–2026 FSDS³⁸ to reduce emissions of methane from the oil and gas sector.

Distributional analysis

The proposed Amendments are expected to result in benefits that exceed costs for Canadian society, but the benefits and costs may not be equally distributed. The GHG emission reductions are discussed regionally, as provinces can negotiate equivalency agreements to achieve the same reductions at a lower cost than estimated for the proposed Amendments. The distribution of impacts is further discussed below in the following sequence: impacts by region, impacts on competitiveness, and the potential for cost pass-through to consumers. Analyses of household and gender-based analysis plus (GBA+) impacts are then considered.

Impacts by region

The emission reductions and compliance costs associated with the proposed Amendments would vary by region. The production of oil and gas is concentrated in the provinces of British Columbia (BC), Alberta (AB) and Saskatchewan (SK). The breakdown of quantified benefits and monetized costs across these provinces and the rest of Canada (ROC) is shown below.

qu'il existe également des incertitudes au sujet des estimations des coûts. De nouvelles technologies auraient aussi des coûts différents. À mesure que ces technologies deviennent plus courantes, leurs coûts peuvent diminuer. Le Ministère n'a pas essayé d'estimer les impacts de ces tendances dans la présente analyse. En outre, l'analyse n'a pas tenu compte de l'hétérogénéité des installations, qui pourraient être confrontées à des contraintes et à des coûts de conformité différents de ceux d'une installation moyenne.

Évaluation environnementale stratégique

Le règlement existant a été conçu conformément au Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Une évaluation environnementale stratégique (EES) réalisée pour le Règlement existant en 2016 a conclu que celui-ci est conforme à la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) 2016-2019, en ce qui concerne l'objectif lié aux mesures efficaces pour lutter contre les changements climatiques. Un examen préliminaire a permis de conclure qu'une EES n'était pas requise pour les modifications proposées, puisqu'elles continuent d'être conformes à la SFDD 2022-2026 mise à jour³⁸ en ce qui concerne la réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier.

Analyse distributionnelle

Les modifications proposées devraient se traduire par des avantages qui dépassent les coûts pour la société canadienne, mais ces avantages et coûts pourraient ne pas être répartis équitablement. Les réductions des émissions de GES sont examinées à l'échelle régionale, car les provinces peuvent négocier des accords d'équivalence dans le but d'atteindre les mêmes réductions à un coût inférieur à celui estimé dans les modifications proposées. La répartition des impacts est examinée plus en profondeur dans les sections ci-dessous : Impacts par région, Impacts sur la compétitivité et Possibilité de refiler les coûts aux consommateurs. Une analyse des impacts sur les ménages et une analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) sont ensuite abordées.

Impacts par région

Les réductions des émissions et les coûts de conformité associés aux modifications proposées pourraient varier par région. La production pétrolière et gazière se concentre dans les provinces de la Colombie-Britannique (C.-B.), de l'Alberta (AB) et de la Saskatchewan (SK). Le tableau suivant ventile les avantages quantifiés et les coûts monétaires dans ces provinces et le reste du Canada (RDC).

³⁸ [2022 to 2026 Federal Sustainable Development Strategy \(PDF\)](#).

³⁸ [Stratégie fédérale de développement durable de 2022 à 2026 \(PDF\)](#).

Table 21: Impacts by region

Category	British Columbia	Alberta	Saskatchewan	Rest of Canada	Total
Reduced net GHG emissions (Mt CO ₂ e)	17.7	105.4	90.6	3.3	217.1
Reduced VOC emissions (kt)	92.3	605.5	660.4	126.8	1,484.9
Gas conserved (PJ)	92.7	290.4	295.3	7.7	686.1
Compliance costs (million \$)	2,333	8,228	4,202	303	15,066

Tableau 21 : Impacts par région

Catégorie	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Reste du Canada	Total
Réduction des émissions de GES nettes (Mt d'éq. CO ₂)	17,7	105,4	90,6	3,3	217,1
Réduction des émissions de COV (kt)	92,3	605,5	660,4	126,8	1 484,9
Gaz conservé (PJ)	92,7	290,4	295,3	7,7	686,1
Coûts de conformité (millions de dollars)	2 333	8 228	4 202	303	15 066

Equivalency agreements were developed in 2020 between the Government of Canada and each of the provincial governments in British Columbia, Alberta and Saskatchewan. These agreements would need to be renewed when they expire after five years. It is assumed that compliance costs would be lower for provincial requirements than for federal requirements, as each province can focus on achieving the least cost reductions within their particular upstream oil and gas sector.

Competitiveness analysis

The proposed Amendments would impose additional compliance costs on oil and gas companies. Annualized compliance costs are estimated to be \$1.2 billion over the period of analysis. Total capital and operating expenditures in the oil and gas extraction sector were \$41.6 billion in 2021 — a figure that was 10% lower than the average annual expenditures over the previous seven years. If spending in the sector remains at these comparatively low levels, increased costs attributable to the proposed Amendments would represent an increase in annual industry expenditures of roughly 3%. Given the relative scale of the estimated costs of the proposed Amendments, and the potential for these costs to be partially offset by conserved gas, significant impacts on overall production are not expected.

Des accords d'équivalence ont été élaborés en 2020 entre le gouvernement du Canada et chacun des gouvernements provinciaux de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. Ces accords doivent être renouvelés lorsqu'ils viennent à échéance, après cinq ans. On présume que les coûts de conformité aux exigences provinciales seraient inférieurs à ceux des exigences fédérales, car chaque province peut se concentrer sur les façons de réduire les coûts dans leur secteur pétrolier et gazier en amont.

Analyse de la compétitivité

Les modifications proposées imposeraient des coûts de conformité additionnels aux compagnies pétrolières et gazières. Les coûts de conformité annualisés sont estimés à 1,2 milliard de dollars durant la période d'analyse. Les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploitation du secteur de l'extraction pétrolière et gazière étaient de 41,6 milliards de dollars en 2021, soit 10 % de moins que les dépenses annuelles moyennes au cours des sept années précédentes. Si les dépenses dans ce secteur demeurent à ces niveaux relativement faibles, l'augmentation des coûts attribuable aux modifications proposées représenterait une hausse des dépenses annuelles de l'industrie d'environ 3 %. Compte tenu de l'ampleur relative des coûts estimés des modifications proposées et de la possibilité que ces coûts soient partiellement compensés par le gaz conservé, on ne s'attend pas à des incidences significatives sur la production globale.

In response to the potential financial and competitiveness impacts of the proposed Amendments, regulatory flexibilities have been proposed. The Amendments provide different compliance requirements based on size and type of equipment at sites and allow for compliance options regarding site monitoring requirements.

In addition, the United States has proposed similar regulatory measures to reduce methane emissions in this sector, which would be expected to create a level playing field for Canadian upstream oil and gas producers. Thus, the inability of Canadian producers to pass on costs is not expected to create competitiveness disadvantages in the North American market.

Consumer impacts

Firms' ability to pass on costs to consumers depends on many things. Crude oil and natural gas, however, are commodities that are priced in global and continental markets. Thus, compliance cost pass-on is expected to be unlikely for this sector.

While incremental costs might lead to some production losses, employment impacts would be at least partially mitigated by the increased labour demand necessary to comply with the proposed Amendments. The analysis has not modelled these potential impacts.

Household and gender-based analysis plus analysis

Households are not expected to be directly impacted by the compliance costs of the proposed Amendments, as these costs are not predicted to have much impact on end-use fuel prices. And the analysis has not identified measurable impacts on overall employment.

The proposed Amendments are expected to reduce VOC emissions, which could improve air quality in some locations. This in turn could improve the health of some Canadians, especially for those who are at higher risk of being negatively impacted by poor air quality conditions, such as children, the elderly, and individuals with underlying health conditions (see the "Benefits" section).

The proposed Amendments are a key policy for reducing harmful GHG emissions. The benefits of reducing GHG emissions associated with this proposal are global in nature, and so cannot be attributed to any specific region or group in Canada.

En réponse aux impacts potentiels financiers et sur la compétitivité des modifications proposées, une souplesse réglementaire est proposée. Les modifications offrent des exigences de conformité différentes d'après la taille et le type d'équipement aux sites, et elles permettent des options de conformité concernant les exigences en matière de surveillance des sites.

En outre, les États-Unis ont proposé des mesures réglementaires semblables pour réduire les émissions de méthane dans le secteur, ce qui devrait créer des conditions de concurrence équitables pour les producteurs canadiens de pétrole et de gaz en amont. Ainsi, l'incapacité des producteurs canadiens à répercuter les coûts ne devrait pas créer de désavantages concurrentiels sur le marché nord-américain.

Impacts sur les consommateurs

La capacité des compagnies de refiler les coûts aux consommateurs dépend de nombreux éléments. Cependant, le pétrole brut et le gaz naturel sont des produits de base dont le prix est fixé sur des marchés continentaux et internationaux. Par conséquent, la répercussion des coûts de mise en conformité devrait être peu probable dans ce secteur.

Si les coûts supplémentaires peuvent entraîner certaines pertes de production, les effets sur l'emploi seraient au moins partiellement atténués par l'augmentation de la demande de main-d'œuvre nécessaire pour se conformer aux modifications proposées. L'analyse n'a pas modélisé ces impacts potentiels.

Impacts sur les ménages et analyse comparative entre les sexes plus

Les ménages ne devraient pas être directement touchés par les coûts de conformité associés aux modifications proposées, puisque ces coûts ne devraient pas avoir beaucoup de répercussions sur le prix d'utilisation finale du carburant. L'analyse n'a pas révélé d'impacts mesurables sur l'emploi global.

Les modifications proposées devraient réduire les émissions de COV, ce qui pourrait améliorer la qualité de l'air à certains endroits. Cela pourrait ainsi améliorer la santé de certains Canadiens et certaines Canadiennes, notamment ceux qui sont plus susceptibles de subir les effets négatifs de la mauvaise qualité de l'air, comme les enfants, les personnes âgées et les personnes présentant des problèmes de santé sous-jacents (voir la section « Avantages »).

Les modifications proposées représentent une stratégie essentielle pour réduire les émissions néfastes de GES. Les avantages de la réduction des émissions de GES associée à la présente proposition sont de nature globale, et ne peuvent donc pas être attribués à une région ou à un groupe spécifique au Canada.

No other significant gender-based analysis plus (GBA+) impacts have been identified in association with the proposed Amendments.

Small business lens

Analysis under the small business lens concluded that the proposed Amendments would impact small businesses. It is estimated that the proposed Amendments would affect approximately 730 companies, 484 of which are considered small businesses. Most oil and gas production and processing operations are owned by medium and large businesses, but some facilities operated by small businesses would also be affected.

The proposed Amendments do not offer flexibilities that are unique to small businesses. However, the performance-based option in the proposed Amendments provides industry with a choice to implement a simple compliance regime incorporating modern monitoring systems with the flexibility to continue to adapt new technologies as they become available.

Small businesses are expected to bear compliance costs in response to the proposed Amendments; however, those costs are not assessed in this section. Compliance costs are calculated at a sector level and, therefore, cannot be disaggregated by company.

The expected administrative costs to small businesses are shown in Table 22 below.

Small business lens summary

Number of small businesses impacted: 484
 Number of years: 14 (2027 to 2040)
 Base year for costing: 2022
 Present value base year: 2024
 Discount rate: 2%

Table 22: Total administrative costs for small businesses

Totals	Annualized value	Present value
Total administrative costs (all impacted small businesses)	\$16,258,617	\$196,830,861
Administrative costs per impacted small business	\$33,592	\$406,675

Aucune autre incidence liée à l'analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) n'a été cernée en lien avec les modifications proposées.

Lentille des petites entreprises

L'analyse sous la lentille des petites entreprises a permis de conclure que les modifications proposées auraient des répercussions sur les petites entreprises. On estime que les modifications proposées toucheraient environ 730 entreprises, dont 484 sont considérées comme petites. La plupart des installations de production et de transformation du pétrole et du gaz sont détenues par des moyennes et grandes entreprises, mais certaines installations exploitées par de petites entreprises seraient également touchées.

Les modifications proposées n'offrent pas d'assouplissements uniques aux petites entreprises. Toutefois, l'approche basée sur la performance présentée dans les modifications proposées donne à l'industrie le choix de mettre en œuvre un simple programme de conformité incorporant des systèmes de surveillance modernes avec la flexibilité de continuer à s'adapter à de nouvelles technologies alors qu'elles deviennent disponibles.

Les petites entreprises devaient avoir à assumer des coûts de conformité en réponse aux modifications proposées, mais ces coûts ne sont pas évalués dans la présente section. Les coûts de conformité sont calculés à l'échelle du secteur et, ainsi, ne peuvent être ventilés par entreprise.

Le tableau 22 ci-dessous présente les coûts administratifs prévus pour les petites entreprises.

Sommaire de la lentille des petites entreprises

Nombre de petites entreprises touchées : 484
 Nombre d'années : 14 (de 2027 à 2040)
 Année de référence pour l'établissement des coûts : 2022
 Année de référence de la valeur actualisée : 2024
 Taux d'actualisation : 2 %

Tableau 22 : Coûts administratifs totaux pour les petites entreprises

Totaux	Valeur annualisée	Valeur actuelle
Coûts administratifs totaux (toutes les petites entreprises touchées)	16 258 617 \$	196 830 861 \$
Coûts administratifs par petite entreprise touchée	33 592 \$	406 675 \$

One-for-one rule

The one-for-one rule applies since there is an incremental increase in the administrative burden on business, and the proposal is considered burden under the rule. No regulatory titles are repealed or introduced. The total annualized administrative costs for the regulatees to comply with the regulatory requirements over a 10-year time frame are estimated to be approximately \$6.0 million for all stakeholders, or \$8,250 per company.³⁹

The main driver (98%) of administrative costs is record keeping (the proposed Amendments would require facilities to keep records of compliance). It is assumed that some of the data needed to comply with this requirement is already accessible and kept by the regulatees in British Columbia, Alberta and Saskatchewan due to existing provincial requirements. Consequently, the additional information that is required is primarily the record keeping of emissions of methane from the facility. The Department estimates that, on average, companies would require a natural or applied scientist to spend 675 hours annually to comply with record-keeping requirements.

In addition to keeping records, regulatees would be expected to bear new administrative costs related to learning about the administrative requirements, conducting both an applicability assessment and an operator registration, and reporting on demand. In the first year, regulatees are assumed to require senior management to spend 4 hours familiarizing themselves with the requirements, and administrative staff to spend 25 minutes per facility to conduct an applicability assessment and operator registration. As companies often own many facilities, this is estimated to take about 25 hours per company, on average. In addition, each year the Department would request select facilities to report their records, which is estimated to take 3 hours per facility to prepare. Lastly, it is expected that each company would have an analyst review their records, which is estimated to take 4 hours annually.

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » s'applique puisqu'il y a une augmentation progressive du fardeau administratif pour les entreprises, et que la proposition est considérée comme un « ajout » selon la règle. Aucun titre réglementaire n'est abrogé ou introduit. Les coûts administratifs annualisés totaux pour que les entités réglementées se conforment aux exigences réglementaires sur une période de 10 ans sont estimés à approximativement 6 millions de dollars pour toutes les entités réglementées, ou 8 250 \$ par entreprise³⁹.

Le principal facteur (98 %) des coûts administratifs est la tenue de dossiers (les modifications proposées exigeraient que les installations tiennent des dossiers de conformité). On suppose que certaines des données nécessaires pour satisfaire à cette exigence sont déjà accessibles et conservées par les entités réglementées en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, conformément aux exigences provinciales actuelles. Par conséquent, l'information additionnelle requise est principalement la tenue de dossiers sur les émissions de méthane provenant de l'installation. Le Ministère estime que, en moyenne, pour se conformer aux exigences relatives à la tenue de dossiers, les entreprises nécessiteraient un spécialiste des sciences naturelles ou des sciences appliquées qui accorde 675 heures par année à cette tâche.

En plus de la tenue de dossiers, les entités réglementées devraient assumer de nouveaux coûts administratifs liés à l'apprentissage des exigences administratives, à l'évaluation de l'applicabilité et à l'inscription d'un exploitant, et à la production de rapports sur demande. Lors de la première année, on s'attend à ce que les cadres supérieurs des entités réglementées passent 4 heures à se familiariser avec les exigences et que le personnel administratif passe 25 minutes par installation à réaliser l'évaluation de l'applicabilité et l'inscription de l'exploitant. Puisque les entreprises possèdent souvent de nombreuses installations, on estime que cela prendra environ 25 heures par entreprise. De plus, chaque année, le Ministère demanderait à certaines installations de présenter leurs données, ce qui nécessiterait environ 3 heures par installation. Enfin, on prévoit que chaque entreprise demanderait à un analyste d'examiner leurs données, ce qui prendrait approximativement 4 heures par année.

³⁹ These values are calculated using a 10-year time frame, discounted at 7% in 2012 dollars and using a present value base year of 2012. The non-rounded increase in administrative costs was estimated at \$6,008,402, or \$8,253.30 per business.

³⁹ Ces valeurs sont calculées en fonction d'une période de 10 ans, et ont été faites selon un taux d'actualisation de 7 % en dollars de 2012 et en utilisant 2012 comme l'année de base pour la valeur actualisée. L'augmentation non arrondie des coûts administratifs a été estimée à 6 008 402 \$, ou 8 253,30 \$ par entreprise.

Regulatory cooperation and alignment

Provinces and territories

The provinces of Alberta, British Columbia, and Saskatchewan each initiated regulatory measures to specifically address methane emissions in the oil and gas sector to match the current federal regulations. The federal government has recognized existing provincial regulations under equivalency agreements with each of the three western provinces, standing down the federal provisions in those jurisdictions. New equivalency processes would be required for the federal government to recognize updated policies from any province proposing such measures.

British Columbia has committed to a target of 75% reduction in methane emissions by 2030, as well as a 2035 target for zero methane. Alberta has publicly committed to a 75–80% reduction by 2030. Saskatchewan is focused on a made-in-Saskatchewan approach but has not yet provided details.

United States

Canada and the United States are each **committed** to continued close collaboration to further reduce methane emissions from their respective oil and gas operations. Both countries agree that significant opportunities exist to eliminate routine venting and flaring, enhance leak detection and repair, and address problems such as blowdowns and other potentially large releases.

The U.S. Environmental Protection Agency (EPA) regulates its oil and gas industry using New Source Performance Standards (NSPS). On November 2, 2021, the EPA issued a proposed rule, building on the NSPS to reduce climate and health-harming pollution from the oil and natural gas industry from covered sources. This rule was followed by a supplemental proposal in November 2022 that would achieve comprehensive emissions reductions from oil and natural gas facilities by improving standards in the 2021 proposal and adding further requirements. The overall approach of the U.S. regulations is the continued but expanded reliance on the existing work practices: federal rules will apply to new facilities; existing facilities can be managed by states if a satisfactory plan is developed and approved. The proposed EPA requirements are broadly comparable to the proposed Amendments, with requirements to manage specific sources of methane and VOC emissions. The EPA proposal includes requirements for leak inspections based on the type and amount of equipment on site. It requires zero emissions

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

Provinces et territoires

Les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont chacune mis en œuvre des mesures réglementaires visant spécifiquement les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier dans le but de respecter les règlements fédéraux actuels. Le gouvernement fédéral reconnaît les règlements existants pris dans le cadre d'accords d'équivalence avec chacune des trois provinces de l'Ouest, entraînant la suspension des dispositions fédérales dans ces provinces. De nouveaux processus d'équivalence seraient nécessaires pour que le gouvernement fédéral reconnaisse les politiques mises à jour des provinces proposant de telles mesures.

La Colombie-Britannique s'est engagée à atteindre une cible de réduction des émissions de méthane de 75 % d'ici à 2030 et une cible zéro méthane d'ici à 2035. De son côté, l'Alberta s'est engagée publiquement à une réduction de 75 à 80 % de ses émissions de méthane d'ici à 2030. Enfin, la Saskatchewan est à élaborer une approche qui lui est propre, mais aucun détail n'a encore été communiqué.

États-Unis

Le Canada et les États-Unis sont tous deux **déterminés** à poursuivre leur étroite collaboration afin de réduire davantage les émissions de méthane provenant de leurs activités pétrolières et gazières respectives. Les deux pays conviennent qu'il existe d'importantes possibilités d'éliminer l'évacuation et le torchage de routine, d'améliorer la détection et la réparation des fuites et de régler des problèmes comme les purges et d'autres rejets potentiellement importants.

L'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis réglemente son industrie pétrolière et gazière au moyen des New Source Performance Standards (NSPS) [normes de rendement des nouvelles sources]. Le 21 novembre 2021, l'EPA a publié un projet de règlement qui s'appuie sur les NSPS dans le but de réduire la pollution de l'industrie pétrolière et gazière provenant de sources couvertes. Ce projet de règlement a été suivi, en novembre 2022, par une proposition supplémentaire qui permettrait de réduire de façon globale les émissions des installations pétrolières et gazières grâce à l'amélioration des normes figurant dans la proposition de 2021 et à l'ajout d'exigences. L'approche globale de la réglementation américaine consiste à continuer de se fier aux pratiques de travail existantes, mais à en élargir la portée : les règles fédérales s'appliqueront aux nouvelles installations; les installations existantes pourront être gérées par les États si un plan satisfaisant est élaboré et approuvé. De façon générale, les exigences proposées par l'EPA sont comparables aux modifications proposées, avec des exigences

from most pneumatic pumps, requirements to manage compressor seal emissions, and management of vent and flare emissions.

Many oil and gas-producing states in the United States prohibit the waste of oil and gas during production. States including Alaska, Colorado, North Dakota and Wyoming require gas conservation, do not allow the routine venting of gas during production, and restrict the practice of flaring.

International

Canada is working in partnership with the international community to implement the Paris Agreement to support the goal to limit temperature rise this century to well below 2 °C and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C.

At the 26th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Canada joined 110 countries in endorsing the Global Methane Pledge, which committed countries to take economy-wide action to reduce methane emissions by 30% by 2030. With this context, Canada has specifically committed to build on existing initiatives to ensure that methane emissions from the oil and gas sector are reduced by at least 75% below 2012 levels by 2030.

The European Union (EU) is developing an approach to manage methane emissions. The European Council published its methane strategy on October 14, 2020, covering the Energy, Agriculture and Waste sectors. On December 15, 2021, the European Commission released its legislative proposal for oil and gas methane: methane emissions from upstream exploration and production, gathering and processing, as well as transmission, distribution and underground storage of oil and gas. The European Parliament adopted an amendment on May 9, 2023, regarding methane emissions reduction in the energy sector, with strict rules for monitoring emissions, as well as leak detection and repair requirements. The Parliament also asked the Commission to come up with a framework to ensure exporting countries have to abide by similar rules. The proposal requires each EU member state to designate a competent authority to monitor and enforce the regulation.

relatives à la gestion de sources particulières d'émissions de méthane et de COV. La proposition de l'EPA comprend des exigences en matière d'inspection des fuites en fonction du type et de la quantité d'équipement présent sur le site. Elle exige aussi que la majorité des pompes pneumatiques ne produisent aucune émission, en plus de comprendre des exigences relatives à la gestion des émissions provenant des joints d'étanchéité des compresseurs et à la gestion des émissions d'évacuation et de torchage.

Aux États-Unis, de nombreux États producteurs de pétrole et de gaz interdisent les déchets de pétrole et de gaz pendant la production. Certains États, comme l'Alaska, le Colorado, le Dakota du Nord et le Wyoming, exigent la conservation du gaz, ne permettent pas l'évacuation de routine du gaz pendant la production et limitent la pratique du torchage.

International

Le Canada travaille en partenariat avec la communauté internationale pour mettre en œuvre l'Accord de Paris afin d'appuyer l'objectif de limiter l'augmentation de la température au cours du siècle à beaucoup moins que 2 °C et de poursuivre les efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C.

À la 26^e Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, le Canada s'est joint à 110 pays pour appuyer l'Engagement mondial sur le méthane, selon lequel les pays s'engagent à prendre des mesures à l'échelle de l'économie pour réduire les émissions de méthane de 30 % d'ici à 2030. Dans ce contexte, le Canada s'est expressément engagé à s'appuyer sur des initiatives existantes pour veiller à ce que les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier soient réduites d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2030.

L'Union européenne (UE) élabore une approche en vue de gérer les émissions de méthane. Le 14 octobre 2020, le Conseil européen a publié sa stratégie sur le méthane, qui porte sur les secteurs de l'énergie, de l'agriculture et des déchets. Le 15 décembre 2021, la Commission européenne a publié la proposition de règlement sur la réduction des émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier, soit les émissions provenant de l'exploration et de la production en amont, de la collecte et du traitement, ainsi que du transport, de la distribution et du stockage souterrain du pétrole et du gaz. Le Parlement européen a adopté un amendement le 9 mai 2023 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie, avec des règles strictes pour la surveillance des émissions, ainsi que des exigences en matière de détection et de réparation des fuites. Le Parlement a également demandé à la Commission d'élaborer un cadre pour garantir que les pays exportateurs respectent des règles

The International Energy Agency (IEA) maintains a [Global Methane Tracker](#) that reports on country-level actions. According to IEA analysis, the intensity of methane emissions (emissions per unit of production) ranges widely, with the best countries performing more than 100 times better than the worst. With the [proposed new requirements](#), Canada would be expected to continue as one of the leading jurisdictions regarding international performance on oil and gas methane emissions.⁴⁰

Implementation

The proposed Amendments would begin to take effect in 2027, with a focus on emission inspection programs and design standards where industry is investing in new production, and would apply across the sector in 2030.

Compliance and enforcement

The proposed Amendments would continue the existing enforcement approach applying the [Compliance and Enforcement Policy for the Canadian Environmental Protection Act](#). The Policy sets out the range of possible enforcement responses to alleged violations. The enforcement officer would select the appropriate enforcement action based on the Policy.

Compliance promotion activities are intended to assist the regulated community in achieving compliance. The proposed Amendments would expand the number of potential regulatees compared to the existing Regulations; therefore, there would be facilities needing to comply for the first time. The compliance promotion approach for the proposed Amendments would include developing and posting compliance promotion information and guidance on the Department's website to explain provisions of the Regulations, as well as undertaking various outreach activities such as workshops and informational sessions. The Department would respond to stakeholder inquiries to ensure that the requirements of the regulatory approach and the alternate compliance pathway are understood.

similaires. La proposition exige que chaque État membre de l'UE désigne une autorité compétente pour surveiller et appliquer la réglementation.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) dispose d'un [outil de suivi des émissions de méthane \(Global Methane Tracker\)](#) qui rend compte des mesures prises à l'échelle des pays. Selon l'analyse de l'AIE, l'intensité des émissions de méthane (émissions par unité de production) varie grandement, les pays les plus performants étant plus de 100 fois plus performants que les moins performants. Avec les [nouvelles exigences proposées](#), on s'attend à ce que le Canada demeure l'un des chefs de file en matière de rendement international des émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier⁴⁰.

Mise en œuvre

Les modifications proposées entreraient en vigueur en 2027, l'accent étant mis sur les programmes d'inspection des émissions et les normes de conception lorsque l'industrie investit dans la nouvelle production, et elles s'appliqueraient à l'ensemble du secteur en 2030.

Conformité et application

Dans le cadre des modifications proposées, on continuerait de mettre en œuvre l'approche d'application de la loi proposée, soit la [Politique de conformité et d'application de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement](#). La Politique établit l'éventail des interventions possibles en matière d'application de la loi en cas d'infractions présumées. L'agent de l'autorité choisirait la mesure d'application de la loi appropriée en fonction de la politique.

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer à la réglementation. Les modifications proposées augmenteraient le nombre d'entités réglementées potentielles par rapport au règlement existant; par conséquent, certaines installations devront se conformer pour la première fois. L'approche de promotion de la conformité pour les modifications proposées comprendrait l'élaboration et la publication de renseignements et de directives sur la promotion de la conformité sur le site Web du Ministère pour expliquer les dispositions du Règlement, en plus de la tenue de diverses activités de sensibilisation, comme des ateliers et des séances d'information. Le Ministère répondrait aux demandes de renseignements des intervenants pour s'assurer que les exigences de l'approche réglementaire et l'autre voie de conformité sont comprises.

⁴⁰ [Update on Path Forward for Oil and Gas Sector Methane Mitigation](#)

⁴⁰ [Mise à jour de la voie à suivre pour l'atténuation des émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier](#)

Contacts

Magda Little
Director
Oil, Gas and Alternative Energy Division
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: methane-methane@ec.gc.ca

Matthew Watkinson
Executive Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ravd.darv@ec.gc.ca

Personnes-ressources

Magda Little
Directrice
Division du pétrole, du gaz et des énergies de remplacement
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : methane-methane@ec.gc.ca

Matthew Watkinson
Directeur exécutif
Division de l'analyse réglementaire et de la valuation
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ravd.darv@ec.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, under subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council proposes to make the annexed *Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* under subsection 93(1)^c and section 286.1^d of that Act.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or file with the Minister a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333^e of that Act and stating the reasons for the objection. Persons filing comments are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website. Persons filing comments by any other means, and persons filing a notice of objection, should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and send the comments or notice of objection to Magda Little, Director, Oil, Gas and Alternative Energy Division, Environment and Climate Change Canada, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec, K1A 0H3 (email: methane-methane@ec.gc.ca).

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que la gouverneure en conseil, en vertu du paragraphe 93(1)^c et de l'article 286.1^d de cette loi, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter au ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333^e de la même loi. Ceux qui présentent des observations sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. Ceux qui présentent leurs observations par tout autre moyen, ainsi que ceux qui présentent un avis d'opposition, sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à Magda Little, directrice, Division du pétrole, du gaz et des énergies de remplacement, 351, boulevard Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (courriel : methane-methane@ec.gc.ca).

^a S.C. 2023, c. 12, s. 55

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2023, c. 12, ss. 33(1) to (6)

^d S.C. 2009, c. 14, s. 80

^e S.C. 2023, c. 12, s. 56

^a L.C. 2023, ch. 12, art. 55

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2023, ch. 12, par.33(1) à (6)

^d L.C. 2009, ch. 14, art. 80

^e L.C. 2023, ch. 12, art. 56

A person who provides the information to the Minister of the Environment may also submit a request for confidentiality under section 313^f of that Act.

Ottawa, November 30, 2023

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Amendments

1 (1) The definitions *completion*, *design bleed rate*, *flowback*, *gas-to-oil ratio*, *hydraulic fracturing*, *pneumatic controller* and *pneumatic pump* in subsection 2(1) of the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*¹ are repealed.

(2) The definition *fugitive* in subsection 2(1) of the Regulations is repealed.

(3) The definition *hydrocarbon* in subsection 2(1) of the Regulations is replaced by the following:

hydrocarbon means methane, which has the molecular formula CH₄, or a volatile organic compound referred to in item 60 of the list of toxic substances in Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*hydrocarbure*)

(4) The portion of the definition *venting* before paragraph (a) in subsection 2(1) of the English version of the Regulations is replaced by the following:

venting means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in a controlled manner, other than the emission of gas arising from combustion, due to

Quiconque fournit des renseignements au ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313^f de cette loi.

Ottawa, le 30 novembre 2023

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Modifications

1 (1) Les définitions de *complétion*, *fracturation hydraulique*, *pompe pneumatique*, *rapport gaz-pétrole*, *reflux*, *régulateur pneumatique* et *taux de purge nominal*, au paragraphe 2(1) du *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*¹, sont abrogées.

(2) La définition de *fugitive*, au paragraphe 2(1) du même règlement, est abrogée.

(3) La définition de *hydrocarbure*, au paragraphe 2(1) du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

hydrocarbure Méthane, dont la formule moléculaire est CH₄, ou composé organique volatil visé à l'article 60 de la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*hydrocarbon*)

(4) Le passage de la définition de *venting* précédant l'alinéa a), au paragraphe 2(1) de la version anglaise du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

venting means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in a controlled manner, other than the emission of gas arising from combustion, due to

^f S.C. 2023, c. 12, s. 50
¹ SOR/2018-66

^f L.C. 2023, ch. 12, art. 50
¹ DORS/2018-66

(5) Subsection 2(1) of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

auditor means a person who

- (a) is independent of the operator and owner of the upstream oil and gas facility that is to be inspected; and
- (b) has knowledge of and experience with emission monitoring systems. (*vérificateur*)

continuous monitoring system means a system of one or more sensors and other equipment that is designed to continuously monitor hydrocarbon gas emissions at an upstream oil and gas facility. (*système de surveillance continue*)

fugitive emission means an unintentional emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility. (*émission fugitive*)

Type 1 facility means an upstream oil and gas facility at which any of the following equipment is installed:

- (a) a natural gas compressor;
- (b) a storage tank for produced liquids;
- (c) a flare; or
- (d) a gas-liquid separator. (*installation de type 1*)

Type 2 facility means an upstream oil and gas facility other than a *Type 1 facility*. (*installation de type 2*)

2 (1) Section 4 of the Regulations is replaced by the following:

Application — Onshore facilities

4 This Part applies in respect of an upstream oil and gas facility that is located onshore.

(2) Section 4 of the Regulations is replaced by the following:

Application — Onshore facilities

4 This Part applies in respect of an upstream oil and gas facility that is located onshore, other than one at which hydrocarbon gas emissions are monitored by means of a continuous monitoring system.

(5) Le paragraphe 2(1) du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

émission fugitive Émission non intentionnelle de gaz d'hydrocarbures provenant d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*fugitive emission*)

installation de type 1 Installation de pétrole et de gaz en amont où l'un des équipements suivants est installé :

- a) un compresseur de gaz naturel;
- b) un réservoir de stockage des liquides produits;
- c) une torchère;
- d) un séparateur gaz-liquide. (*Type 1 facility*)

installation de type 2 Installation de pétrole et de gaz en amont autre qu'une installation de type 1. (*Type 2 facility*)

système de surveillance continue Système comprenant un ou plusieurs capteurs et d'autres équipements conçu pour la surveillance continue des émissions de gaz d'hydrocarbures dans une installation de pétrole et de gaz en amont. (*continuous monitoring system*)

vérificateur Personne qui :

- a) est indépendante de l'exploitant et du propriétaire de l'installation de pétrole et de gaz en amont qui fait l'objet de la vérification;
- b) possède des connaissances et de l'expérience en matière de systèmes de surveillance des émissions. (*auditor*)

2 (1) L'article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Champ d'application — installations terrestres

4 La présente partie s'applique à l'égard des installations de pétrole et de gaz en amont qui sont des installations terrestres.

(2) L'article 4 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Champ d'application — installations terrestres

3 La présente partie s'applique à l'égard des installations de pétrole et de gaz en amont qui sont des installations terrestres, sauf celles où la surveillance des émissions de gaz d'hydrocarbures est effectuée au moyen de systèmes de surveillance continue.

3 The Regulations are amended by adding the following after section 8:

Non-application of certain sections

8.1 (1) Sections 9 to 27 and 37 to 45 do not apply in respect of an upstream oil and gas facility in respect of which sections 46 to 53.3 apply.

Application of sections 46 to 53.3

(2) Sections 46 to 53.3 apply in respect of an upstream oil or gas facility

(a) if operations at the facility begin before January 1, 2027, as of

(i) January 1, 2028, if the combined volume of hydrocarbon gas that is produced or received at the facility in 2027 is greater than the combined volume of hydrocarbon gas that is produced or received at the facility in each of the years 2024 to 2026,

(ii) January 1, 2029, if the combined volume of hydrocarbon gas that is produced or received at the facility in 2028 is greater than the combined volume of hydrocarbon gas that is produced or received at the facility in each of the years 2024 to 2026, and

(iii) January 1, 2030, in any other case; and

(b) if operations at the facility begin on or after January 1, 2027, as of the day on which it begins operation.

2024 to 2026 combined volumes

(3) For the purpose of subparagraphs 2(a)(i) and (ii), the combined volume of hydrocarbon gas that is produced or received at the upstream oil and gas facility in a calendar year is the combined volume of hydrocarbon gas, expressed in standard m³, for that year as set out in records or published on the Petrinex website.

Fugitive Emission Detection and Repair Program

Comprehensive inspection

8.11 (1) Subject to subsection 8.15(2), a comprehensive inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted in accordance with the following schedule:

(a) in the case of a Type 1 facility, once in each quarter of the calendar year, with at least 60 days after a previous inspection; and

(b) in the case of a Type 2 facility, once per calendar year, with at least 270 days since the date of the last inspection.

3 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 8, de ce qui suit :

Non-application de certains articles

8.1 (1) Les articles 9 à 27 et 37 à 45 ne s'appliquent pas à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont à l'égard de laquelle les articles 46 à 53.3 s'appliquent.

Application des articles 46 à 53.3

(2) Les articles 46 à 53.3 s'appliquent à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont :

a) si l'exploitation débute avant le 1^{er} janvier 2027 à compter :

(i) du 1^{er} janvier 2028, dans le cas où le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit ou reçu à l'installation au cours de l'année 2027 est supérieur à celui produit ou reçu au cours de chacune des années 2024 à 2026,

(ii) du 1^{er} janvier 2029, dans le cas où le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit ou reçu à l'installation au cours de l'année 2028 est supérieur à celui produit ou reçu au cours de chacune des années 2024 à 2026,

(iii) du 1^{er} janvier 2030, dans tous les autres cas;

b) si l'exploitation débute 1^{er} janvier 2027 ou ultérieurement, à compter de la date du début de l'exploitation.

Volume combiné des années 2024 à 2026

(3) Pour l'application des sous-alinéas 2a)(i) et (ii), le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit ou reçu à l'installation de pétrole et de gaz en amont au cours d'une année civile est celui, exprimé en m³ normalisés, qui est consigné, ou publié sur le site Web de Petrinex, à l'égard de cette année.

Émissions fugitives — programme de détection et de réparation

Inspection complète

8.11 (1) Sous réserve du paragraphe 8.15(2), une inspection complète de l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée aux fins de détection des émissions fugitives :

a) dans le cas de l'installation de type 1, une fois par trimestre, chaque année civile, à au moins soixante jours d'intervalle;

b) dans le cas de l'installation de type 2, une fois par année civile, à au moins deux cent soixante-dix jours d'intervalle.

Methodology**(2)** A comprehensive inspection must be conducted**(a)** using an instrument that

(i) meets the specifications set out in Section 6 of EPA Method 21,

(ii) is calibrated in accordance with Sections 7, 8.1, 8.2 and 10 of EPA Method 21 before it is used, for each day on which it is used,

(iii) undergoes a calibration drift assessment after its last use on each of those days in accordance with the requirements set out in Section 60.485a(b)(2) of Subpart VVa, entitled *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States; and

(iv) is operated in accordance with the requirements of Section 8.3 of EPA Method 21 to the extent that those requirements are consistent with its manufacturer's recommendations, or

(b) using an optical gas-imaging instrument that is capable of imaging gas that is

(i) in the spectral range for the compound of highest concentration in the hydrocarbon gas to be measured,

(ii) half methane and half propane at a total concentration of at most 500 ppmv and at a flow rate of at least 60 g/h leaking from an orifice that is 0.635 cm in diameter, and

(iii) at the viewing distance determined in accordance with the requirements of the alternative work practice of the Environmental Protection Agency of the United States set out in Sections 60.18(h)(7)(i)(2)(i) to (v) of Section 60.18, entitled *General control device and work practice requirements*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States.

Screening inspection

8.12 (1) Subject to subsection 8.15(2), a screening inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted once in each month in which the operator or a representative of the operator visits the facility.

Méthode**(2)** L'inspection complète est effectuée au moyen, selon le cas :**a)** d'un instrument qui, à la fois :

(i) est conforme aux exigences énoncées à l'article 6 de la méthode 21 de l'EPA,

(ii) est étalonné conformément aux articles 7, 8.1, 8.2 et 10 de la méthode 21 de l'EPA, avant son utilisation, chaque jour où il est utilisé,

(iii) après sa dernière utilisation chaque jour où il est utilisé, fait l'objet d'une évaluation de la dérive de l'étalonnage conformément aux exigences énoncées à l'article 60.485a(b)(2) de la sous-partie VVa, intitulée *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, figurant à la partie 60, chapitre 1, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;

(iv) est utilisé conformément aux exigences de l'article 8.3 de la méthode 21 de l'EPA, pour autant qu'elles soient compatibles avec les recommandations du fabricant;

b) d'un instrument optique de visualisation des gaz capable de réaliser l'imagerie des gaz qui sont :

(i) à l'intérieur de la plage spectrale pour le composé dont la concentration est la plus élevée parmi les gaz d'hydrocarbures à mesurer,

(ii) composés à 50 % de méthane et à 50 % de propane à une concentration totale d'au plus 500 ppmv et à un débit supérieur ou égal à 60 g/h, s'échappant d'un orifice de 0,635 cm de diamètre,

(iii) à la distance d'observation établie conformément aux exigences des pratiques de travail de rechange de l'Environmental Protection Agency des États-Unis énoncées aux articles 60.18(h)(7)(i)(2)(i) à (v) de l'article 60.18, intitulé *General control device and work practice requirements*, figurant à la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis.

Inspection de dépistage

8.12 (1) Sous réserve du paragraphe 8.15(2), une inspection de dépistage des émissions fugitives à l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée une fois au cours de chaque mois où l'exploitant ou son représentant se rend à l'installation.

Methodology

(2) A screening inspection must be conducted using a monitoring instrument that, under standard conditions, has a 90% or greater probability of detecting a fugitive emission with a flow rate of 1 kg/h or more.

Annual inspection

8.13 (1) An annual inspection for fugitive emissions at an upstream oil and gas facility must be conducted by an auditor once per year, with no less than 180 days having elapsed since the date of the last annual inspection.

Exception

(2) However, an annual inspection is not required to be conducted in any year in which an annual inspection is conducted at the facility under subsection 53.2(1).

Methodology

(3) An annual inspection must be conducted using methods that, under standard conditions, provide a 90% or greater probability of detecting a fugitive emission with a flow rate of 10 kg/h or more.

Conduct of inspections

8.14 An inspection required under any of sections 8.11 to 8.13 must be conducted

(a) by a person who, not more than five years before the day on which the inspection occurs, has received training in the calibration, maintenance and operation of the instruments that are used to conduct the inspection; and

(b) using instruments that are calibrated, maintained and operated in accordance with the recommendations, if any, of its manufacturer.

Exclusion — health or safety

8.15 (1) An inspection required under any of sections 8.11 to 8.13 is not required to include the inspection of an equipment component if that inspection would pose a serious risk to human health or safety.

Exclusion — low temperature

(2) An inspection required under section 8.11 or 8.12 is not required to be conducted if, on the day before the scheduled day of the inspection for a quarter or a month, as the case may be, the temperature at the upstream oil and gas facility's location is forecast to be below -20°C on that scheduled day.

Period for repair

8.16 (1) When a fugitive emission is detected at an upstream oil and gas facility, whether as a result of an

Méthode

(2) L'inspection de dépistage est effectuée au moyen d'un instrument de surveillance qui, dans des conditions normalisées, permet de détecter, avec une probabilité d'au moins 90 %, toute émission fugitive dont le débit est de 1 kg/h ou plus.

Inspection annuelle

8.13 (1) Une inspection annuelle de l'installation de pétrole et de gaz en amont est effectuée par le vérificateur, aux fins de détection des émissions fugitives, une fois par année, à au moins cent quatre-vingts jours d'intervalle.

Exception

(2) L'inspection annuelle n'est toutefois pas requise au cours de l'année où celle visée au paragraphe 53.2(1) est effectuée.

Méthode

(3) L'inspection annuelle est effectuée selon une méthode qui, dans des conditions normalisées, permet de détecter, avec une probabilité d'au moins 90 %, toute émission fugitive dont le débit est de 10 kg/h ou plus.

Conduite de l'inspection

8.14 L'inspection requise aux termes de l'un ou l'autre des articles 8.11 à 8.13 est effectuée :

a) par une personne ayant suivi, dans les cinq années précédentes, une formation sur l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage des instruments qu'elle utilise pour l'inspection;

b) au moyen d'instruments étalonnés, entretenus et utilisés selon les recommandations du fabricant, si de telles recommandations existent.

Exception — santé ou sécurité

8.15 (1) Les inspections visées aux articles 8.11 à 8.13 ne sont pas requises à l'égard des composants d'équipement dont l'inspection risque de causer un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes.

Exception — basse température

(2) Les inspections visées aux articles 8.11 ou 8.12 ne sont pas requises si, la veille du jour prévu de l'inspection du trimestre ou du mois, selon le cas, les prévisions météorologiques indiquent que, ce jour-là, la température sera inférieure à -20 °C dans le lieu où l'installation de pétrole et de gaz en amont concernée se trouve.

Délai de réparation

8.16 (1) Lorsque des émissions fugitives sont détectées dans l'installation de pétrole et de gaz en amont, au cours

inspection or otherwise, the equipment component that is emitting the hydrocarbon gas must be repaired,

(a) if the repair can be carried out while the equipment component is operating, within the applicable period set out in subsection (2); and

(b) in any other case, within the period before the end of the next planned shutdown of the facility, unless that period is extended under section 8.17.

Period for repair — while in operation

(2) If the equipment component that is emitting the hydrocarbon gas can be repaired while it is operating, it must be repaired,

(a) if the flow rate of the fugitive emission is not determined, within 24 hours after the fugitive emission is detected; or

(b) if the flow rate of the fugitive emission is determined,

(i) in the case of a flow rate that is less than 1 kg/h, within 90 days after the day on which the fugitive emission is detected,

(ii) in the case of a flow rate that is 1 kg/h or more but less than 10 kg/h, within 30 days after the day on which the fugitive emission is detected,

(iii) in the case of a flow rate that is 10 kg/h or more but less than 100 kg/h, within seven days after the day on which the fugitive emission is detected, and

(iv) in the case of a flow rate that is 100 kg/h or more, within 24 hours after the fugitive emission is detected.

Volume of hydrocarbon gas

(3) In subsections (4) and (5), a reference to a volume of hydrocarbon gas is a reference to that volume in standard m³.

Exception — low level emissions

(4) Despite subparagraphs (2)(b)(i) and (ii), if the equipment component is emitting hydrocarbon gas at a flow rate of less than 10 kg/h, the repair of the equipment component may be deferred until the earlier of

(a) the day on which the estimated volume of hydrocarbon gas that, beginning on the day on which the fugitive emission is detected, would be emitted from that equipment component and from all other equipment components that are emitting hydrocarbon gas as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas that, if none of those equipment components were repaired, would be emitted during a temporary depressurization of the equipment or pipeline conducted in order to carry out the repair, and

d'une inspection ou non, le composant d'équipement en cause est réparé :

a) si la réparation peut être effectuée pendant que le composant est utilisé, dans le délai applicable prévu au paragraphe (2);

b) sinon, sauf prolongation du délai au titre de l'article 8.17, au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé de l'installation.

Délai — réparation pendant l'utilisation

(2) Si le composant d'équipement peut être réparé pendant qu'il est utilisé, la réparation est effectuée :

a) si le débit de l'émission fugitive n'est pas établi, dans les vingt-quatre heures suivant la détection de l'émission;

b) si le débit de l'émission fugitive est établi :

(i) dans le cas où il est de moins de 1 kg/h, dans les quatre-vingt-dix jours suivant le jour où l'émission est détectée,

(ii) dans le cas où il est de 1 kg/h ou plus mais de moins de 10 kg/h, dans les trente jours suivant le jour où l'émission est détectée,

(iii) dans le cas où il est de 10 kg/h ou plus mais de moins de 100 kg/h, dans les sept jours suivant le jour où l'émission est détectée,

(iv) dans le cas où il est de 100 kg/h ou plus, dans les vingt-quatre heures suivant la détection de l'émission.

Volume de gaz d'hydrocarbures

(3) La mention de volume de gaz d'hydrocarbures aux paragraphes (4) et (5) vaut mention de ce volume exprimé en m³ normalisés.

Exception — émissions faibles

(4) Malgré les sous-alinéas (2)(b)(i) et (ii), si le débit des gaz d'hydrocarbures émis par le composant d'équipement est inférieur à 10 kg/h, la réparation peut être différée jusqu'à celui des jours ci-après qui est antérieur à l'autre :

a) le jour où le volume estimé de gaz d'hydrocarbures qui serait émis par ce composant et par tout autre composant d'équipement, si ceux-ci n'étaient pas réparés, depuis la date de détection de l'émission fugitive serait égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis en conséquence de la dépressurisation temporaire des équipements ou des pipelines requise pour effectuer la réparation;

(b) the first anniversary of the day on which the fugitive emission was detected.

Repair — facility shutdown necessary

(5) If the equipment component that is emitting the hydrocarbon gas cannot be repaired while it is operating, the next planned shutdown of the facility must be scheduled no later than the earlier of

(a) the day on which the estimated volume of hydrocarbon gas that, beginning on the day on which the fugitive emission is detected, would be emitted from that equipment component and from all other equipment components that are emitting hydrocarbon gas as of that day is equal to the volume of hydrocarbon gas that, if none of those equipment components were repaired, would be emitted during a temporary depressurization of the equipment or pipeline conducted in order to carry out the repair, and

(b) the first anniversary of the day on which the fugitive emission was detected.

Verification of repair

(6) An equipment component is considered to be repaired when the fugitive emission is no longer detectable using

(a) in the case where the fugitive emission was detected during a comprehensive inspection, an instrument referred to in subsection 8.11(2); and

(b) in any other case, an instrument referred to in subsection 8.12(2).

Application to extend repair period

8.17 (1) The operator of an upstream oil and gas facility who must repair an equipment component that is emitting hydrocarbon gas at a flow rate of less than 10 kg/h may, no later than 45 days before the day on which the applicable repair period referred to in subsection 8.16(1) ends, apply to the Minister to extend the repair period.

Extension

(2) The Minister must extend the repair period for up to six months if the application contains the information set out in Schedule 1 and

(a) documents that establish that, as of the making of the application, there are reasonable grounds to conclude that it is not technically feasible to complete the repair of the equipment component before the end of the applicable repair period or the extended repair period, as the case may be;

(b) le premier anniversaire de la détection de l'émission fugitive.

Délai de réparation — arrêt de l'installation nécessaire

(5) Dans le cas où la réparation du composant d'équipement en exige l'arrêt, le prochain arrêt programmé de l'installation est fixé au plus tard à celui des jours ci-après qui est antérieur à l'autre :

(a) le jour où le volume estimé de gaz d'hydrocarbures qui serait émis par ce composant et par tout autre composant d'équipement, si ceux-ci n'étaient pas réparés, depuis la date de détection de l'émission fugitive serait égal au volume de gaz d'hydrocarbures qui serait émis en conséquence de la dépressurisation temporaire des équipements ou des pipelines requise pour effectuer la réparation;

(b) le premier anniversaire de la détection de l'émission fugitive.

Vérification de la réparation

(6) Le composant d'équipement est considéré comme étant réparé si l'émission fugitive ne peut plus être détectée au moyen :

(a) dans le cas où elle a été détectée lors d'une inspection complète, d'un instrument visé au paragraphe 8.11(2);

(b) dans tout autre cas, de l'instrument visé au paragraphe 8.12(2).

Demande de prolongation du délai

8.17 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont qui est tenu de réparer un composant d'équipement qui émet des gaz d'hydrocarbures à un débit inférieur à 10 kg/h peut, dans les quarante-cinq jours précédant l'expiration du délai applicable prévu au paragraphe 8.16(1), demander au ministre de prolonger ce délai.

Prolongation

(2) Le ministre prolonge le délai pour une période d'au plus six mois si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 1 ainsi que les éléments suivants :

(a) les documents établissant que, au moment de la demande, il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques, l'exploitant n'est pas en mesure de réparer le composant d'équipement avant l'expiration du délai de réparation ou du délai de réparation prolongé, selon le cas;

(b) documents that establish that the operator has a plan to repair the equipment component that sets out

(i) the expected date for the completion of the repair,

(ii) the steps to be taken to ensure completion of the repair on or before that date,

(iii) a justification, with supporting documents, for the belief as to why that date is the earliest feasible date to complete the repair, and

(iv) measures to be taken to minimize, if not eliminate, any harmful effect on the environment or human health and safety from the emission of hydrocarbon gas before the completion of the repair; and

(c) a statement that the implementation of the plan is to begin within 30 days after the day on which the extension is granted.

Renewal

(3) The Minister must renew the extended repair period if

(a) no later than 45 days before the day on which the extended repair period ends, the operator submits an application to renew the extended repair period that contains the information set out in Schedule 1 and subsection (2); and

(b) the extended repair period has not been previously renewed.

Refusal

(4) The Minister must refuse to grant an application referred to in subsection (1) or (3) if the Minister has reasonable grounds to believe that the operator has provided false or misleading information in the application.

Revocation

8.18 (1) The Minister must revoke an extension or renewal granted under section 8.17 if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application.

Conditions for revocation

(2) However, the Minister must not revoke an extension or renewal, unless the Minister has provided the operator with

(a) written reasons for the proposed revocation; and

(b) an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

b) les documents établissant que l'exploitant dispose d'un plan de réparation du composant d'équipement qui comporte :

(i) la date prévue pour l'achèvement de la réparation,

(ii) les mesures qui seront prises pour assurer l'achèvement de la réparation au plus tard à cette date,

(iii) la justification, documents à l'appui, du fait que cette date est la première date à laquelle la réparation peut être effectuée,

(iv) les mesures qui seront prises pour réduire au minimum ou éliminer tout effet nocif que les émissions d'hydrocarbures pourraient avoir sur l'environnement ou la santé humaine avant l'achèvement de la réparation;

c) un énoncé portant que la mise en œuvre du plan commencera dans les trente jours suivant la date à laquelle la prolongation aura été accordée.

Renouvellement

(3) Le ministre renouvelle la prolongation du délai de réparation si, à la fois :

a) l'exploitant lui présente, dans les quarante-cinq jours précédant l'expiration du délai de réparation prolongé, une demande à cet égard comportant les renseignements visés à l'annexe 1 et au paragraphe (2);

b) la prolongation du délai de réparation n'a pas déjà été renouvelée.

Refus

(4) Le ministre rejette la demande visée aux paragraphes (1) ou (3) s'il a des motifs raisonnables de croire que l'exploitant a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.

Révocation

8.18 (1) Le ministre révoque la prolongation ou le renouvellement accordés en vertu de l'article 8.17 s'il a des motifs raisonnables de croire que l'exploitant a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer la prolongation ou le renouvellement que si, à la fois :

a) il a avisé par écrit l'exploitant des motifs de la révocation projetée;

b) il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Record — inspection and fugitive emissions

8.19 A record must be made that sets out the following information respecting the inspections and fugitive emissions at an upstream oil and gas facility:

- (a)** for each inspection,
 - (i)** its date and time,
 - (ii)** whether it was a comprehensive inspection, a screening inspection or an annual inspection,
 - (iii)** the methodology used,
 - (iv)** the make and model number of each instrument used,
 - (v)** information respecting the calibration of each instrument used, and
 - (vi)** whether a fugitive emission was detected;
- (b)** the name and contact information of the auditor who conducted an annual inspection, along with the name and business address of their employer;
- (c)** for each person who conducted a comprehensive or screening inspection,
 - (i)** their name, contact information and the name and business address of their employer, if their employer is not the operator,
 - (ii)** their training,
 - (iii)** the dates on which the training was provided and, for each of those dates, the number of hours of training, and
 - (iv)** a description of the training;
- (d)** if a comprehensive inspection or screening inspection was not carried out at the facility for the reason described in subsection 8.15(2), the temperature that, on the day before the scheduled day of the inspection, was forecasted for the facility's location on that scheduled day; and
- (e)** for each fugitive emission detected,
 - (i)** the unique identifier, if any, assigned to that emission by the operator,
 - (ii)** a description of the equipment component that emitted the hydrocarbon gas and the location of that equipment component,
 - (iii)** the date on which the fugitive emission was detected,

Renseignements à consigner — inspections et émissions fugitives

8.19 Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard des inspections et des émissions fugitives de l'installation de pétrole et de gaz en amont :

- a)** pour chaque inspection effectuée :
 - (i)** la date et l'heure,
 - (ii)** son type : inspection complète, annuelle ou de dépistage,
 - (iii)** la méthode utilisée,
 - (iv)** la marque et le modèle de chaque instrument utilisé,
 - (v)** les renseignements relatifs à l'étalonnage de chaque instrument utilisé,
 - (vi)** un énoncé indiquant si des émissions fugitives ont été détectées ou non;
- b)** les nom et coordonnées du vérificateur qui a effectué l'inspection annuelle ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur;
- c)** à l'égard de chaque personne qui a effectué l'inspection complète ou de dépistage :
 - (i)** son nom, ses coordonnées ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur si celui-ci n'est pas l'exploitant,
 - (ii)** sa formation,
 - (iii)** les dates auxquelles la formation a été donnée et, pour chaque date, le nombre d'heures de formation,
 - (iv)** la description de la formation;
- d)** si l'inspection complète ou de dépistage n'a pas été effectuée pour les raisons visées au paragraphe 8.15(2), la température indiquée, à l'égard du lieu où l'installation se trouve, par les prévisions météorologiques de la veille du jour prévu de l'inspection pour ce jour;
- e)** à l'égard de chaque émission fugitive détectée :
 - (i)** l'identifiant unique, le cas échéant, que lui a attribué l'exploitant,
 - (ii)** la description et l'emplacement du composant d'équipement qui l'a émise,
 - (iii)** la date où elle a été détectée,
 - (iv)** la date où elle a cessé,

(iv) the date on which the fugitive emission ended,

(v) the flow rate, in kg/h, of the fugitive emission before repair of the equipment component, if determined, and

(vi) if the fugitive emission cannot be repaired while the equipment component is operating, the day of the next planned shutdown of the facility.

4 Section 8.1 of the Regulations is repealed.

5 Sections 9 to 19 and the headings before section 20 are repealed.

6 (1) The portion of subsection 20(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Application of sections 26, 27 and 37 to 45

20 (1) Sections 26, 27 and 37 to 45 apply in respect of an upstream oil and gas facility as of the first day of the month that begins after the facility produces or receives — or is expected to produce or receive — a combined volume of more than 60 000 standard m³ of hydrocarbon gas for a period of 12 months, determined as follows:

(2) Section 20 of the Regulations is repealed.

7 (1) The portion of section 21 of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Records — non-application

21 If none of sections 26, 27 and 37 to 45 apply, for a given month, in respect of an upstream oil and gas facility, a record, with supporting documents, must be made that indicates

(2) Section 21 of the Regulations is repealed.

8 Sections 22 to 27 of the Regulations are repealed.

9 The headings before section 28 and sections 28 to 36 of the Regulations are repealed.

10 The heading before section 37 and sections 37 to 45 of the Regulations are repealed.

11 (1) The headings before section 46 and sections 46 to 53 of the Regulations are repealed.

(v) son débit, exprimé en kg/h par heure, avant la réparation du composant d'équipement en cause, si ce débit est établi,

(vi) dans le cas où la réparation du composant d'équipement en exige l'arrêt, le jour du prochain arrêt programmé de l'installation.

4 L'article 8.1 du même règlement est abrogé.

5 Les articles 9 à 19 et les intertitres précédant l'article 20 du même règlement sont abrogés.

6 (1) Le passage du paragraphe 20(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Application des articles 26, 27 et 37 à 45

20 (1) Les articles 26, 27 et 37 à 45 s'appliquent à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont à compter du premier jour du mois qui suit la période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit ou reçoit, ou s'attend à produire ou à recevoir, un volume combiné de gaz d'hydrocarbures supérieur à 60 000 m³ normalisés, déterminé de la manière suivante :

(2) L'article 20 du même règlement est abrogé.

7 (1) Le passage de l'article 21 du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Renseignements à consigner — non-application

21 Si aucun des articles 26, 27 et 37 à 45 ne s'applique, pour un mois donné, à l'égard de l'installation de pétrole et de gaz en amont, les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui :

(2) L'article 21 du même règlement est abrogé.

8 Les articles 22 à 27 du même règlement sont abrogés.

9 Les intertitres précédant l'article 28 et les articles 28 à 36 du même règlement sont abrogés.

10 L'intertitre précédent l'article 37 et les articles 37 à 45 du même règlement sont abrogés.

11 (1) Les intertitres précédant l'article 46 et les articles 46 à 53 du même règlement sont abrogés.

(2) The Regulations are amended by adding the following after section 45:

Hydrocarbon Gas Destruction

Hydrocarbon gas destruction equipment

46 (1) Hydrocarbon gas destruction equipment that is used at an upstream oil and gas facility must

- (a) have a combustion system that has a pilot flame, an automatic ignition device and an automatic flame failure detection system and that, when hydrocarbon gas is routed to that system,
- (i) maintains the stable combustion of hydrocarbon gas without generating any visible emission, and
- (ii) has a carbon conversion efficiency of at least 98%; and
- (b) be operated and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Exception

(2) Despite paragraph (1)(a), the hydrocarbon gas destruction equipment may be operated with a catalytic oxidation system that has a carbon conversion efficiency of at least 85% if

- (a) the hydrocarbon gas that is routed to the equipment has a pressure of less than 7 kPa and a volume of 60 m³ or less per day;
- (b) hydrocarbon gas is not routed to the equipment when the catalyst temperature is below that recommended by the equipment manufacturer; and
- (c) the catalytic oxidation system is operated and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Flaring

47 The flaring of hydrocarbon gas at an upstream oil and gas facility, other than flaring that is necessary to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation, must be supported by an engineering study that concludes that use of the hydrocarbon gas to produce useful heat or energy is not feasible in the circumstances.

Record — Hydrocarbon gas destruction event

48 A record must be made that sets out the following information respecting each hydrocarbon gas destruction event at an upstream oil and gas facility:

- (a) the date, time and duration of the event;

(2) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 45, de ce qui suit :

Destruction de gaz d'hydrocarbures

Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

46 (1) Tout équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans l'installation de pétrole et de gaz en amont doit :

- a) être doté d'un système de combustion qui comprend une flamme pilote, un dispositif d'allumage automatique et un système de détection automatique de l'extinction de la flamme et qui, lorsque les gaz d'hydrocarbures y sont acheminés :
- (i) maintient une combustion stable des gaz d'hydrocarbures, sans émissions visibles,
- (ii) assure une efficacité minimale de conversion de carbone de 98 %;
- b) être utilisé et entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Exception

(2) Malgré l'alinéa (1)a), l'équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures doté d'un système d'oxydation catalytique ayant une efficacité minimale de conversion de carbone de 85 % peut être utilisé si, à la fois :

- a) les gaz d'hydrocarbures acheminés vers l'équipement ont une pression de moins de 7 kPa et totalisent un volume d'au plus 60 m³ par jour;
- b) les gaz d'hydrocarbures ne sont pas acheminés vers l'équipement lorsque la température du catalyseur est inférieure à celle recommandée par le fabricant de l'équipement;
- c) le système d'oxydation catalytique est utilisé et entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Torchage

47 Le torchage de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont, sauf s'il est nécessaire pour éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence, est étayé par une étude technique concluant que l'usage des gaz aux fins de production de chaleur ou d'énergie utiles n'est pas possible dans les circonstances.

Renseignements à consigner — destruction

48 Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de chaque destruction de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont :

- a) la date, l'heure et la durée de la destruction;

- (b) the location of the event within the facility; and
- (c) if applicable, the engineering study referred to in section 47.

Venting

Venting prohibited

49 (1) Hydrocarbon gas must not be vented from an upstream oil and gas facility.

Exceptions

(2) Despite subsection (1), hydrocarbon gas may be vented from an upstream oil and gas facility if

- (a) it is vented as part of planned equipment maintenance or a planned temporary depressurization of equipment or a pipeline and measures are taken to minimize the quantity of hydrocarbon gas that is vented;
- (b) it is necessary to avoid serious risk to human health or safety arising from an emergency situation;
- (c) the heating value of the hydrocarbon gas or its flow rate are insufficient to sustain stable combustion of the gas by hydrocarbon gas destruction equipment; or
- (d) the use of hydrocarbon gas destruction equipment or hydrocarbon gas conservation equipment would prolong an interruption of the hydrocarbon gas supply to the public.

Connection of equipment components

(3) Every equipment component at an upstream oil and gas facility must be connected to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Record — venting activity

50 A record must be made that sets out the following information respecting each instance in which hydrocarbon gas is vented at an upstream oil and gas facility:

- (a) the date, time and duration of the venting;
- (b) the location of the venting within the facility;
- (c) the flow rate of the vented hydrocarbon gas, expressed in kg/h, under standard conditions;
- (d) a description of the circumstances leading up to the venting and the reasons for it; and
- (e) the steps that were taken to minimize the volume of the vented hydrocarbon gas.

- (b) l'emplacement où la destruction a eu lieu dans l'installation;
- (c) le cas échéant, l'étude technique visée à l'article 47.

Évacuation

Interdiction des évacuations

49 (1) Il est interdit d'évacuer les gaz d'hydrocarbures de l'installation de pétrole et de gaz en amont.

Exceptions

(2) Les gaz d'hydrocarbures de l'installation de pétrole et de gaz en amont peuvent toutefois être évacués si, selon le cas :

- (a) l'évacuation est faite dans le cadre de l'entretien programmé de l'équipement ou de la dépressurisation temporaire programmée des équipements ou des pipelines et des mesures sont prises pour réduire au minimum la quantité de gaz d'hydrocarbures évacués;
- (b) elle est nécessaire pour éviter un grave danger pour la santé ou la sécurité des personnes découlant d'une situation d'urgence;
- (c) le pouvoir calorifique ou le débit des gaz d'hydrocarbures n'est pas suffisant pour que l'équipement de destruction maintienne une combustion stable des gaz;
- (d) l'utilisation de l'équipement de destruction ou de conservation des gaz d'hydrocarbures prolongerait l'interruption de l'approvisionnement du public en gaz d'hydrocarbures.

Composants d'équipements — connexion exigée

(3) Tout composant d'équipement dans l'installation de pétrole et de gaz en amont est connecté à un équipement de destruction ou de conservation des gaz d'hydrocarbures.

Renseignements à consigner — évacuation

50 Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de chaque évacuation de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont :

- (a) la date, l'heure et la durée de l'évacuation;
- (b) l'emplacement où l'évacuation a eu lieu dans l'installation;
- (c) le débit des gaz d'hydrocarbures évacués, exprimé en kg/h, dans des conditions normalisées;
- (d) les circonstances et les raisons à l'origine de l'évacuation;
- (e) les mesures prises pour réduire au minimum la quantité de gaz d'hydrocarbures évacués.

PART 2**Continuous Monitoring System****System Requirements****Sensors and other equipment**

51 (1) A continuous monitoring system that is used at an upstream oil and gas facility must meet the following requirements:

- (a)** its sensors and other equipment are placed at locations within the facility that, under standard conditions, provide a 90% or greater probability of detecting hydrocarbon gas emissions at the facility that have a total flow rate of 1 kg/h or more;
- (b)** its sensors provide readings
 - (i)** in the case of a Type 1 facility, at least once every 15 minutes, and
 - (ii)** in the case of a Type 2 facility, at least once every 12 hours; and
- (c)** it is equipped with an alarm that is triggered when the total flow rate of hydrocarbon gas emissions detected at the facility is 1 kg/h or more.

Calibration

(2) All sensors and other equipment that constitute a continuous monitoring system must be calibrated in accordance with the recommendations of their manufacturer such that their measurements have a maximum margin of error of $\pm 20\%$.

System Operation**Notice before use**

52 (1) Before a continuous monitoring system is used to detect hydrocarbon gas emissions at an upstream oil and gas facility, the operator must provide the Minister with a written notice that specifies the day on which use of the system is to begin at that facility. The notice must be provided to the Minister at least 60 days before the day specified in the notice.

Information required

- (2)** The notice must set out the following information:
- (a)** the name and location of the upstream oil and gas facility;
 - (b)** a description of the sensors and other equipment that will constitute the continuous monitoring system;

PARTIE 2**Système de surveillance continue****Exigences****Capteurs et autres équipements**

51 (1) Le système de surveillance continue utilisé à l'installation de pétrole et de gaz en amont remplit les exigences suivantes :

- a)** ses capteurs et autres équipements sont placés dans l'installation de façon à permettre la détection, dans des conditions normalisées, avec une probabilité d'au moins 90 %, des émissions d'hydrocarbures dont le débit total est de 1 kg/h ou plus;
- b)** ses capteurs fournissent un relevé :
 - (i)** dans le cas d'une installation de type 1, au moins toutes les quinze minutes,
 - (ii)** dans le cas d'une installation de type 2, au moins toutes les douze heures;
- c)** il possède une alarme qui se déclenche lorsque le débit total des émissions d'hydrocarbures détectées à l'installation atteint 1 kg/h ou plus.

Étalonnage

(2) Les capteurs et autres équipements du système de surveillance continue sont étalonnés conformément aux recommandations du fabricant de façon à permettre une prise de mesure avec une marge d'erreur maximale de $\pm 20\%$.

Fonctionnement du système**Avis de début de la surveillance**

52 (1) Avant d'utiliser un système de surveillance continue dans une installation de pétrole et de gaz en amont, l'exploitant en donne avis par écrit au ministre au moins soixante jours avant la date prévue du début de la surveillance, l'avis devant indiquer cette date.

Renseignements exigés

- (2)** L'avis comporte les renseignements ci-après :
- a)** le nom de l'installation de pétrole et de gaz en amont et son emplacement;
 - b)** la description des capteurs et autres équipements qui y constitueront le système de surveillance continue;

(c) an attestation, signed and dated by an engineer who is authorized to practice engineering under the laws of the province in which the facility is located, indicating that the continuous monitoring system that is to be used at the facility meets the requirements set out in section 51; and

(d) the name, address and contact information of the engineer who provided the attestation.

Notice of discontinuance

53 Before the use of a continuous monitoring system at an upstream oil and gas facility is discontinued, the operator must provide the Minister with a written notice that specifies the day on which use of the system is to be discontinued at that facility. The notice must be provided to the Minister at least 60 days before the day specified in the notice.

Continuous operation

53.1 (1) A continuous monitoring system must be operating at all times, except for any period of time during which all or part of the system is undergoing preventive maintenance.

Preventive maintenance

(2) Preventive maintenance referred to in subsection (1) must not be performed during any period of time in which an emission of hydrocarbon gas is planned or expected to occur at an upstream oil and gas facility.

Inspection

Annual inspection

53.2 (1) If a continuous monitoring system is used at an upstream oil and gas facility, an annual inspection for hydrocarbon gas emissions at the facility must be conducted by an auditor once per year, with no less than 180 days having elapsed since the date of the last annual inspection.

Exception

(2) However, an annual inspection is not required to be conducted at the upstream oil and gas facility in any year in which an annual inspection is conducted at the facility under subsection 8.13(1).

Methodology

(3) An annual inspection must be conducted using methods that, under standard conditions, provide a 90% or greater probability of detecting hydrocarbon gas emissions at the facility that have a total flow rate of 10 kg/h or more.

(c) une attestation signée et datée par une personne agréée à titre d'ingénieur en vertu des lois de la province où l'installation est située indiquant que le système de surveillance continue qui sera utilisé est conforme aux exigences prévues à l'article 51;

(d) le nom, l'adresse et les coordonnées de l'ingénieur auteur de l'attestation.

Avis d'interruption

53 Avant d'interrompre l'utilisation du système de surveillance continue dans une installation de pétrole et de gaz en amont, l'exploitant en donne avis par écrit au ministre au moins soixante jours avant la date prévue de l'interruption, l'avis devant indiquer cette date.

Fonctionnement continu

53.1 (1) Sauf lors de l'entretien préventif du système ou d'un de ses éléments, le système de surveillance continue fonctionne sans interruption.

Entretiens préventifs

(2) Il est interdit de procéder à l'entretien préventif visé au paragraphe (1) durant toute période où l'émission de gaz d'hydrocarbures est projetée ou peut survenir.

Inspection

Inspection annuelle

53.2 (1) Une inspection annuelle de l'installation de pétrole et de gaz en amont où est utilisé un système de surveillance continue est effectuée par le vérificateur, aux fins de détection des émissions de gaz d'hydrocarbures, une fois par année, à au moins cent quatre-vingts jours d'intervalle.

Exception

(2) L'inspection annuelle n'est toutefois pas requise au cours de l'année où celle visée au paragraphe 8.13(1) est effectuée.

Méthode

(3) L'inspection annuelle est effectuée selon la méthode qui, dans des conditions normalisées, permet de détecter, avec une probabilité d'au moins 90 %, les émissions de gaz d'hydrocarbures dont le débit total est de 10 kg/h ou plus.

Record – annual inspection

(4) A record must be made that sets out the following information respecting each annual inspection:

- (a)** its date and time;
- (b)** the name and contact information of the auditor who conducted the inspection, along with the name and business address of their employer;
- (c)** a description of the methodology and equipment used;
- (d)** information respecting the calibration of each instrument used;
- (e)** whether hydrocarbon gas emissions were detected; and
- (f)** if hydrocarbon gas emissions were detected,
 - (i)** their total flow rate, in kg/h,
 - (ii)** the unique identifier, if any, assigned to those emissions by the operator, and
 - (iii)** a list of the steps that were taken to reduce those emissions.

Emissions

Period for emission reduction

53.3 (1) If a continuous monitoring system is used at an upstream oil and gas facility and the total flow rate of hydrocarbon gas emissions detected at the facility is 1 kg/h or more, the total flow rate must be reduced to less than 1 kg/h as soon as feasible, but in any case, by no later than

- (a)** if the total flow rate is 1 kg/h or more but less than 10 kg/h, 30 days after the day on which the emissions are detected;
- (b)** if the total flow rate is 10 kg/h or more but less than 100 kg/h, seven days after the day on which the emissions are detected; and
- (c)** if the total flow rate is 100 kg/h or more, 24 hours after the emissions are detected.

Analysis required

(2) An analysis must be conducted in respect of each emission event in which the total flow rate of the hydrocarbon gas emissions detected at the upstream oil and gas facility is 10 kg/h or more.

Renseignements à consigner – inspection annuelle

(4) Les renseignements ci-après sont consignés à l'égard de chaque inspection annuelle :

- a)** la date et l'heure;
- b)** les nom et coordonnées du vérificateur ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur;
- c)** la description des méthodes et équipements utilisés;
- d)** les renseignements relatifs à l'étalonnage de l'instrument utilisé;
- e)** un énoncé indiquant si des émissions de gaz d'hydrocarbures ont été détectées ou non;
- f)** si des émissions ont été détectées :
 - (i)** leur débit total, exprimé en kg/h,
 - (ii)** leur identifiant unique, si l'exploitant leur en a attribué un,
 - (iii)** la liste des mesures prises pour les réduire.

Émissions

Délai de réduction des émissions

53.3 (1) Lorsque le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures détectées dans l'installation de pétrole et de gaz en amont où est utilisé un système de surveillance continue est de 1 kg/h ou plus, il est réduit à moins de 1 kg/h sans délai, mais au plus tard :

- a)** s'il est de 1 kg/h ou plus, mais de moins de 10 kg/h, trente jours après la date où les émissions ont été détectées;
- b)** s'il est de 10 kg/h ou plus mais de moins de 100 kg/h, sept jours après la date où les émissions ont été détectées;
- c)** s'il est de 100 kg/h ou plus, vingt-quatre heures après la détection des émissions.

Analyse requise

(2) Une analyse est effectuée à l'égard de chaque situation où le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont est de 10 kg/h ou plus.

Record — system and emissions

(3) A record must be made that sets out the following information:

- (a)** the date, time and duration of each instance when the continuous monitoring system is not in operation;
- (b)** for each instance when the total flow rate of hydrocarbon gas emissions at the upstream oil and gas facility was 1 kg/h or more,
 - (i)** the maximum total flow rate of the emissions, in kg/h,
 - (ii)** the date and time when the emissions were detected,
 - (iii)** the date and time when the total flow rate of the emissions was reduced to less than 1 kg/h,
 - (iv)** a list of the steps that were taken to reduce the total flow rate of the emissions, and
 - (v)** the period of time, if any, during which the facility was shut down; and
- (c)** the results of each analysis conducted under subsection (2).

12 Subsections 54(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:

Registration report

54 (1) An upstream oil and gas facility must be registered by providing the Minister with a registration report for the facility that contains the information set out in Schedule 3.

Date of registration

(2) The facility must be registered not later than 120 days after the later of January 1, 2027 and the day on which operations at the facility begin.

13 The Regulations are amended by adding the following after section 55:

Supplementary Notice**Information required**

55.1 If an upstream oil and gas facility is registered in accordance with subsection 54(1) before the day on which this section comes into force, a supplementary notice must be provided to the Minister that contains the information referred to in sections 7 and 8 of Schedule 3.

Renseignements à consigner — système et émissions

(3) Sont consignés :

- a)** à l'égard de chaque arrêt du système de surveillance continue, la date, l'heure et la durée de l'arrêt;
- b)** à l'égard de chaque situation où le débit total des émissions de gaz d'hydrocarbures à l'installation de pétrole et de gaz en amont est de 1 kg/h ou plus :
 - (i)** le débit total maximum des émissions, exprimé en kg/h,
 - (ii)** la date et l'heure auxquelles les émissions ont été détectées,
 - (iii)** la date et l'heure auxquelles le débit total a été ramené à moins de 1 kg/h,
 - (iv)** la liste des mesures prises pour réduire le débit total des émissions,
 - (v)** le cas échéant, la période pendant laquelle il y a eu arrêt de l'installation;
- c)** les résultats de toute analyse effectuée en application du paragraphe (2).

12 Les paragraphes 54(1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapport d'enregistrement

54 (1) Toute installation de pétrole et de gaz en amont doit être enregistrée par soumission au ministre d'un rapport d'enregistrement qui comporte les renseignements visés à l'annexe 3.

Date d'enregistrement

(2) L'installation est enregistrée dans les cent vingt jours suivant le 1^{er} janvier 2027 ou, s'il est postérieur, le jour où débute l'exploitation de l'installation.

13 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 55, de ce qui suit :

Avis supplémentaire**Renseignements requis**

55.1 Un avis supplémentaire comportant les renseignements visés aux articles 7 et 8 de l'annexe 3 est donné au ministre à l'égard de toute installation de pétrole et de gaz en amont enregistrée conformément au paragraphe 54(1) avant l'entrée en vigueur du présent article.

14 Schedule 1 to the Regulations is amended by replacing the references after the heading “SCHEDULE 1” with the following:

(Subsections 8.17(2) and (3))

15 Schedule 2 to the Regulations is repealed.

16 (1) Schedule 3 to the Regulations is amended by replacing the references after the heading “SCHEDULE 3” with the following:

(Subsections 54(1) and (3) and section 55.1)

(2) Schedule 3 to the Regulations is amended by adding the following after section 6:

7 Identification of the facility as either a Type 1 facility or a Type 2 facility.

8 For each of the years 2024 to 2026, the combined volume of hydrocarbon gas that was produced or received by the facility in that year, expressed in standard m³, if any.

Consequential Amendments to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

17 (1) Item 30 of the schedule to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)² is amended by adding the following after paragraph (d):

Column 2	
Item	Provisions
30	(d.1) section 8.11
	(d.2) section 8.12
	(d.3) subsections 8.13(1) and (3)
	(d.4) section 8.14
	(d.5) subsections 8.16(1), (2) and (5)

(2) Paragraphs 30(e) to (q) of the schedule to the Regulations are repealed.

(3) Paragraphs 30(r) to (u) of the schedule to the Regulations are repealed.

14 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 1 », à l'annexe 1 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(paragraphe 8.17(2) et (3))

15 L'annexe 2 du même règlement est abrogée.

16 (1) Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 3 », à l'annexe 3 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(paragraphe 54(1) et (3) et article 55.1)

(2) L'annexe 3 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 6, de ce qui suit :

7 Un énoncé précisant s'il s'agit d'une installation de type 1 ou d'une installation de type 2.

8 Le volume combiné de gaz d'hydrocarbures, exprimé en m³ normalisés, que l'installation de pétrole et de gaz en amont a produit ou reçu au cours de chacune des années 2024 à 2026.

Modifications corrélatives au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

17 (1) L'article 30 de l'annexe du Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)² est modifié par adjonction, après l'alinéa d), de ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Dispositions
30	d.1) article 8.11
	d.2) article 8.12
	d.3) paragraphes 8.13(1) et (3)
	d.4) article 8.14
	d.5) paragraphes 8.16(1), (2) et (5)

(2) Les alinéas 30e) à q) de l'annexe du même règlement sont abrogés.

(3) Les alinéas 30r) à u) de l'annexe du même règlement sont abrogés.

² SOR/2012-134

² DORS/2012-134

(4) Paragraphs 30(v) to (z) of the schedule to the Regulations are repealed.

(5) Paragraphs 30(z.1) to (z.7) of the schedule to the Regulations are repealed.

(6) Item 30 of the schedule to the Regulations is amended by adding the following after paragraph (z):

Column 2	
Item	Provisions
30	(z.1) subsection 46(1)
	(z.2) section 47
	(z.3) subsections 49(1) and (3)
	(z.4) section 51
	(z.5) section 52
	(z.6) section 53.1
	(z.7) subsections 53.2(1) and (3)
	(z.8) subsections 53.3(1) and (2)

Coming into Force

18 (1) Subsection 1(1), sections 4 and 5, subsections 6(2) and 7(2), sections 8, 10 and 15 and subsections 17(2) and (4) come into force on January 1, 2030.

(2) Subsections 1(2), (4) and (5) and 2(2), section 3, subsections 6(1) and 7(1), section 9, subsection 11(2), sections 12 to 14 and 16 and subsections 17(1), (3) and (6) come into force on January 1, 2027.

(3) Subsection 1(3) comes into force on the day on which these Regulations are registered.

(4) Subsections 2(1), 11(1) and 17(5) come into force on the day on which the *Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Area Petroleum Operations Framework Regulations* come into force, but if these Regulations are registered after that day, those subsections come into force on the day on which these Regulations are registered.

(4) Les alinéas 30v) à z) de l'annexe du même règlement sont abrogés.

(5) Les alinéas 30z.1) à z.7) de l'annexe du même règlement sont abrogés.

(6) L'article 30 de l'annexe du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa z), de ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Dispositions
30	z.1) paragraphe 46(1)
	z.2) article 47
	z.3) paragraphes 49(1) et (3)
	z.4) article 51
	z.5) article 52
	z.6) article 53.1
	z.7) paragraphes 53.2(1) et (3)
	z.8) paragraphes 53.3(1) et (2)

Entrée en vigueur

18 (1) Le paragraphe 1(1), les articles 4 et 5, les paragraphes 6(2) et 7(2), les articles 8, 10 et 15 et les paragraphes 17(2) et (4) entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2030.

(2) Les paragraphes 1(2), (4) et (5) et 2(2), l'article 3, les paragraphes 6(1) et 7(1), l'article 9, le paragraphe 11(2), les articles 12 à 14 et 16 et les paragraphes 17(1), (3) et (6) entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2027.

(3) Le paragraphe 1(3) entre en vigueur à la date d'enregistrement du présent règlement.

(4) Les paragraphes 2(1), 11(1) et 17(5) entrent en vigueur à la date d'entrée en vigueur du *Règlement-cadre sur les opérations relatives aux hydrocarbures dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador* ou, si elle est postérieure, à la date d'enregistrement du présent règlement.

INDEX

COMMISSIONS

Canadian International Trade Tribunal

Expiry review of order	
Hot-rolled carbon steel plate	3921
Inquiry	
Laboratory and scientific equipment.....	3922

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Decisions	3923
* Notice to interested parties.....	3923

Canadian Transportation Agency

Canadian Transportation Act	
Regulated interswitching rates for 2024.....	3924

Public Service Commission

Public Service Employment Act	
Permission and leave granted (Sandhu, Jaspreet).....	3925

GOVERNMENT NOTICES

Privy Council Office

Appointment opportunities.....	3915
--------------------------------	------

Superintendent of Financial Institutions, Office of the

Insurance Companies Act	
Definity Insurance Company — Letters patent of amalgamation and order to commence and carry on business	3915

MISCELLANEOUS NOTICES

Allianz Life Insurance Company of North America and Assumption Mutual Life Insurance Company	
Assumption reinsurance agreement	3926
* MD Private Trust Company and The Bank of Nova Scotia Trust Company	
Letters patent of amalgamation.....	3926

PARLIAMENT

House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 44th Parliament)	3920
--	------

Senate

Royal assent	
Bill assented to	3920

PROPOSED REGULATIONS

Canada Border Services Agency

Immigration and Refugee Protection Act	
Regulations Amending the Immigration and Refugee Protection Regulations (Transborder Criminality).....	3950
Preclearance Act, 2016	
Preclearance in the United States Regulations	3929

Environment, Dept. of the, and Dept. of Health

Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)	3968

* This notice was previously published.

INDEX

AVIS DIVERS

Compagnie d'assurance-vie Allianz d'Amérique du Nord (La) et Assomption Compagnie mutuelle d'assurance-vie Convention de réassurance aux fins de prise en charge.....	3926
* Société de fiducie privée MD et La Société de Fiducie Banque de Nouvelle-Écosse Lettres patentes de fusion	3926

AVIS DU GOUVERNEMENT

Conseil privé, Bureau du Possibilités de nominations	3915
Surintendant des institutions financières, Bureau du Loi sur les sociétés d'assurances Compagnie d'assurance Definity — Lettres patentes de fusion et autorisation de fonctionnement.....	3915

COMMISSIONS

Commission de la fonction publique Loi sur l'emploi dans la fonction publique Permission et congé accordés (Sandhu, Jaspreet).....	3925
Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes * Avis aux intéressés.....	3923
Décisions	3923
Office des transports du Canada Loi sur les transports du Canada Prix d'interconnexion réglementés pour 2024.....	3924
Tribunal canadien du commerce extérieur Enquête Équipements scientifiques et de laboratoire.....	3922
Réexamen relatif à l'expiration de l'ordonnance Tôles d'acier au carbone laminées à chaud...	3921

PARLEMENT

Chambre des communes

* Demandes introductives de projets de loi d'intérêt privé (Première session, 44 ^e législature)	3920
--	------

Sénat

Sanction royale Projet de loi sanctionné	3920
---	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Agence des services frontaliers du Canada

Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés Règlement modifiant le Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés (criminalité transfrontalière)	3950
Loi sur le précontrôle (2016) Règlement sur le précontrôle aux États-Unis	3929

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)....	3968
---	------