

# Canada Gazette

## Part I



# Gazette du Canada

## Partie I

OTTAWA, SATURDAY, FEBRUARY 24, 2024

OTTAWA, LE SAMEDI 24 FÉVRIER 2024

### 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 3, 2024, 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](mailto: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 3 janvier 2024 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<sup>er</sup> 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<sup>e</sup> 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](mailto:Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca).

**TABLE OF CONTENTS**

<b>Government notices</b> .....	265
Appointment opportunities .....	275
<b>Parliament</b>	
House of Commons .....	282
<b>Commissions</b> .....	283
(agencies, boards and commissions)	
<b>Miscellaneous notices</b> .....	297
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
<b>Proposed regulations</b> .....	298
(including amendments to existing regulations)	
<b>Index</b> .....	522

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>Avis du gouvernement</b> .....	265
Possibilités de nominations .....	275
<b>Parlement</b>	
Chambre des communes .....	282
<b>Commissions</b> .....	283
(organismes, conseils et commissions)	
<b>Avis divers</b> .....	297
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
<b>Règlements projetés</b> .....	298
(y compris les modifications aux règlements existants)	
<b>Index</b> .....	523

**GOVERNMENT NOTICES****DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION  
ACT, 1999***Ministerial Condition No. 20655***Ministerial condition***(Paragraph 84(1)(a) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)*

Whereas the Minister of the Environment and the Minister of Health (the ministers) have assessed information pertaining to the substance octanamide, *N*-hydroxy-, Chemical Abstracts Service Registry Number 7377-03-9;

And whereas the ministers suspect that the substance is toxic or capable of becoming toxic within the meaning of section 64 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (the Act),

The Minister of the Environment, pursuant to paragraph 84(1)(a) of the Act, hereby permits the manufacture or import of the substance subject to the conditions of the following annex.

**Marc D'Iorio**

Assistant Deputy Minister  
Science and Technology Branch

On behalf of the Minister of the Environment

**ANNEX****Conditions***(Paragraph 84(1)(a) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)*

1. The following definitions apply in these ministerial conditions:

“cosmetic” means a cosmetic as defined in section 2 of the *Food and Drugs Act*;

“notifier” means the person who has, on October 19, 2023, provided to the Minister of the Environment the prescribed information concerning the substance, in accordance with subsection 81(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*;

“rinse-off cosmetic” means a cosmetic intended to be rinsed or washed off immediately after its application, and includes, but is not limited to, body wash, shower gel, body soap, shampoo, conditioner, facial cleanser, face exfoliate, and shaving cream. The following examples of cosmetics are excluded from the present definition: deodorant, anti-perspirant, lotion, skin cream, moisturizer, sunscreen,

**AVIS DU GOUVERNEMENT****MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE  
L'ENVIRONNEMENT (1999)***Condition ministérielle n° 20655***Condition ministérielle***[Alinéa 84(1)a de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]*

Attendu que le ministre de l'Environnement et le ministre de la Santé (les ministres) ont évalué les renseignements dont ils disposent concernant la substance *N*-hydroxyoctanamide, numéro d'enregistrement 7377-03-9 du Chemical Abstracts Service;

Attendu que les ministres soupçonnent que la substance est effectivement ou potentiellement toxique au sens de l'article 64 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [la Loi],

Par les présentes, le ministre de l'Environnement, en vertu de l'alinéa 84(1)a de la Loi, autorise la fabrication ou l'importation de la substance aux conditions énoncées à l'annexe ci-après.

Le sous-ministre adjoint

Direction générale des sciences et de la technologie

**Marc D'Iorio**

Au nom du ministre de l'Environnement

**ANNEXE****Conditions***[Alinéa 84(1)a de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]*

1. Les définitions qui suivent s'appliquent aux présentes conditions ministérielles :

« cosmétique » s'entend d'un cosmétique tel qu'il est défini à l'article 2 de la *Loi sur les aliments et drogues*;

« cosmétique à éliminer par rinçage » s'entend d'un cosmétique destiné à être immédiatement rincé ou lavé après l'application, notamment mais pas exclusivement, le nettoyant pour le corps, le gel moussant, le savon pour le corps, le shampooing, le revitalisant, le nettoyant pour le visage, l'exfoliant pour le visage et la crème pour le rasage. Les exemples suivants de cosmétiques ne sont pas inclus dans la présente définition : le déodorant, l'antisudorifique, la lotion, la crème pour la peau, l'hydratant, la crème solaire, la lotion après rasage, le parfum, le désinfectant pour les mains, la crème dépilatoire, la teinture capillaire permanente, le maquillage, le démaquillant, la laque, l'huile, le sérum, la poudre pour bébé, l'huile pour

aftershave, perfume, hand sanitizer, hair removal cream, permanent hair dye, makeup, makeup remover, hair spray, oil, serum, baby powder, baby oil, baby salve, diaper cream, and oral hygiene products; and

“substance” means octanamide, *N*-hydroxy-, Chemical Abstracts Service Registry Number 7377-03-9.

2. The notifier may manufacture or import the substance subject to the present ministerial conditions.

#### Restrictions

3. The notifier shall manufacture the substance only for use in the manufacture of the following:

- (a) a rinse-off cosmetic not intended for use by children under the age of 14 in which the substance is present at a concentration of 0.3% by weight or less;
- (b) a rinse-off cosmetic intended for use by children under the age of 14 in which the substance is present at a concentration of 0.15% by weight or less;
- (c) a face cream or face lotion in which the substance is present at a concentration of 0.12% by weight or less;
- (d) an eyebrow pencil, eyeliner or eye shadow in which the substance is present at a concentration of 0.2% by weight or less;
- (e) an aerosol or pump hair spray in which the substance is present at a concentration of 0.075% by weight or less; and
- (f) a liquid or lotion makeup remover in which the substance is present at a concentration of 0.15% by weight or less.

4. The notifier shall import the substance only under the following conditions:

- (a) for use in the manufacture of a product described in paragraphs 3(a) to 3(f); or
- (b) if it is contained in a cosmetic described in paragraphs 3(a) to 3(f).

bébé, la pommade pour bébé, la crème pour l'érythème fessier et les produits d'hygiène buccale;

« déclarant » s'entend de la personne qui, le 19 octobre 2023, a fourni au ministre de l'Environnement les renseignements réglementaires concernant la substance conformément au paragraphe 81(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;

« substance » s'entend de la substance *N*-hydroxyoctanamide, numéro d'enregistrement 7377-03-9 du Chemical Abstracts Service.

2. Le déclarant peut fabriquer ou importer la substance sous réserve des présentes conditions ministérielles.

#### Restrictions

3. Le déclarant fabrique la substance seulement si elle est utilisée pour fabriquer :

- a) un cosmétique à éliminer par rinçage qui n'est pas destiné à être utilisé par des enfants de moins de 14 ans, lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,3 % en poids;
- b) un cosmétique à éliminer par rinçage qui est destiné à être utilisé par des enfants de moins de 14 ans, lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,15 % en poids;
- c) de la crème pour le visage ou de la lotion pour le visage lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,12 % en poids;
- d) un crayon à sourcils, un ligneur et du fard à paupières lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,2 % en poids;
- e) de la laque en aérosol ou en pompe lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,075 % en poids;
- f) du démaquillant liquide ou en lotion lorsque la substance est présente dans ce cosmétique en une concentration inférieure ou égale à 0,15 % en poids.

4. Le déclarant importe la substance seulement sous les conditions suivantes :

- a) pour la fabrication d'un cosmétique visé aux alinéas 3a) à 3f);
- b) si elle est contenue dans un produit visé aux alinéas 3a) à 3f).

**Other requirements**

5. (1) The notifier shall, prior to transferring the physical possession or control of the substance to any person

(a) inform the person, in writing, of the terms of the present ministerial conditions; and

(b) obtain, prior to the first transfer of the substance, written confirmation from this person that they were informed of the terms of the present ministerial conditions and agree to comply with sections 3 and 4 of the present ministerial conditions.

(2) Subsection (1) does not apply when the substance is contained in a cosmetic referred to in paragraphs 3(a) to 3(f).

**Record-keeping requirements**

6. (1) The notifier shall maintain electronic or paper records, with any documentation supporting the validity of the information contained in these records, indicating

(a) the use of the substance;

(b) the concentration of the substance by weight in products that the notifier manufactures, imports, purchases, distributes, sells and uses;

(c) the quantity of the substance that the notifier manufactures, imports, purchases, distributes, sells and uses;

(d) the name and address of each person to whom the notifier transfers the physical possession or control of the substance; and

(e) the written confirmation referred to in paragraph 5(1)(b).

(2) When the notifier learns of a change to the address referred to in paragraph (1)(d), the notifier must update the electronic or paper records mentioned in subsection (1) accordingly within 30 days after learning of the change.

(3) The notifier shall create the electronic or paper records mentioned in subsection (1) no later than 30 days after the date the information or documents become available.

(4) The notifier shall maintain the electronic or paper records mentioned in subsection (1)

(a) in English, French, or both languages; and

(b) at the notifier's principal place of business in Canada, or at the principal place of business in Canada of

**Autres exigences**

5. (1) Le déclarant doit, avant de transférer la possession matérielle ou le contrôle de la substance à toute personne :

a) informer la personne, par écrit, des modalités des présentes conditions ministérielles;

b) obtenir de la personne, avant le premier transfert de la substance, une déclaration écrite indiquant qu'elle a été informée des modalités des présentes conditions ministérielles et qu'elle accepte de se conformer aux articles 3 et 4 des présentes conditions ministérielles.

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas lorsque la substance est contenue dans un cosmétique indiqué aux alinéas 3a) à 3f).

**Exigences en matière de tenue de registres**

6. (1) Le déclarant tient des registres papier ou électroniques, accompagnés de toute documentation validant l'information qu'ils contiennent, indiquant :

a) l'utilisation de la substance;

b) la concentration massique de la substance dans les produits que le déclarant fabrique, importe, achète, vend, distribue et utilise;

c) les quantités de la substance que le déclarant fabrique, importe, achète, distribue, vend et utilise;

d) le nom et l'adresse de chaque personne à qui le déclarant transfère la possession matérielle ou le contrôle de la substance;

e) la déclaration écrite visée à l'alinéa 5(1)b).

(2) Lorsque le déclarant prend connaissance d'un changement de l'adresse visée à l'alinéa (1)d), le déclarant met à jour les registres électroniques ou papier mentionnés au paragraphe (1) dans les 30 jours suivants celui où il a pris connaissance du changement.

(3) Le déclarant doit créer les registres électroniques ou papier mentionnés au paragraphe (1) au plus tard 30 jours après la date à laquelle les renseignements ou les documents deviennent disponibles.

(4) Le déclarant doit conserver les registres électroniques ou papier mentionnés au paragraphe (1) :

a) en anglais, en français ou dans les deux langues;

b) à l'établissement principal du déclarant au Canada, ou à l'établissement principal de son représentant au

their representative, for a period of at least five years after they are made.

(5) Any records mentioned in subsection (1) that are kept electronically must be in an electronically readable format.

#### Coming into force

7. The present ministerial conditions come into force on February 13, 2024.

### DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

#### CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

*Notice with respect to the Code of Practice for the Environmentally Sound Management of Chemical Substances in the Chemicals, Plastics and Rubber Sectors*

Pursuant to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (the “Act”), the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on February 4, 2023, a notice with respect to the proposed *Code of Practice for the Environmentally Sound Management of Chemical Substances in the Chemicals, Plastics and Rubber Sectors*, under subsection 54(1) of the Act.

Whereas persons were given the opportunity to file comments with respect to the proposed code of practice for a period of 60 days; and

Whereas the Minister of the Environment has considered all comments received,

Notice is hereby given, pursuant to subsection 54(4) of the Act, that the Minister of Environment is issuing the *Code of Practice for the Environmentally Sound Management of Chemical Substances in the Chemicals, Plastics and Rubber Sectors* under subsection 54(1) of the Act.

Information on the code of practice is available on the [Government of Canada’s website](#).

#### **Caroline Blais**

Acting Director General  
Industrial Sectors and Chemicals Directorate  
On behalf of the Minister of the Environment

Canada, pendant une période d’au moins cinq ans après leur création.

(5) Les registres visés au paragraphe (1) qui sont conservés électroniquement doivent être présentés dans un format qui permet d’en faire la lecture par voie électronique.

#### Entrée en vigueur

7. Les présentes conditions ministérielles entrent en vigueur le 13 février 2024.

### MINISTÈRE DE L’ENVIRONNEMENT

#### LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L’ENVIRONNEMENT (1999)

*Avis concernant le Code de pratique pour la gestion écologiquement rationnelle des substances chimiques dans les secteurs des produits chimiques, des plastiques et du caoutchouc*

Conformément à la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)* [la « Loi »], le ministre de l’Environnement a publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 4 février 2023 un avis concernant le projet de *Code de pratique pour la gestion écologiquement rationnelle des substances chimiques dans les secteurs des produits chimiques, des plastiques et du caoutchouc*, en vertu du paragraphe 54(1) de la Loi.

Attendu que les personnes ont eu la possibilité de déposer des commentaires concernant le projet de code de pratique pendant une période de 60 jours;

Attendu que le ministre de l’Environnement a examiné tous les commentaires reçus,

Avis est par la présente donné, conformément au paragraphe 54(4) de la Loi, que le ministre de l’Environnement publie le *Code de pratique pour la gestion écologiquement rationnelle des substances chimiques dans les secteurs des produits chimiques, des plastiques et du caoutchouc* conformément au paragraphe 54(1) de la Loi.

Des renseignements sur le code de pratique sont disponibles à partir du [site Web du gouvernement du Canada](#).

La directrice générale intérimaire

Direction des secteurs industriels et des produits chimiques

#### **Caroline Blais**

Au nom du ministre de l’Environnement

**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****DEPARTMENT OF HEALTH****CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION  
ACT, 1999**

*Notice of intent to consult on a risk management strategy respecting benzene emissions from gasoline stations*

**Purpose**

This notice of intent is to inform interested parties that the Minister of Health and the Minister of the Environment intend to initiate the development of a risk management strategy, including the potential use of regulations under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA), to limit benzene emissions from gasoline stations.

**Background**

In 1993, the Department of the Environment and the Department of Health (the departments) completed a risk assessment for benzene and concluded that it met the criteria for toxicity to the environment and to human health under the *Canadian Environmental Protection Act of 1988* (CEPA 1988). Benzene was subsequently added to the List of Toxic Substances in Schedule 1 of CEPA 1988.

The Government of Canada has developed several risk management instruments to reduce benzene emissions to outdoor air from environmental emergencies, the steel manufacturing sector, and vehicles, engines, and fuels. In particular, the *Benzene in Gasoline Regulations*, first published in 2006, and the *Gasoline and Gasoline Blend Dispensing Flow Rate Regulations*, first published in 2000, have significantly reduced benzene emissions from gasoline stations.

In March 2023, the Department of Health published a [science assessment](#) on benzene releases from gasoline stations that evaluated the contribution of benzene emissions to inhalation exposures for people residing in proximity to gasoline stations. Two emissions pathways were considered: long-term continuous benzene emissions via evaporative losses from gasoline station operations, and short-term benzene emissions during tanker truck fuel unloading. For both types of releases, it was concluded that the inhalation exposures to benzene from gasoline station emissions may pose unacceptable risks to human health for the general population living in the vicinity of gasoline stations.

**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****MINISTÈRE DE LA SANTÉ****LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE  
L'ENVIRONNEMENT (1999)**

*Avis d'intention de mener des consultations au sujet d'une stratégie de gestion des risques relative aux émissions de benzène provenant des stations-service*

**Objet**

Le présent avis d'intention vise à informer les parties intéressées que le ministre de la Santé et le ministre de l'Environnement ont l'intention d'amorcer l'élaboration d'une stratégie de gestion des risques, notamment la prise éventuelle de règlements en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE], pour limiter les émissions de benzène provenant des stations-service.

**Contexte**

En 1993, le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé (les ministères) ont procédé à une évaluation des risques liés au benzène et conclu que la substance répondait aux critères de toxicité pour l'environnement et pour la santé humaine énoncés dans la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* de 1988 (LCPE 1988). Par conséquent, le benzène a été ajouté à la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la LCPE 1988.

Le gouvernement du Canada a mis au point plusieurs instruments de gestion des risques visant à réduire les émissions de benzène dans l'air extérieur attribuables à des situations d'urgence environnementale, au secteur de la sidérurgie ainsi qu'aux véhicules, moteurs et carburants. En particulier, le *Règlement sur le benzène dans l'essence*, publié pour la première fois en 2006, et le *Règlement sur le débit de distribution de l'essence et de ses mélanges*, publié pour la première fois en 2000, ont permis de réduire considérablement les émissions de benzène provenant des stations-service.

En mars 2023, le ministère de la Santé a rendu public un [rapport](#) sur les rejets de benzène provenant des stations-service. L'évaluation portait sur la contribution des émissions de benzène à l'exposition par inhalation des personnes résidant à proximité des stations-service. Deux voies d'émissions ont été examinées : les émissions continues de benzène à long terme attribuables aux pertes par évaporation liées à l'exploitation des stations-service et les émissions de benzène à court terme lors du déchargement de carburant par les camions-citernes. Pour les deux types de rejets, il a été déterminé que l'exposition par inhalation au benzène provenant des émissions des stations-service pouvait présenter des risques inacceptables pour la santé de la population vivant à proximité.

## Next steps

In view of human health concerns related to exposure to benzene at gasoline stations, the Government of Canada intends to initiate engagement in 2024 on a risk management strategy to manage gasoline vapour emissions from gasoline stations across Canada. This will include discussions with provincial and territorial governments on the conclusions of the science assessment and options for risk management.

Engagement will be conducted with representatives of provincial and territorial governments, industry, Indigenous peoples, non-governmental organizations, the public and other interested parties. Input received from the engagement process will be considered during the development of the risk management strategy.

The departments will also take into account the work that is currently being undertaken to reduce Volatile Organic Compound (VOC) emissions from the storage and loading of petroleum liquids in other parts of the oil and gas sector, for which a [discussion paper](#) was published in 2021 and the [proposed Regulations](#) were published in the *Canada Gazette*, Part I, on February 24, 2024.

Interested parties are invited to submit relevant information or indicate their interest in being engaged in future discussions by emailing [fuels-carburants@ec.gc.ca](mailto:fuels-carburants@ec.gc.ca).

### Greg Carreau

Director General  
Safe Environments Directorate  
Health Canada

### Mark Cauchi

Director General  
Energy and Transportation Directorate  
Environment and Climate Change Canada

## DEPARTMENT OF FINANCE

### PROCEEDS OF CRIME (MONEY LAUNDERING) AND TERRORIST FINANCING ACT

*Directive Amending the Directive on Financial Transactions Associated with the Islamic Republic of Iran*

Whereas, under paragraph 11.42(4)(a)<sup>a</sup> of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist*

<sup>a</sup> S.C. 2017, c. 20, s. 423(3)

## Prochaines étapes

Compte tenu des préoccupations pour la santé humaine liées à l'exposition au benzène dans les stations-service, le gouvernement du Canada a l'intention de lancer en 2024 des consultations sur une stratégie de gestion des risques pour gérer les émissions de vapeurs d'essence dans les stations-service au Canada. Cela comprendra des discussions avec les gouvernements provinciaux et territoriaux sur les conclusions de l'évaluation scientifique et les options de gestion des risques.

Des consultations seront menées auprès des représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux, de l'industrie, des populations autochtones, d'organisations non gouvernementales, du public et d'autres parties intéressées. Les commentaires formulés dans le cadre du processus de consultation seront pris en compte lors de l'élaboration de la stratégie de gestion des risques.

Les ministères tiendront également compte des travaux actuellement entrepris pour réduire les émissions de composés organiques volatils (COV) provenant du stockage et du chargement de liquides pétroliers dans d'autres sphères du secteur pétrolier et gazier, pour lequel un [document de travail](#) a été publié en 2021 et le [projet de règlement](#) a été publié dans la *Gazette du Canada*, Partie I, le 24 février 2024.

Les parties intéressées sont invitées à soumettre des renseignements utiles ou à manifester leur désir de participer à de futures discussions en envoyant un courriel à [fuels-carburants@ec.gc.ca](mailto:fuels-carburants@ec.gc.ca).

### Le directeur général

Direction de la sécurité des milieux  
Santé Canada

### Greg Carreau

### Le directeur général

Direction de l'énergie et du transport  
Environnement et Changement climatique Canada

### Mark Cauchi

## MINISTÈRE DES FINANCES

### LOI SUR LE RECYCLAGE DES PRODUITS DE LA CRIMINALITÉ ET LE FINANCEMENT DES ACTIVITÉS TERRORISTES

*Directive modifiant la Directive sur les opérations financières liées à la république islamique d'Iran*

Attendu que, aux termes de l'alinéa 11.42(4)a)<sup>a</sup> de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le*

<sup>a</sup> L.C. 2017, ch. 20, par. 423(3)



*Financing Act*<sup>b</sup>, the Financial Action Task Force, of which Canada is a member, has called on its members to take measures in relation to the Islamic Republic of Iran on the grounds that the state's anti-money laundering and anti-terrorist financing measures are ineffective and insufficient;

Therefore, the Minister of Finance, under section 11.42<sup>c</sup> of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act*<sup>d</sup>, in order to safeguard the integrity of Canada's financial system, makes the annexed *Directive Amending the Directive on Financial Transactions Associated with the Islamic Republic of Iran*.

Ottawa, February 15, 2024

Chrystia Freeland  
Minister of Finance

## Directive Amending the Directive on Financial Transactions Associated with the Islamic Republic of Iran

### Amendments

**1 (1) The portion of section 1 of the English version of the *Directive on Financial Transactions Associated with the Islamic Republic of Iran*<sup>1</sup> before paragraph (a) is replaced by the following:**

**1** Every person or entity referred to in paragraphs 5(a), (b) and (h) of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act* (the Act) must

**(2) Paragraphs 1(b) to (d) of the Directive are replaced by the following:**

**(b)** verify the identity of any person or entity requesting or benefiting from any transaction referred to in paragraph (a) in accordance with Part 3 of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Regulations*;

**(c)** exercise customer due diligence in relation to any transaction referred to in paragraph (a), including ascertaining the source of funds or virtual currency, the purpose of the transaction and the beneficial ownership or control of any entity requesting or benefiting from the transaction;

*financement des activités terroristes*<sup>b</sup>, le Groupe d'action financière, dont le Canada est membre, appelle ses membres à prendre des mesures à l'égard de la république islamique d'Iran pour le motif que celles prises par cet État pour lutter contre le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes sont inefficaces et inadéquates,

À ces causes, en vertu de l'article 11.42<sup>c</sup> de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes*<sup>d</sup>, la ministre des Finances, afin de protéger l'intégrité du système financier canadien, donne la *Directive modifiant la Directive sur les opérations financières liées à la république islamique d'Iran*, ci-après.

Ottawa, le 15 février 2024

La ministre des Finances  
Chrystia Freeland

## Directive modifiant la Directive sur les opérations financières liées à la république islamique d'Iran

### Modifications

**1 (1) Le passage de l'article 1 de la version anglaise de la *Directive sur les opérations financières liées à la république islamique d'Iran*<sup>1</sup> précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

**1** Toute personne ou entité visée aux paragraphes 5(a), (b) et (h) de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes* (la Loi) doit

**(2) Les alinéas 1b) à d) de la même directive sont remplacés par ce qui suit :**

**b)** vérifie, conformément à la partie 3 du *Règlement sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes*, l'identité de toute personne ou entité qui lui demande d'effectuer l'opération ou qui en bénéficie;

**c)** exerce un devoir de vigilance à l'égard de la clientèle relativement à une telle opération, notamment en vérifiant l'origine des fonds ou de la monnaie virtuelle en cause, l'objet de l'opération, ainsi que la propriété bénéficiaire ou le contrôle de toute entité qui lui demande d'effectuer l'opération ou qui en bénéficie;

<sup>b</sup> S.C. 2000, c. 17; S.C. 2001, c. 41, s. 48

<sup>c</sup> S.C. 2023, c. 26, s. 189

<sup>1</sup> *Canada Gazette*, Part I, Vol. 154, No. 30, July 25, 2020

<sup>b</sup> L.C. 2000, ch. 17; L.C. 2001, ch. 41, art. 48

<sup>c</sup> L.C. 2023, ch. 26, art. 189

<sup>1</sup> Partie I de la *Gazette du Canada*, vol. 154, n° 30, 25 juillet 2020

(d) keep and retain a record of any transaction referred to in paragraph (a), regardless of its amount, in accordance with the Regulations referred to in paragraph (b); and

d) tient et conserve, conformément au règlement mentionné à l'alinéa b), un document où est consignée l'opération, quel que soit son montant;

## Coming into Force

**2 This Directive comes into force on the day on which it is published in the *Canada Gazette*, Part I.**

## Entrée en vigueur

**2 La présente directive entre en vigueur à la date de sa publication dans la *Partie I de la Gazette du Canada*.**

### DEPARTMENT OF FINANCE

#### PROCEEDS OF CRIME (MONEY LAUNDERING) AND TERRORIST FINANCING ACT

##### *Directive on Financial Transactions Associated with Russia*

Whereas, under paragraph 11.42(4)(b)<sup>a</sup> of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act*<sup>b</sup>, the anti-money laundering and anti-terrorist financing measures that Russia has implemented are ineffective and insufficient and, as a result, the Minister of Finance is of the opinion that there could be an adverse impact on the integrity of the Canadian financial system or a reputational risk to that system;

Therefore, the Minister of Finance, under section 11.42<sup>c</sup> of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act*<sup>b</sup>, in order to safeguard the integrity of Canada's financial system, makes the annexed *Directive on Financial Transactions Associated with Russia*.

Ottawa, February 15, 2024

Chrystia Freeland  
Minister of Finance

### Directive on Financial Transactions Associated with Russia

#### Specified measures

**1** Every person or entity referred to in section 5 of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act* must

(a) treat every financial transaction originating from or bound for Russia, regardless of its amount, as a high

### MINISTÈRE DES FINANCES

#### LOI SUR LE RECYCLAGE DES PRODUITS DE LA CRIMINALITÉ ET LE FINANCEMENT DES ACTIVITÉS TERRORISTES

##### *Directive sur les opérations financières liées à la Russie*

Attendu que, aux termes de l'alinéa 11.42(4)b)<sup>a</sup> de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes*<sup>b</sup>, les mesures prises par la Russie pour lutter contre le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes sont inefficaces et inadéquates, ce qui, selon la ministre des Finances, pourrait porter atteinte à l'intégrité ou poser un risque d'atteinte à la réputation du système financier canadien,

À ces causes, en vertu de l'article 11.42<sup>c</sup> de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes*<sup>b</sup>, la ministre des Finances, afin de protéger l'intégrité du système financier canadien, donne la *Directive sur les opérations financières liées à la Russie*, ci-après.

Ottawa, le 15 février 2024

La ministre des Finances  
Chrystia Freeland

### Directive sur les opérations financières liées à la Russie

#### Mesures précisées

**1** Toute personne ou entité visée à l'article 5 de la *Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes* :

a) traite toute opération financière, quel que soit son montant, qui émane de la Russie ou qui y est destinée

<sup>a</sup> S.C. 2017, c. 20, s. 423(3)

<sup>b</sup> S.C. 2000, c. 17; S.C. 2001, c. 41, s. 48

<sup>c</sup> S.C. 2023, c. 26, s. 189

<sup>a</sup> L.C. 2017, ch. 20, par. 423(3)

<sup>b</sup> L.C. 2000, ch. 17; L.C. 2001, ch. 41, art. 48

<sup>c</sup> L.C. 2023, ch. 26, art. 189

risk transaction for the purposes of subsection 9.6(3) of that Act;

**(b)** verify the identity of any person or entity requesting or benefiting from any transaction referred to in paragraph (a) in accordance with Part 3 of the *Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Regulations*;

**(c)** exercise customer due diligence in relation to any transaction referred to in paragraph (a), including ascertaining the source of funds or virtual currency, the purpose of the transaction and the beneficial ownership or control of any entity requesting or benefiting from the transaction; and

**(d)** keep and retain a record of any transaction referred to in paragraph (a), regardless of its amount, in accordance with the Regulations referred to in paragraph (b).

### Coming into force

**2** This Directive comes into force on the day on which it is published in the *Canada Gazette*, Part I.

## DEPARTMENT OF HEALTH

### CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

#### *Guidelines for Canadian recreational water quality: microbiological sampling and analysis*

Pursuant to subsection 55(3) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, the Minister of Health hereby gives notice of the final *Guidelines for Canadian recreational water quality: microbiological sampling and analysis*. The technical document for these guidelines is available on the [Water Quality - Reports and Publications web page](#). This document underwent a public consultation period of 60 days in 2023 and was updated taking into consideration the comments received.

February 16, 2024

#### **Greg Carreau**

Director General  
Safe Environments Directorate  
On behalf of the Minister of Health

comme une opération à risque élevé pour l'application du paragraphe 9.6(3) de cette loi;

**b)** vérifie, conformément à la partie 3 du *Règlement sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes*, l'identité de toute personne ou entité qui lui demande d'effectuer une telle opération ou qui en bénéficie;

**c)** exerce un devoir de vigilance à l'égard de la clientèle relativement à une telle opération, notamment en vérifiant l'origine des fonds ou de la monnaie virtuelle en cause, l'objet de l'opération, ainsi que la propriété bénéficiaire ou le contrôle de toute entité qui lui demande d'effectuer l'opération ou qui en bénéficie;

**d)** tient et conserve, conformément au règlement mentionné à l'alinéa b), un document où est consignée l'opération, quel que soit son montant.

### Entrée en vigueur

**2** La présente directive entre en vigueur à la date de sa publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

## MINISTÈRE DE LA SANTÉ

### LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)

#### *Recommandations au sujet de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives au Canada : échantillonnage et analyse microbiologiques*

En vertu du paragraphe 55(3) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, le ministre de la Santé donne avis, par la présente, des *Recommandations au sujet de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives au Canada : échantillonnage et analyse microbiologiques* définitives. Le document technique des recommandations est disponible sur la [page Web Qualité de l'eau - Rapports et publications](#). Ce document a fait l'objet d'une consultation publique d'une durée de 60 jours en 2023 et a été mis à jour pour tenir compte des commentaires obtenus.

Le 16 février 2024

#### Le directeur général

Direction de la sécurité des milieux

#### **Greg Carreau**

Au nom du ministre de la Santé

## ANNEX

### Foreword

The Guidelines for Canadian Recreational Water Quality consist of multiple guideline technical documents that consider the various factors that could interfere with the safety of recreational waters from a human health perspective. The Guidelines include technical documents on understanding and managing risks in recreational waters; fecal indicator organisms; microbiological sampling and analysis; cyanobacteria and their toxins; physical, aesthetic and chemical characteristics; and microbiological pathogens and other biological hazards. These documents provide guideline values for specific parameters used to monitor water quality hazards and recommend science-based risk management strategies.

Recreational waters are any natural fresh, marine or estuarine bodies of water that are used for recreational purposes, including lakes, rivers and human-made systems (e.g. stormwater ponds, artificial lakes) that are filled with untreated natural waters. Jurisdictions may choose to apply these guidelines to other natural waters for which limited treatment is applied (e.g. short-term use of disinfection for an athletic event). However, the guidelines should be applied with caution in these scenarios. Some disease-causing microorganisms (e.g. protozoan pathogens) are more difficult to disinfect than fecal indicator organisms and may still be present even if disinfection has reduced the fecal indicators to acceptable levels. Recreational water activities that could present a human health risk through intentional or incidental immersion and ingestion include primary contact activities (e.g. swimming, wading, windsurfing and waterskiing) and secondary contact activities (e.g. canoeing, boating and fishing).

Each guideline technical document has been established based on current, published scientific research related to health effects, aesthetics and beach management considerations. The responsibility for recreational water quality generally falls under provincial and territorial jurisdiction; therefore, the policies and approaches, as well as the resulting management decisions, may vary among jurisdictions. The guideline technical documents are intended to inform decisions by provincial, territorial and local authorities that are responsible for the management of recreational waters.

## ANNEXE

### Avant-propos

Les Recommandations au sujet de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives au Canada sont composées de plusieurs documents techniques qui tiennent compte des divers facteurs susceptibles de nuire à la salubrité des eaux utilisées à des fins récréatives du point de vue de la santé humaine. Il s'agit notamment de documents techniques sur la compréhension et la gestion des risques dans les eaux utilisées à des fins récréatives, les indicateurs de contamination fécale, l'échantillonnage et l'analyse microbiologiques, les cyanobactéries et leurs toxines, les caractéristiques physiques, esthétiques et chimiques, ainsi que les agents pathogènes microbiologiques et les autres risques biologiques. Ces documents fournissent des valeurs indicatives pour des paramètres précis utilisés pour surveiller les dangers liés à la qualité de l'eau et recommandent des stratégies de surveillance et de gestion des risques reposant sur des données scientifiques.

Sont des eaux utilisées à des fins récréatives les eaux douces, marines ou estuariennes naturelles utilisées à des fins récréatives, y compris les lacs, les rivières et les ouvrages (par exemple les bassins d'eaux pluviales, les lacs artificiels) qui sont remplis d'eaux naturelles non traitées. Les différentes autorités responsables peuvent choisir d'appliquer ces recommandations à d'autres eaux naturelles qui font l'objet d'un traitement limité (par exemple l'application à court terme d'un désinfectant pour une manifestation sportive). Toutefois, dans de telles situations, la prudence est de mise au moment d'appliquer les recommandations. Certains microorganismes pathogènes (par exemple protozoaires pathogènes) résistent davantage à la désinfection que les organismes indicateurs de contamination fécale. Ces microorganismes pathogènes peuvent demeurer présents, même si la désinfection a réduit les indicateurs de contamination fécale à des niveaux acceptables. Les activités récréatives qui pourraient présenter un risque pour la santé humaine à la suite d'une immersion ou d'une ingestion intentionnelle ou accidentelle comprennent les activités entraînant un contact primaire (par exemple la natation, le pataugeage, la planche à voile et le ski nautique) et les activités entraînant un contact secondaire (par exemple le canot, la navigation de plaisance et la pêche).

Chaque document technique s'appuie sur des publications scientifiques récentes portant sur les effets sur la santé, les effets esthétiques et les considérations relatives à la gestion des plages. La responsabilité de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives relève généralement de la compétence des provinces et des territoires. Les politiques, les approches et les décisions de gestion qui en découlent peuvent par conséquent varier d'une région à l'autre. Les documents techniques sont destinés à guider les décisions des autorités provinciales, territoriales et locales assurant la gestion des eaux utilisées à des fins récréatives.

This document includes information on sampling and analysis for microbiological parameters.

### Overview of microbiological sampling and analysis

Monitoring of recreational water quality is an important component of a preventive risk management approach. The priority microbiological hazards for most areas are fecal wastes, introduced into the water by humans and animals, and harmful cyanobacterial blooms.

Routine water sampling and analysis is used to inform day-to-day management decisions and to determine the overall suitability of an area for recreational water use. Sampling and analysis of sand and sediments may also be conducted during investigations. The use of standard procedures for the collection, transport and analysis of samples is critical to obtain the most accurate assessment of water quality. Standardized culture-based and polymerase-chain-reaction based methods for the quantification of fecal indicators are available. However, the choice of analytical methods will depend on factors such as monitoring program requirements, laboratory capability and capacity, beach-specific considerations and jurisdictional requirements.

Routine monitoring for pathogenic microorganisms is not recommended, due to the complexity and costs associated with analysis. Testing for specific pathogens may be conducted for investigative purposes, for example, in response to an outbreak of waterborne illness.

Information on parameters and monitoring methods used in cyanobacterial management plans can be found in the technical documents on cyanobacteria and their toxins developed for the Guidelines for Canadian Recreational Water Quality (Health Canada, 2022) and the Guidelines for Canadian Drinking Water Quality (Health Canada, 2017).

### 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*

Le présent document contient des renseignements sur l'échantillonnage et l'analyse des paramètres microbiologiques.

### Aperçu de l'échantillonnage et de l'analyse microbiologiques

La surveillance de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives est un élément important d'une approche préventive de la gestion des risques. Dans la plupart des zones, les dangers microbiologiques prioritaires sont les déchets fécaux, introduits dans l'eau par les humains et les animaux, et les efflorescences cyanobactériennes nuisibles.

Les activités courantes d'échantillonnage et d'analyse permettent d'orienter les décisions quotidiennes en matière de gestion et de déterminer si une zone d'eau se prête à des activités récréatives. Il est également possible de procéder à l'échantillonnage et à l'analyse du sable et des sédiments dans le cadre des enquêtes. Pour obtenir l'évaluation la plus exacte possible de la qualité de l'eau, il est essentiel d'avoir recours à des procédures normalisées pour le prélèvement, le transport et l'analyse des échantillons. Il existe des méthodes normalisées fondées sur les cultures et la réaction en chaîne de la polymérase pour la quantification des indicateurs de contamination fécale. Toutefois, le choix des méthodes d'analyse dépend de facteurs tels que les exigences du programme de surveillance, la compétence et la capacité du laboratoire, les considérations propres à la plage et les exigences des autorités compétentes.

La surveillance de routine de ces micro-organismes pathogéniques n'est pas recommandée, en raison de la complexité et des coûts associés à l'analyse. La recherche d'agents pathogènes spécifiques peut être effectuée à des fins d'enquête, par exemple, en réponse à une épidémie de maladie d'origine hydrique.

Les documents techniques sur les cyanobactéries et leurs toxines qui ont été élaborés pour les Recommandations au sujet de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives au Canada et les Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada contiennent des renseignements sur les paramètres et les méthodes de surveillance utilisés dans les plans de gestion des cyanobactéries.

### 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*

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 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	
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	

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 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	
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	

<b>Position</b>	<b>Organization</b>	<b>Closing date</b>	<b>Poste</b>	<b>Organisation</b>	<b>Date de clôture</b>
Chairperson	Canadian Accessibility Standards Development Organization		Président	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	
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	
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	
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	
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	
Member	Copyright Board		Commissaire	Commission du droit d'auteur	
Director	Export Development Canada		Administrateur	Exportation et développement Canada	

<b>Position</b>	<b>Organization</b>	<b>Closing date</b>	<b>Poste</b>	<b>Organisation</b>	<b>Date de clôture</b>
Commissioner	First Nations Tax Commission		Commissaire	Commission de la fiscalité des premières nations	
Director (Federal)	Halifax Port Authority		Administrateur (Fédéral)	Administration portuaire de Halifax	
Deputy Chairperson and Member, Refugee Appeal Division	Immigration and Refugee Board		Vice-président et commissaire, Section d'appel des réfugiés	Commission de l'immigration et du statut de réfugié	
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	
Member	International Pacific Halibut Commission		Membre	Commission internationale du flétan du Pacifique	
Chairperson	Laurentian Pilotage Authority		Président	Administration de pilotage des Laurentides	
Commissioner	Law Commission of Canada		Commissaire	Commission du droit du Canada	
Parliamentary Librarian	Library of Parliament		Bibliothécaire parlementaire	Bibliothèque du Parlement	
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	
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	
Member	Natural Sciences and Engineering Research Council		Conseiller	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie	
Canadian Representative	North Atlantic Salmon Conservation Organization		Représentant canadien	Organisation pour la Conservation du Saumon de l'Atlantique Nord	



Position	Organization	Closing date
Conflict of Interest and Ethics Commissioner	Office of the Conflict of Interest and Ethics Commissioner	
Director of Public Prosecutions	Office of the Director of Public Prosecutions	
Clerk of the Senate and Clerk of the Parliaments	Senate	
Member	Social Sciences and Humanity Research Council	
Chairperson	Telefilm Canada	
Member	Telefilm Canada	
Director	VIA Rail Canada Inc.	

Poste	Organisation	Date de clôture
Commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	Bureau du commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique	
Directeur des poursuites pénales	Bureau du directeur des poursuites pénales	
Greffier du Sénat et greffier des Parlements	Sénat	
Membre	Conseil de recherches en sciences humaines	
Président	Téléfilm Canada	
Membre	Téléfilm Canada	
Administrateur	VIA Rail Canada Inc.	

## DEPARTMENT OF CITIZENSHIP AND IMMIGRATION

### COLLEGE OF IMMIGRATION AND CITIZENSHIP CONSULTANTS ACT

*Ministerial Order: Directors on the board of directors of the College of Immigration and Citizenship Consultants*

The Minister of Citizenship and Immigration, pursuant to subsections 17(3) and 85(3) of the *College of Immigration and Citizenship Consultants Act*, hereby appoints Normand Beaudry, Timothy D'Souza, Jennifer Henry, Ben Rempel and Gagan Jot Singh to be directors of the board of directors of the College of Immigration and Citizenship Consultants to hold office during good behaviour for a term of up to two years, beginning March 7, 2024, and anticipated to end March 6, 2026.

## EXPLANATORY NOTE

*(This note is not part of the Order.)*

### Proposal

Pursuant to subsections 17(3) and 85(3) of the *College of Immigration and Citizenship Consultants Act* (the Act), through this Ministerial Order (the Order), the Minister of Citizenship and Immigration (the Minister) appoints five directors to the board of directors (the Board) of the College of Immigration and Citizenship Consultants (the College) to hold office during good behaviour for a term of up to two years, beginning March 7, 2024, and anticipated to end March 6, 2026. The Order is set to come into effect on March 7, 2024.

## MINISTÈRE DE LA CITOYENNETÉ ET DE L'IMMIGRATION

### LOI SUR LE COLLÈGE DES CONSULTANTS EN IMMIGRATION ET EN CITOYENNETÉ

*Arrêté ministériel : administrateurs au sein du conseil d'administration du Collège des consultants en immigration et en citoyenneté*

Le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration, en vertu des paragraphes 17(3) et 85(3) de la *Loi sur le Collège des consultants en immigration et en citoyenneté*, nomme Normand Beaudry, Timothy D'Souza, Jennifer Henry, Ben Rempel et Gagan Jot Singh administrateurs au sein du conseil d'administration du Collège des consultants en immigration et en citoyenneté à titre inamovible pour un mandat de jusqu'à deux ans, débutant le 7 mars 2024 et dont la date de fin prévue est le 6 mars 2026.

## NOTE EXPLICATIVE

*(La présente note ne fait pas partie de l'Arrêté.)*

### Proposition

En vertu des paragraphes 17(3) et 85(3) de la *Loi sur le Collège des consultants en immigration et en citoyenneté* (ci-après la « Loi »), par le présent arrêté ministériel (ci-après l'« Arrêté »), le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration (ci-après le « ministre ») nomme cinq administrateurs au conseil d'administration du Collège des consultants en immigration et en citoyenneté (ci-après le « Collège ») à titre inamovible pour un mandat de jusqu'à deux ans, débutant le 7 mars 2024 et dont la date de fin prévue est le 6 mars 2026. L'Arrêté doit entrer en vigueur le 7 mars 2024.

## Objective

The appointment of these five directors is made in accordance with the Government of Canada's commitment to better protect newcomers and applicants from unscrupulous and fraudulent consultants, including through a new governance regime for immigration and citizenship consultants.

## Background

In 2019, the Government of Canada announced its intention to strengthen the regime governing immigration and citizenship consultants, including making the College the official regulator of consultants across the country. The College is an arm's-length institution mandated to regulate the profession in the public interest. The Board is expected to preside over the management of the College's activities and affairs.

In 2022, the original selection process to appoint five directors was conducted in an open, transparent and merit-based manner, including through a public Notice of Opportunity and a robust assessment of all candidates.

## Implications

This Order sets the date of March 7, 2024, for the ministerial appointment of five directors to the Board of the College.

At present, the College is governed by a transitional Board of nine directors: five non-licensees appointed by the Minister and four licensees of the College elected by their peers. As per the Act, the "transitional period" begins on the date of the opening of the College and ends when the Minister fixes the number of directors.

Directors do not become a part of the public service of Canada as a result of this ministerial appointment.

## Consultation

The Act was tabled as part of the *Budget Implementation Act, 2019, No. 1* on March 19, 2019. It was also considered by the House of Commons Standing Committee on Citizenship and Immigration in May 2019 and then by the Standing Senate Committee on Social Affairs, Science and Technology, with stakeholders representing interests and giving testimony on the legislation and its anticipated impact. Public and stakeholder feedback was generally positive, with most supporting the need for an effective regulator that can adequately discipline consultants for misconduct or incompetence.

## Objectif

La nomination des cinq administrateurs est conforme à l'engagement pris par le gouvernement du Canada de mieux protéger les nouveaux arrivants et les demandeurs contre les consultants malhonnêtes et sans scrupules, notamment par la mise en œuvre d'un nouveau régime de gouvernance pour les consultants en immigration et en citoyenneté.

## Contexte

En 2019, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il avait l'intention de renforcer le régime régissant les consultants en immigration et en citoyenneté, notamment en faisant du Collège l'organisme de réglementation officiel de ces consultants à l'échelle du pays. Le Collège est une institution indépendante qui a comme mandat de réglementer la profession dans l'intérêt du public. Le conseil d'administration préside à la gestion des activités et des affaires du Collège.

En 2022, le processus de sélection initial visant à nommer cinq administrateurs a été fondé sur le mérite et mené de façon ouverte et transparente. Notamment, un avis de possibilité de nomination a été publié et une évaluation rigoureuse des candidats a été effectuée.

## Répercussions

Le présent arrêté fixe la date du 7 mars 2024 pour la nomination par le ministre de cinq administrateurs au conseil d'administration du Collège.

Actuellement, le Collège est dirigé par un conseil d'administration transitoire composé de neuf administrateurs : cinq non-titulaires de permis nommés par le ministre et quatre titulaires de permis du Collège élus par leurs pairs. Conformément à la Loi, la « période transitoire » commence à la date d'ouverture du Collège et se termine lorsque le ministre fixe le nombre d'administrateurs.

Les administrateurs ne deviennent pas des employés de la fonction publique du Canada à la suite de cette nomination ministérielle.

## Consultation

La Loi a été déposée dans le cadre de la *Loi n° 1 d'exécution du budget de 2019* le 19 mars 2019. Elle a aussi été examinée par le Comité permanent de la citoyenneté et de l'immigration de la Chambre des communes en mai 2019, puis par le Comité sénatorial permanent des affaires sociales, des sciences et de la technologie. Dans le cadre de ces examens, des intervenants représentant divers intérêts ont témoigné sur le projet de loi et ses répercussions prévues. Les commentaires du public et des intervenants étaient généralement positifs, la plupart appuyant la nécessité de mettre sur pied un organisme de réglementation efficace

As outlined in the Act, the appointment of directors is at the Minister's discretion. In 2022, the original appointment of the directors was made publicly available on Immigration, Refugees and Citizenship Canada's website through a Notice of Opportunity, and shared with a range of stakeholders. All interested and qualified parties were invited to apply for the director positions on the College's Board. No external consultations were conducted for the reappointment of the directors as those already appointed remain eligible for the positions and the decision is within the Minister's purview.

**Contact**

Tina Matos  
Director General  
Admissibility  
Immigration, Refugees and Citizenship Canada  
365 Laurier Avenue West  
Ottawa, Ontario  
K1A 1L1  
Email: [IRCC.Nominations-Appointments.IRCC@cic.gc.ca](mailto:IRCC.Nominations-Appointments.IRCC@cic.gc.ca)

capable d'imposer des mesures disciplinaires adéquates aux consultants en cas d'inconduite ou d'incompétence.

Comme le précise la Loi, la nomination des administrateurs est laissée à la discrétion du ministre. En 2022, la nomination initiale des administrateurs a été rendue publique sur le site Web d'Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada par le biais d'un avis de possibilité et transmise à divers intervenants. Toutes les personnes intéressées et qualifiées ont été invitées à présenter leur candidature aux postes d'administrateurs au sein du conseil d'administration du Collège. Aucune consultation externe n'a été menée pour le renouvellement du mandat des administrateurs, car les personnes déjà nommées restent admissibles aux postes et la décision relève de la compétence du ministre.

**Personne-ressource**

Tina Matos  
Directrice générale  
Admissibilité  
Immigration, Réfugiés et Citoyenneté Canada  
365, avenue Laurier Ouest  
Ottawa (Ontario)  
K1A 1L1  
Courriel : [IRCC.Nominations-Appointments.IRCC@cic.gc.ca](mailto:IRCC.Nominations-Appointments.IRCC@cic.gc.ca)

## 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

## PARLEMENT

### CHAMBRE DES COMMUNES

Première session, 44<sup>e</sup> 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**

**COMMISSIONS****CANADA REVENUE AGENCY****INCOME TAX ACT***Revocation of registration of charities*

The following notice of intention to revoke was sent to the charities listed below because they have not met the filing requirements of the *Income Tax Act*:

“Notice is hereby given, pursuant to paragraph 168(1)(c) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the charity listed below, and that by virtue of paragraph 168(2)(b) thereof, the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*.”

**COMMISSIONS****AGENCE DU REVENU DU CANADA****LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU***Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance*

L'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé aux organismes de bienfaisance indiqués ci-après parce qu'ils n'ont pas présenté leurs déclarations tel qu'il est requis aux termes de la *Loi de l'impôt sur le revenu* :

« Avis est donné par les présentes que, conformément à l'alinéa 168(1)c) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme de bienfaisance mentionné ci-dessous et qu'en vertu de l'alinéa 168(2)b) de cette loi, la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la date de publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
101589455RR0001	ÉGLISE DE DIEU RÉPARATEUR DES BRÈCHES, MONTRÉAL (QC)
103767554RR0001	MORRIS GRIEVER CHARITABLE FOUNDATION, NORTH YORK, ONT.
107499170RR0001	HUTTONVILLE UNITED CHURCH, BRAMPTON, ONT.
118879758RR0001	CRIME STOPPERS SASKATOON INC., SASKATOON, SASK.
118883925RR0001	DELHI ROTARY CLUB – CHARITY, DELHI, ONT.
118894922RR0001	ÉGLISE APOSTOLIQUE DU MONT SION / MOUNT ZION APOSTOLIC CHURCH, MONTRÉAL (QC)
118907179RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-JULES, CASCAPÉDIA–SAINT-JULES (QC)
118916956RR0001	FIRST BAPTIST CHURCH NIPAWIN INC., CALGARY, ALTA.
118920214RR0001	FOAM LAKE COMMUNITY HALL COMMITTEE, FOAM LAKE, SASK.
118921881RR0001	FONDATION DE RECHERCHE ET D'ÉDUCATION EN ORTHOPÉDIE DE MONTRÉAL, MONTRÉAL (QC)
118925015RR0001	FONDATION ROSALIE JETTÉ, MONTRÉAL (QC)
118929553RR0001	FOUR LAKES SENIOR CITIZEN'S CLUB INC., LAKEVILLE CORNER, N.B.
118937572RR0001	GERMAN-CANADIAN HISTORICAL ASSOCIATION, CHARLOTTETOWN, P.E.I.
118946953RR0001	WMIYETEN NATURE SANCTUARY SOCIETY, VICTORIA, B.C.
118950278RR0001	HAFFORD AND DISTRICT RECREATION BOARD INC., HAFFORD, SASK.
118965607RR0001	HUNTSVILLE DISTRICT NURSING HOME INC., HUNTSVILLE, ONT.
118970821RR0001	INTERNATIONAL MINISTERIAL ASSOCIATION (CANADA), CHARLIE LAKE, B.C.
118971399RR0001	INWOOD MANOR INC., INWOOD, MAN.
118999242RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-JEAN-BAPTISTE DE CAP-AUX-OS, GASPÉ (QC)
119018737RR0016	PAROISSE NOTRE-DAME-DE-LOURDES, ATHOLVILLE (N.-B.)
119018737RR0060	PAROISSE ST-JEAN-VIANNEY, DUNDEE (N.-B.)
119026482RR0001	CAWTHRA PARK UNITED CHURCH, MISSISSAUGA, ONT.
119030666RR0048	ROSTHERN CHRISTIAN SCHOOL, ROSTHERN, SASK.
119057875RR0001	NINE MILE RIVER UNITED CHURCH, NINE MILE RIVER, N.S.
119068047RR0001	ONTARIO, MANITOBA AND SASKATCHEWAN SWISS COMMUNITIES ASSISTANCE FUND O.M.S.C.A.F., OTTAWA, ONT.
119077873RR0001	OUR LADY OF LORETTO CHAPEL, LANCASTER PARK, ALTA.
119077915RR0001	OUR LADY OF THE AIRWAYS ROMAN CATHOLIC PARISH, OTTAWA, ONT.
119078269RR0001	ST. ANDREW'S ANGLICAN CHURCH, HANTSPORT, N.S.
119083996RR0001	FABRIQUE DE LA PAROISSE SAINT-DOMINIQUE DE LUSKVILLE, LUSKVILLE (QC)
119099422RR0001	PRESBYTERIAN WOMEN'S MISSIONARY SOCIETY, WESTERN DIVISION, PETERBOROUGH, ONT.

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
119108355RR0001	RABBIT LAKE SENIOR SUNRISE CIRCLE, RABBIT LAKE, SASK.
119119733RR0001	PEOPLE'S MEMORIAL UNITED CHURCH, RIDGEWAY, ONT.
119121267RR0001	LIVING SPIRIT UNITED CHURCH, CALGARY, ALTA.
119150530RR0001	SIMONDS HIGH SCHOOL SCHOLARSHIP FUND INC., SAINT JOHN, N.B.
119150746RR0001	SINTALUTA & DISTRICT COMMUNITY CLUB INC., SINTALUTA, SASK.
119151405RR0001	SISTERS OF THE GOOD SHEPHERD, ETOBICOKE, ONT.
119153450RR0001	SOCIÉTÉ DES SPÉCIALISTES EN GRAPHOLOGIE DU QUÉBEC INC., QUÉBEC (QC)
119163954RR0001	ST. ANDREW'S PRESBYTERIAN CHURCH, PORT HOWE, N.S.
119189157RR0001	ST. MARY'S KERRISDALE HOUSING SOCIETY, VANCOUVER, B.C.
119190825RR0001	ST. MATTHIAS CHURCH (FITCH BAY QUEBEC), CANTON STANSTEAD, QUE.
119191427RR0001	ST. MICHAEL'S CHURCH, QUILL LAKE, SASK.
119199172RR0001	ST. PHILIP'S ANGLICAN CHURCH, REGINA, SASK.
119201192RR0002	ST. SIMON'S & ST. BARTHOLOMEW'S ANGLICAN CHURCH, LAVAL, QUE.
119207033RR0001	KNOX UNITED CHURCH – SUTTON, SUTTON, ONT.
119208791RR0001	CHILCOTIN CHRISTIAN CENTRE SOCIETY, MERRITT, B.C.
119209252RR0001	TEESWATER PASTORAL CHARGE, TEESWATER, ONT.
119215572RR0001	THE BELLEVILLE SPORTS HALL OF FAME, BELLEVILLE, ONT.
119219673RR0001	THE CANADIAN POLISH RESEARCH INSTITUTE / L'INSTITUT CANADO-POLONAIS DES RECHERCHES, MISSISSAUGA, ONT.
119220507RR0001	THE CATHEDRAL OF THE HOLY TRINITY, QUÉBEC, QUE.
119230175RR0001	THE DOROTHY BREALEY MEMORIAL SCHOLARSHIP FUND, CAMPBELL RIVER, B.C.
119233617RR0001	THE FOUR SEASONS MUSICAL THEATRE SOCIETY, VICTORIA, B.C.
119237311RR0001	THE P.J. PHELAN SAILING FOUNDATION, WATERLOO, ONT.
119238178RR0001	THE IMMACULATE HEART SOCIETY OF BRITISH COLUMBIA, TOFINO, B.C.
119239713RR0001	THE JOHN McKELLAR CHARITABLE FOUNDATION, TORONTO, ONT.
119246635RR0058	NAVY LEAGUE OF CANADA - SOOKE BRANCH - VANCOUVER ISLAND DIVISION, SOOKE, B.C.
119256139RR0001	THE SPIRITUAL ASSEMBLY OF THE BAHÁ'IS OF OLIVER PAIPOONGE, MURILLO, ONT.
119268118RR0001	TRACADIE UNITED BAPTIST CHURCH, MONASTERY, N.S.
119275584RR0001	UNION BAY COMMUNITY CLUB AND RECREATION ASSOCIATION, UNION BAY, B.C.
119276772RR0001	UNITED JEWISH WELFARE FUND OF ST. CATHARINES, ST. CATHARINES, ONT.
119290815RR0001	WELLINGTON BOYS & GIRLS CLUB, WELLINGTON, P.E.I.
119291862RR0001	WESLEY UNITED CHURCH, CAMBRIDGE, ONT.
119294643RR0001	WESTMINSTER PRESBYTERIAN CHURCH, SMITHS FALLS, ONT.
119310258RR0001	1956/86 HUNGARIAN MEMORIAL FOUNDATION B.C., BURNABY, B.C.
119442838RR0001	VALLEY EAST CHURCH OF CHRIST, VAL CARON, ONT.
122066301RR0001	ROYAL CANADIAN LEGION ST. GEORGE BR (NB) #40 BRANCH POPPY FUND, ST. GEORGE, N.B.
122236771RR0001	SOUTH CALGARY FULL GOSPEL CHURCH, CALGARY, ALTA.
126024728RR0001	VACATION BIBLE SCHOOL MISSION, NORTH BATTELFORD, SASK.
127276681RR0001	THE MONTREAL AND CANADIAN DIOCESE OF THE RUSSIAN ORTHODOX CHURCH OUTSIDE OF RUSSIA, OUTREMONT, QUE.
128332855RR0001	DIFFUSIONS GAIES ET LESBIENNES DU QUÉBEC INC., MONTRÉAL (QC)
128689932RR0001	NEW HOPE UNITED CHURCH, CONCORD, ONT.
128896800RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-AMBROISE ARCHIDIOCÈSE DE MONTRÉAL, MONTRÉAL (QC)
128967353RR0076	PAROISSE ST-THOMAS D'AQUIN, OTTAWA (ONT.)
128967353RR0108	PAROISSE MARIE-MÉDIATRICE, OTTAWA (ONT.)
129813234RR0001	THE CHILDREN'S AID FOUNDATION OF YORK REGION, VAUGHAN, ONT.
129884185RR0001	CENTRE MISSIONNAIRE DES AUXILIAIRES FRANCISCAINES, QUÉBEC (QC)
130167174RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-SIXTE ARCHIDIOCÈSE DE MONTRÉAL, MONTRÉAL (QC)
130173487RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE NOTRE-DAME-DE-LA-DORÉ, LA DORÉ (QC)
130257611RR0001	FABRIQUE DE LA PAROISSE ST-NAZAIRE DE BERRY, AMOS (QC)
130402019RR0023	ALL SAINTS ANGLICAN PARISH, ARCTIC BAY, NUNAVUT

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
130463649RR0001	DISABLED SAILING ASSOCIATION OF BRITISH COLUMBIA, VANCOUVER, B.C.
130635741RR0001	FABRIQUE DE LA PAROISSE DE ST-GILBERT ARCHIDIOCÈSE DE MONTRÉAL, MONTRÉAL (QC)
130680598RR0001	WILLINGDON HEIGHTS UNITED CHURCH, BURNABY, B.C.
131044596RR0001	FRUITLAND CHRISTIAN REFORMED CHURCH, STONEY CREEK, ONT.
131049736RR0001	LE PAYS DE LA SAGOUINE INC., BOUCTOUCHE (N.-B.)
131135824RR0001	ST. LUKE'S ANGLICAN CHURCH, REGINA, SASK.
131202913RR0001	L'ASSOCIATION DES PERSONNES ÂGÉES DE LA RÉSIDENCE DE LA BAIE-DES-CHALEURS / THE CHALEUR BAY SENIORS' RESIDENCE ASSOCIATION, NEW RICHMOND (QC)
131440315RR0001	ST. PAUL'S UNITED CHURCH, HALIFAX, N.S.
131617615RR0001	CENTRE D'INTERPRÉTATION DE L'AGRICULTURE ET DE LA RURALITÉ, MÉTABETCHOUAN-LAC-À-LA-CROIX (QC)
131784779RR0001	BECKONING HILLS MUSEUM INCORPORATED, BOISSEVAIN, MAN.
132142720RR0001	ST. GEORGE'S CHURCH, SARNIA, ONT.
132198474RR0001	ELK VALLEY CONGREGATIONAL CHURCH, ELKFORD, B.C.
132263633RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE SAINT-PIE-X, LAVAL (QC)
132270224RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-VINCENT-MARIE-STRAMBI, MONTRÉAL (QC)
132410671RR0404	LA SOCIÉTÉ DE SAINT-VINCENT DE PAUL-CONFÉRENCE ST-MATTHIEU, DE GATINEAU (QUEBEC), GATINEAU (QC)
132497116RR0001	THREE HARBOURS PASTORAL CHARGE, WALLACE, N.S.
133354340RR0001	THE FULL GOSPEL CHURCH OF GRASSLAND, GRASSLAND, ALTA.
133820399RR0001	ARBORG-BIFROST PARKS AND RECREATION COMMISSION, ARBORG, MAN.
133854562RR0001	STITTSVILLE PASTORAL CHARGE, STITTSVILLE, ONT.
133948729RR0001	NORTHERN ENVIRONMENTAL ACTION TEAM, FORT ST. JOHN, B.C.
134177971RR0001	CENTRE D'INTERPRÉTATION DES BATTURES ET DE RÉHABILITATION DES OISEAUX DE ST-FULGENCE INC., SAINT-FULGENCE (QC)
134499474RR0002	ST-THOMAS' ANGLICAN CHURCH, FORT McMURRAY, ALTA.
135792489RR0001	RIVER HEIGHTS CHURCH SOCIETY, COURTENAY, B.C.
136021656RR0001	FRIENDS OF WILDWOOD LIBRARY SOCIETY, WILDWOOD, ALTA.
136021672RR0001	LONDON CLUB OF THE DEAF, INC., LONDON, ONT.
136201977RR0001	BROADWAY SENIORS RESOURCE COUNCIL INC., WINNIPEG, MAN.
136480175RR0001	FONDATION DE SANTÉ DES COLLINES / DES COLLINES HEALTH FOUNDATION, WAKEFIELD (QC)
138071014RR0001	WELLINGTON EARLY LEARNING CENTRES INC., GUELPH, ONT.
139768725RR0001	LEDUC/DEVON OILFIELD HISTORICAL SOCIETY, DEVON, ALTA.
140454141RR0001	REGIONAL NIAGARA FIREFIGHTERS VOLUNTEER BUFFS ASSOCIATION, WELLAND, ONT.
140620998RR0001	BRAMPTON/MISSISSAUGA AND DISTRICT LABOUR COUNCIL INJURED WORKERS MONUMENT INCORPORATED, BRAMPTON, ONT.
140872482RR0001	HAMPTON THEATRE COMMITTEE INC., HAMPTON, N.B.
143978757RR0001	MAISON DES SOURDS, MONTRÉAL (QC)
144314523RR0001	SOCIÉTÉ IMMOBILIÈRE LAUBERIVIÈRE, QUÉBEC (QC)
700842529RR0001	VAMVAKAS FAMILY FOUNDATION, NORTH YORK, ONT.
701726895RR0001	KARMA FOUNDATION, ORO-MEDONTE, ONT.
702307489RR0001	MUNRO & EYDIE RESCUE, NEWBORO, ONT.
703010926RR0001	LA FONDATION LE JARDIN DE L'ARBRE DE VIE / THE GARDEN OF THE TREE OF LIFE FOUNDATION, SENNEVILLE (QC)
704048685RR0001	RED EARTH CREEK COMMUNITY CHURCH, RED EARTH CREEK, ALTA.
704293521RR0002	THE UNIVERSITY OF GUELPH ECUMENICAL CAMPUS MINISTRY, GUELPH, ONT.
704364314RR0001	CITY ON THE ROCK ASSEMBLY (COTRA), MILTON, ONT.
704829514RR0001	MA SANTÉ MENTALE INC., QUÉBEC (QC)
705668499RR0001	C.P.G. COMMUNITY HEALTH ASSOCIATION, SAANICHTON, B.C.
706708914RR0001	THE LIGHTHOUSE CHURCH, PIKOGAN, QUE.
707076725RR0001	FONDATION DE L'ÉCOLE SECONDAIRE ST. MICHAEL / ST. MICHAEL'S HIGH SCHOOL FOUNDATION, LOW (QC)
708414123RR0001	MOUNT ZION WORSHIP CENTRE TORONTO, BRAMPTON, ONT.
712015890RR0001	THE CLAUDIA CUP FOUNDATION INC., ST. JOHN'S, N.L.

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
715796280RR0001	MISSION INTERNATIONALE VISION PASSION ACTION (V.P.A.), REPENTIGNY (QC)
720783299RR0001	M.F.N.I. CHURCH EDMONTON, AB, EDMONTON, ALTA.
721920916RR0001	CANADIAN AGRI-FOOD FOUNDATION, OTTAWA, ONT.
722427283RR0001	FOLLOWING CHRIST FOUNDATION, KING CITY, ONT.
724422894RR0001	WESTBROOK COMMUNITY EVANGELICAL MISSIONARY CHURCH FELLOWSHIP, COCHRANE, ALTA.
724480926RR0001	SPIRITUAL GROWTH MINISTRY, NEWMARKET, ONT.
725380489RR0001	GLORY OF LOVE FOUNDATION, SAINT-LÉONARD, QUE.
725556526RR0001	WEHAVEAFACE.ORG CANADA, BROCKVILLE, ONT.
727402687RR0001	LA COMMUNAUTÉ DE CONGRÉGATION SIMCHAS CHAIM, MONTRÉAL (QC)
728011529RR0001	DO AMAZING THINGS, ETOBICOKE, ONT.
729749887RR0001	OTTAWA FIRST RESPONDERS FOUNDATION, WOODLAWN, ONT.
761561273RR0001	SHINING THE LIGHT ON MENTAL HEALTH FOUNDATION, MAPLE, ONT.
763538477RR0001	MIKVEH TAHAREH COMMUNAUTAIRE DE MONTRÉAL / MONTRÉAL COMMUNITY MIKVEH TAHAREH, OUTREMONT (QC)
777522483RR0001	TR3:PROGRAMS, TORONTO, ONT.
778707935RR0001	LION OF JUDAH INTERNATIONAL CHURCH CANADA, BRAMPTON, ONT.
796633733RR0001	THE LEADERS 4 CHANGE SOCIETY, MISSISSAUGA, ONT.
819423773RR0001	FONDATION DU PAVILLON LÉOPOLD MAYRAND, SACRÉ-CŒUR (QC)
836799783RR0001	ON ROULE, MONTRÉAL (QC)
868613894RR0001	B.C. SCHIZOPHRENIA SOCIETY, KELOWNA BRANCH, KELOWNA, B.C.
889095568RR0001	GRANDE PRAIRIE NATIVE BIBLE FELLOWSHIP, GRANDE PRAIRIE, ALTA.
889859773RR0001	CHINESE SENIORS HEALTH & RECREATION ASSOCIATION OF ONTARIO, MARKHAM, ONT.
889998977RR0001	CANADIAN LIFEBOAT INSTITUTION INC., RICHMOND, B.C.
890590797RR0001	GREEK ORTHODOX CHURCH OF THREE HIERARCHS & ST. GEORGE, MISSISSAUGA, ONT.
890773120RR0001	MOUNTAIN BAPTIST CHURCH OF CANMORE ALBERTA, CANMORE, ALTA.
891393340RR0001	IGLESIA EVANGELICA "AMISADAI", NORTH YORK, ONT.
891452765RR0001	"PERLAS", BURLINGTON, ONT.
892154170RR0001	CORNERSTONE VICTORY FELLOWSHIP OF CARDSTON, LETHBRIDGE, ALTA.
892526682RR0001	RESIDENCE LANOYEE, NOTRE-DAME-DES-MONTS (QC)
892587551RR0001	PARACAN, RIVIÈRE-PENTECÔTE (QC)

**Sharmila Khare**  
Director General  
Charities Directorate

La directrice générale  
Direction des organismes de bienfaisance  
**Sharmila Khare**

## CANADA REVENUE AGENCY

## AGENCE DU REVENU DU CANADA

### INCOME TAX ACT

### LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

#### *Revocation of registration of charities*

#### *Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance*

Following a request from the charities listed below to have their status as a charity revoked, the following notice of intention to revoke was sent:

À la suite d'une demande des organismes de bienfaisance énumérés ci-dessous pour voir leur statut d'organisme de bienfaisance révoqué, l'avis d'intention de révocation suivante a été envoyé :

"Notice is hereby given, pursuant to paragraph 168(1)(a) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the charity listed below and that by virtue of paragraph 168(2)(a) thereof, the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*."

« Avis est donné par les présentes que, conformément à l'alinéa 168(1)a) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme de bienfaisance mentionné ci-dessous et, qu'en vertu de l'alinéa 168(2)a) de cette loi, la révocation de



l'enregistrement entre en vigueur à la date de publication de cet avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
105208813RR0001	THE DR. CHARLES H. BEST FOUNDATION, TORONTO, ONT.
105627103RR0001	WEST BROADWAY COMMUNITY SERVICES, INC., WINNIPEG, MAN.
106771579RR0001	ATHENS BAPTIST CHURCH, ATHENS, ONT.
106844517RR0001	CANADIAN COMMUNICATIONS FOUNDATION-FONDATION DES COMMUNICATIONS CANADIENNES, TORONTO, ONT.
106993967RR0001	CROSSROADS COUNSELLING CENTRE SOCIETY, LETHBRIDGE, ALTA.
107364606RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-WILBROD, HÉBERTVILLE-STATION (QC)
107366437RR0001	FABRIQUE DE LA PAROISSE ST-EDMOND-LES-PLAINES, SAINT-EDMOND-LES-PLAINES (QC)
107406316RR0001	CROSSROADS FREE METHODIST CHURCH, SALMON ARM, B.C.
107669848RR0017	HARVEY SEVENTH-DAY ADVENTIST CHURCH, HARVEY STATION, N.B.
107851776RR0001	PONOKA AND RECREATION DISTRICT BIG BROTHERS AND BIG SISTERS SOCIETY, PONOKA, ALTA.
107951618RR0009	THE SALVATION ARMY BRANTFORD BOOTH CENTRE, BRANTFORD, ONT.
107951618RR0212	THE SALVATION ARMY FAIRVIEW CITADEL CORPS, HALIFAX, N.S.
107951618RR0276	THE SALVATION ARMY TRENTON COMMUNITY CHURCH, TRENTON, ONT.
107951618RR0286	THE SALVATION ARMY HESPELER COMMUNITY CHURCH, CAMBRIDGE, ONT.
107951618RR0518	THE SALVATION ARMY RENFREW COMMUNITY CHURCH, RENFREW, ONT.
107991564RR0001	LES SŒURS DE LA VISITATION SAINTE-MARIE DE LÉVIS, QUÉBEC (QC)
108023383RR0001	ST. JOHN EVANGELICAL LUTHERAN CHURCH (OTTAWA), OTTAWA, ONT.
108231135RR0001	LIVERPOOL PASTORAL CHARGE, LIVERPOOL, N.S.
110796786RR0001	THE EDITH LANDO CHARITABLE FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
118791060RR0001	ASHERN UNITED CHURCH, ASHERN, MAN.
118816172RR0001	BRADFORD UNITED CHURCH, BRADFORD, ONT.
118865518RR0001	CLIFFORD ROTARY CLUB CHARITABLE TRUST, CLIFFORD, ONT.
118877265RR0001	COSMOPOLITAN CLOTHING BANK INC., REGINA, SASK.
118908763RR0001	FABRIQUE DE LA PAROISSE ST-LUDGER DE MILOT, SAINT-LUDGER-DE-MILOT (QC)
118926658RR0001	ŒUVRE LOUISE-ÉLISABETH, LÉVIS (QC)
118932565RR0001	THE FRIENDS OF GLENDON COLLEGE, TORONTO, ONT.
118961697RR0001	HOLY TRINITY MEN'S CLUB, SUDBURY, ONT.
118963826RR0001	HOSPITAL AUXILIARY TO SEAFORTH COMMUNITY HOSPITAL, SEAFORTH, ONT.
118980184RR0001	KESWICK UNITED CHURCH, KESWICK, ONT.
118990126RR0001	ST. BARTHOLOMEW'S HEALTH CARE AUXILIARY, LYTTON, B.C.
118995034RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE ST-CYRILLE, NORMANDIN (QC)
119016319RR0001	LES MISSIONNAIRES DE PONT-VIAU / THE MISSIONARIES OF PONT-VIAU, LAVAL (QC)
119025229RR0001	LOWER MILLSTREAM UNITED BAPTIST CHURCH, LOWER MILL STREAM, N.B.
119027209RR0001	MACKENZIE SIKH SOCIETY, MACKENZIE, B.C.
119031839RR0001	MAPLE LEAF CONSTRUCTION 1978 CHARITY FUND, WINNIPEG, MAN.
119041150RR0001	MILLVILLE BAPTIST CHURCH, MILLVILLE, N.B.
119058402RR0001	NOEL SHORE CEMETERY, NOEL SHORE, N.S.
119094159RR0001	PIONEER PLACE SOCIETY, ENDERBY, B.C.
119096311RR0001	PORTAGE PLAINS UNITED WAY INC., PORTAGE LA PRAIRIE, MAN.
119109262RR0001	RAPID CITY UNITED CHURCH, RAPID CITY, MAN.
119113991RR0001	REGINA GENERAL HOSPITAL AUXILIARY INC., REGINA, SASK.
119190080RR0002	ST. MATTHEW'S ANGLICAN CHURCH, VIKING, ALTA.
119218535RR0001	THE CANADIAN ARM OF THE CAMPS FARTHEST OUT AND THE FOUNDATION FARTHEST OUT, PEMBROKE, ONT.
119252203RR0001	THE P. SCHWARTZ FAMILY FOUNDATION, NORTH YORK, ONT.
119256295RR0001	THE SPIRITUAL ASSEMBLY OF THE BAHÁ'ÍS OF DRUMHELLER, DRUMHELLER, ALTA.
119280287RR0001	VAGABOND THEATRE OF CORNWALL INC., CORNWALL, ONT.

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
119283760RR0001	VICTORIA AVENUE UNITED CHURCH, CHATHAM, ONT.
119294395RR0001	WEST LORNE UNITED CHURCH, WEST LORNE, ONT.
119459725RR0001	AUXILIARY TO RIDGE MEADOWS HOSPITAL & HEALTH CARE CENTRE, MAPLE RIDGE, B.C.
125627638RR0001	LASHBURN SAVE OUR SCHOOL ASSOCIATION INC., LASHBURN, SASK.
130003254RR0001	CENTRE STREET BAPTIST CHURCH, ST. THOMAS, ONT.
130516321RR0001	RENFREW UNITED CHURCH, CALGARY, ALTA.
130947682RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-FÉLICIEN, SAINT-FÉLICIEN (QC)
131640849RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE NOTRE DAME DE L'ÉTERNITÉ, RIVIÈRE-ÉTERNITÉ (QC)
131796740RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE DE SAINT-THOMAS-DIDYME, SAINT-THOMAS-DIDYME (QC)
131823478RR0001	ST. JOHN'S CHURCH, BRUSSELS, ONT.
132410671RR0086	SOCIETY OF ST. VINCENT DE PAUL ST. MARTIN'S CONFERENCE, LONDON, ONT.
132410671RR0546	SOCIETY OF SAINT VINCENT DE PAUL - MOTHER TERESA CONFERENCE, SAULT STE. MARIE, ON, SAULT STE. MARIE, ONT.
132516915RR0001	BIG BROTHERS BIG SISTERS OF CHATHAM-KENT FOUNDATION, CHATHAM, ONT.
132657586RR0001	LIFETIME LEARNING CENTRE SOCIETY, MISSION, B.C.
132737099RR0001	HUMAN ECOLOGY FOUNDATION OF CANADA, OTTAWA, ONT.
133079467RR0001	BINKLEY UNITED CHURCH, HAMILTON, ONT.
133628891RR0001	THE KAWARTHA JAZZ SOCIETY, PETERBOROUGH, ONT.
133682781RR0001	THE ALBERTA LYRIC THEATRE, EDMONTON, ALTA.
133909358RR0001	ST. ANDREW'S PRESBYTERIAN CHURCH, HAGERSVILLE, ONT.
134770585RR0001	REDWATER - SMOKY LAKE VICTIM SERVICES SOCIETY, REDWATER, ALTA.
140815127RR0001	THE GIMBEL EYE FOUNDATION, CALGARY, ALTA.
700677313RR0001	ST. JOHN'S GAY MEN'S CHORUS INC., ST. JOHN'S, N.L.
708789128RR0001	LA FONDATION TCHAD TREMBLAY, L'ANCIENNE-LORETTE (QC)
709890313RR0001	CENTRE CHRÉTIEN DES NATIONS, DAVELUYVILLE (QC)
710511320RR0001	SOLID ROCK COMMUNITY CHURCH OF THE NAZARENE, RICHMOND HILL, ONT.
713986339RR0001	TIME MANAGEMENT RESEARCH INSTITUTE / INSTITUT DE RECHERCHE SUR LA GESTION DU TEMPS, MONTRÉAL, QUE.
714253317RR0001	REST-A-BIT INC., PORTAGE LA PRAIRIE, MAN.
719875403RR0001	MADELAINE EDMONDS FOUNDATION, TORONTO, ONT.
726539695RR0001	MAISON DE PRIÈRE FRATERNITÉS MONASTIQUE DE JÉRUSALEM, MONT-SAINT-HILAIRE (QC)
727083693RR0001	NOURISHING MINDS N.B. INC., FREDERICTON, N.B.
729005884RR0001	MOSAIC ALLIANCE CHURCH, VANCOUVER, B.C.
736466707RR0001	ŒUVRES DE CHARITÉ DU DIOCÈSE DE ROUYN-NORANDA, ROUYN-NORANDA (QC)
740203294RR0001	HALLELUJAH INSPIRATIONAL MINISTRIES, TORONTO, ONT.
744160003RR0001	419 MINISTRIES CANADA, HAMMONDS PLAINS, N.S.
751907098RR0001	GIVEPOINT FOUNDATION, LONDON, ONT.
752050922RR0001	THE PAUL AND MARGY CAMPBELL FAMILY FOUNDATION, TORONTO, ONT.
756048492RR0001	POSEY CHILDREN'S FOUNDATION CORP., SPRUCE GROVE, ALTA.
768550519RR0001	PENTECOSTAL WORLD CONFERENCE 2019 SOCIETY, EDMONTON, ALTA.
774273718RR0001	NEW BRUNSWICK PARAMEDIC MEMORIAL INC., FREDERICTON, N.B.
788978278RR0001	CIRCLE ACTS, CALEDON, ONT.
795064302RR0001	TWELVE HEALTH DONATIONS INC., YORK, ONT.
796059335RR0001	CANADIAN INTERNATIONAL SOCIETY FOR CHILDREN WITH CANCER, NORTH YORK, ONT.
801348210RR0001	FIALIMA FOUNDATION, BELCARRA, B.C.
801749813RR0001	PROJET F. E. L. I. X., TERREBONNE (QC)
804165975RR0001	UNDER THE FIG TREE CANADA FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
805569233RR0001	PAUL HELLYER CHARITABLE FOUNDATION, TORONTO, ONT.
805927415RR0001	CONSEIL ST-JOSEPH 9707 FIDÉICOMMIS DE CHARITÉ, ELLIOT LAKE (ONT.)
806668257RR0001	ST. THOMAS MORE SOCIETY, EAST BAY, N.S.
807544945RR0001	MISSING LINK CANCER RESEARCH FOUNDATION, MISSISSAUGA, ONT.

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
810062463RR0001	THE CHANG FAMILY FOUNDATION, TORONTO, ONT.
811123348RR0001	TANTRAMAR HOSPICE PALLIATIVE CARE ORGANIZATION INCORPORATED, SACKVILLE, N.B.
811203249RR0001	GOSPEL OF GRACE COMMUNITY CHURCH, CALGARY, ALTA.
811579416RR0001	D. R. M. FOUNDATION, KENTVILLE, N.S.
811666940RR0001	GERMAN LANGUAGE SCHOOL LORELEY INC., OSHAWA, ONT.
812043982RR0001	GENESIS COMMUNITY CHURCH OF BRANT, BRANTFORD, ONT.
813625316RR0001	FRIENDS OF AFRICAN NURSING (CANADA) CORPORATION, TORONTO, ONT.
817135668RR0001	ANDREAS BAUR FOUNDATION, NANAIMO, B.C.
817654288RR0001	EMMANUEL BAPTIST CHURCH, OTTAWA, ONT.
817719891RR0001	THE BUTHAN CANADA FOUNDATION, TORONTO, ONT.
818604563RR0001	ALZHEIMER'S ASSOCIATION INTERNATIONAL, NORTH YORK, ONT.
819797093RR0001	LA JEUNESSE YOUTH ORCHESTRA FOUNDATION, NEWCASTLE, ONT.
820634376RR0001	SWAN VALLEY BIBLE FELLOWSHIP INC., SWAN RIVER, MAN.
821092673RR0001	M. F. C. - FÉDÉRATION QUÉBEC - METRO / PORTNEUF, QUÉBEC (QC)
822876553RR0001	KIDS FOR TURTLES ENVIRONMENTAL EDUCATION, ORILLIA, ONT.
823067301RR0001	THE GATHERING PLACE CHRISTIAN FELLOWSHIP INC., SARNIA, ONT.
824997175RR0001	THE MESSAGE CHRISTIAN CHURCH, SIMCOE, ONT.
826082760RR0001	FONDATION LORRAINE BERNARD, MONTRÉAL (QC)
828560458RR0001	SACCIDANANDA, SOCIETY CANADA, WOODBRIDGE, ONT.
828968875RR0001	BETHEL CHRISTIAN REFORMED CHURCH OF LONDON, LONDON, ONT.
829504562RR0001	KINGDOM MINISTRIES, INNISFIL, ONT.
829650472RR0001	SMITHFIELD CHRISTIAN CONGREGATIONAL CHURCH, QUINTE WEST, ONT.
830102356RR0001	PATVIN FOUNDATION INCORPORATED, WINNIPEG, MAN.
830757761RR0001	VICTORIA FREE PRESBYTERIAN CHURCH, VICTORIA, B.C.
830785838RR0001	8693102 CANADA FOUNDATION, ETOBICOKE, ONT.
831185020RR0001	FONDATION ALICIA / ALICIA FOUNDATION, MERCIER (QC)
832434385RR0001	LAMPLIGHT CHURCH, KITCHENER, ONT.
835173709RR0001	CHRIS CENTERED FELLOWSHIP CAMROSE, BITTERN LAKE, ALTA.
835446154RR0001	PRICEWATERHOUSECOOPERS CANADA FOUNDATION, TORONTO, ONT.
836617365RR0001	MARY LYNN HIGGINS YOUTH FUND, ROCKWOOD MALL, ONT.
839970795RR0001	MOUNTROSE FOUNDATION / FONDATION MOUNTROSE, MONTRÉAL, QUE.
840849830RR0001	HEARTLAND QUILTERS (M.B.) INC., STEINBACH, MAN.
844807966RR0001	FONDATION BROMIS, BROMONT (QC)
845442177RR0001	ÎLOT SAINT-PIERRE APÔTRE, MONTRÉAL (QC)
847028909RR0001	IMAGINE 1 DAY INTERNATIONAL FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
848506838RR0001	TELE-DRIVE ALBERT COUNTY INC., ALMA, N.B.
848888749RR0001	BETHESDA REGIONAL HEALTH CARE AUXILIARY, STEINBACH, MAN.
850333196RR0001	NEW ROUTES TO THE FUTURE ECOLOGICAL FOUNDATION, TORONTO, ONT.
852034172RR0001	FIG TREE CHARITABLE FOUNDATION, CALGARY, ALTA.
852186006RR0001	COVENANT LIGHT ASSEMBLY, WHITBY, ONT.
852808955RR0001	ÉTOILE DE MARTIN, MONTRÉAL (QC)
854042488RR0001	BARRIERE OPEN DOOR FELLOWSHIP, BARRIERE, B.C.
856677554RR0001	MAKING KENORA HOME CHARITABLE SERVICES INC., KENORA, ONT.
856845151RR0001	MINISTRY IN MOTION, CALGARY, ALTA.
857545909RR0001	RONALE SANJAY NAIDU FOUNDATION, VANCOUVER, B.C.
858748288RR0001	WOMEN'S CED NETWORK SOCIETY, QUEENSLAND HALIFAX REGIONAL MUNICIPALITY, N.S.
859187890RR0001	BIBLE BAPTIST MINISTRIES OF CANADA, SCARBOROUGH, ONT.
859912396RR0001	LAKELAND BAPTIST CHURCH, GRAVENHURST, ONT.
860198464RR0001	BAY OF FUNDY DISCOVERY CENTRE ASSOCIATION, FREEPORT, N.S.
860278662RR0001	BIKES FOR KIDS (TORONTO) CHARITABLE ORGANIZATION, TORONTO, ONT.

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
861104594RR0001	GOGAMA COMMUNITY CHURCH, GOGAMA, ONT.
861286805RR0001	NIPISSING DISTRICT COMMUNITY HOME OWNERSHIP ACTION GROUP, REDBRIDGE, ONT.
862091634RR0001	FRIENDS OF THE SOUTH MOUNTAIN BRANCH OF THE STORMONT, DUNDAS AND GLENGARRY COUNTY LIBRARY, SOUTH MOUNTAIN, ONT.
863024444RR0001	4606095 MANITOBA ASSOCIATION INC., WINNIPEG, MAN.
864984950RR0001	FRIENDS OF THE EXPERIMENTAL LAKES AREA INC., WINNIPEG, MAN.
866557143RR0001	ANISHNAABE KWEWAG GAMIG INC., ROSENEATH, ONT.
867370793RR0001	THE PAUL AND LEA REICHMANN FOUNDATION, TORONTO, ONT.
868376807RR0001	RELATIONSHIPS SUPPORT MINISTRIES, OSHAWA, ONT.
868714882RR0001	COMTRANS FOUNDATION, SURREY, B.C.
868860495RR0001	YITUNG BUDDHIST TEMPLE, SURREY, B.C.
869045179RR0001	KINGSWAY COUNCIL NO. 3387 CHARITABLE WELFARE TRUST, ETOBICOKE, ONT.
869117507RR0001	CENTRE D'AIDE OASIS CARE CENTRE, CHATEAUGUAY (QC)
869299024RR0001	WOOD CREEK FARM, PUSLINCH, ONT.
871113767RR0001	SOCIETY OF FRIENDS OF ST. ANN'S ACADEMY – VICTORIA, BC, VICTORIA, B.C.
871524765RR0001	CITY CENTRE CARE SOCIETY, VANCOUVER, B.C.
871786828RR0001	MAN OF PEACE DEVELOPMENT, CHARLOTTETOWN, P.E.I.
871860474RR0001	VISIT CANADA VISITEZ, ESTEY'S BRIDGE, N.B.
874979305RR0001	HUGGS CANADA, NORTH VANCOUVER, B.C.
878852268RR0001	CALGARY INTER-FAITH FURNITURE SOCIETY, CALGARY, ALTA.
881145817RR0001	PANAMA HEALTH PROJECT, BEACONSFIELD, QUE.
881727325RR0001	THE BEATRICE WATSON-ACHESON FOUNDATION, ST. CATHARINES, ONT.
882025711RR0001	WINGS OF PHOENIX ASSOCIATION, OTTAWA, ONT.
886099324RR0001	RESSOURCE RÉSIDENTIELLE LE TANDEM, SAINTE-CÉCILE-DE-MILTON (QC)
886362763RR0002	GATEWAY HARVEST FELLOWSHIP, INC., BARRIE, ONT.
887207793RR0001	SASKATOON OSTOMY ASSOCIATION, SASKATOON, SASK.
887388999RR0001	SANDHILL UNITED CHURCH, CALEDON, ONT.
887588465RR0001	GILMORE LODGE AUXILIARY, FORT ERIE, ONT.
887647394RR0001	LA FABRIQUE DE LA PAROISSE STE LUCIE D'ALBANEL, ALBANEL (QC)
888210275RR0001	FIRST LUTHERAN CHURCH, PALMER RAPIDS, ONT.
888214244RR0001	ST. PAUL'S / AGRICOLA CEMETERY, FORT SASKATCHEWAN, ALTA.
888306669RR0001	LE PRÉCIEUX FONDS INCORPORÉE, WINNIPEG (MAN.)
888621893RR0001	CABBAGETOWN YOUTH CENTRE INC., TORONTO, ONT.
889134771RR0001	THE GORDON AUXILIARY OF CAVEN PRESBYTERIAN CHURCH, EXETER, ONT.
889250130RR0001	ST. MARKS ALL-GRADE SCHOOL SCHOLARSHIP TRUST FOUNDATION, KING'S COVE, N.L.
889335394RR0001	THE GARDEN FOUNDATION, MORRISBURG, ONT.
889411179RR0001	THE MANUEL & EVA KIMEL FOUNDATION, TORONTO, ONT.
889453197RR0001	GERMAN EVANGELICAL ALLIANCE OF KITCHENER, KITCHENER, ONT.
889916797RR0001	FAITH AND LIGHT-CANADA WEST FOI ET LUMIÈRE-CANADA OUEST, WINNIPEG, MAN.
889978664RR0001	ALL CHARITIES CAMPAIGN, WINNIPEG, MAN.
890010796RR0001	CANADIAN WOMEN IN TIMBER SOCIETY, SORRENTO, B.C.
890146996RR0001	THÉÂTRE DE LA VOIX / VOICE THEATRE, HEAD OF JEDDORE (N.-É.)
890239262RR0001	L'UNITÉ TOXI DES TROIS-VALLÉES, MONT-TREMBLANT (QC)
890434996RR0001	PRESBYTERIAN WOMEN'S MISSIONARY, WESTERN DIVISION, AFTERNOON AUXILIARY, RICHMOND HILL PRESBYTERIAN CHURCH, RICHMOND HILL, ONT.
890514649RR0001	FABRIQUE STE ÉLISABETH DE PROULX, DOLBEAU-MISTASSINI (QC)
890829849RR0002	COMITÉ DES ŒUVRES CHARITABLES DU CONSEIL NELSON NO: 5719-76, LYSER (QC)
890910623RR0001	LINKAGES SOCIETY OF ALBERTA, CALGARY, ALTA.
891392540RR0001	DUNDAS ENVIRONMENTAL AWARENESS GROUP, SOUTH MOUNTAIN, ONT.
891564841RR0001	PAROISSE TRÈS SAINTE TRINITÉ GRANBY, GRANBY (QC)

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
891568248RR0001	THE STAVE VALLEY SALMONIO ENHANCEMENT SOCIETY, MISSION, B.C.
891682734RR0001	NEUTROPENIA SUPPORT ASSOCIATION INC., WINNIPEG, MAN.
891805657RR0001	LEWISPORTE BAPTIST CHURCH, LEWISPORTE, N.L.
892051574RR0001	CAPITAL CARE GRANDVIEW AUXILIARY ASSOCIATION, EDMONTON, ALTA.
892315961RR0001	THE BROTHERHOOD CHRISTIAN CENTRE OF SCARBOROUGH, STOUFFVILLE, ONT.
892630567RR0001	OPERATION CHRISTMAS TREE INC., TORONTO, ONT.
892662248RR0001	LETHBRIDGE GARDEN PROJECT SOCIETY, LETHBRIDGE, ALTA.
892699158RR0001	HELSAM FOUNDATION / FONDATION HELSAM, WESTMOUNT, QUE.
893336172RR0001	AVONDALE HERITAGE AND CONSERVATION FOUNDATION INC., AVONDALE, N.L.
893399964RR0001	COMITÉ DES ŒUVRES CHARITABLES DU CONSEIL MASHAM 6853, LA PÊCHE (QC)
893934620RR0001	REPRISE CONCERTS INC., TORONTO, ONT.
894190891RR0001	FONDATION DU FESTIVAL DES FILMS DU MONDE, MONTRÉAL (QC)
896210978RR0001	INSTITUT FIDAL INC., MONTRÉAL (QC)
897208914RR0001	OSHAWA CLARINGTON COMMUNITY LIVING FOUNDATION, OSHAWA, ONT.
897261426RR0001	PETERBOROUGH COLLEGIATE FOUNDATION, PETERBOROUGH, ONT.
897415527RR0001	CORPUS CHRISTI MALE CHORALE SOCIETY, CALGARY, ALTA.
897909917RR0001	R.A.S.T.A. (RESCUE AND SANCTUARY FOR THREATENED ANIMALS), CHEMAINUS, B.C.
899770358RR0001	LAKE OF THE WOODS SEARCH AND RESCUE INC., KEEWATIN, ONT.
899786347RR0001	INSTITUT DE RECHERCHE POUR LE TRAITEMENT ET LA PRÉVENTION DES INFECTIONS, QUÉBEC (QC)

**Sharmila Khare**  
Director General  
Charities Directorate

La directrice générale  
Direction des organismes de bienfaisance  
**Sharmila Khare**

## CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

### APPEAL

*Notice No. HA-2023-018*

The Canadian International Trade Tribunal has decided, pursuant to rule 25 of the *Canadian International Trade Tribunal Rules*, to consider the appeal referenced below by way of written submissions. Persons interested in intervening are requested to contact the Tribunal at 613-993-3595 or at [citt-tcce@tribunal.gc.ca](mailto:citt-tcce@tribunal.gc.ca) prior to the commencement of the scheduled hearing. Interested persons seeking additional information should contact the Tribunal.

### *Customs Act*

YNS Trading INC. d.b.a Blackblitz Airsoft v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing	March 28, 2024
Appeal No.	AP-2023-008
Goods in Issue	Airsoft pistols and Airsoft suppressors

## TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

### APPEL

*Avis n° HA-2023-018*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a décidé, aux termes de l'article 25 des *Règles du Tribunal canadien du commerce extérieur*, d'instruire l'appel mentionné ci-dessous sur la foi des observations écrites versées au dossier. Les personnes qui désirent intervenir sont priées de communiquer avec le Tribunal en composant le 613-993-3595 ou en écrivant au [tce-citt@tribunal.gc.ca](mailto:tce-citt@tribunal.gc.ca) avant l'instruction de l'appel. Les personnes intéressées qui désirent obtenir de plus amples renseignements doivent s'adresser au Tribunal.

### *Loi sur les douanes*

YNS Trading INC. s/n Blackblitz Airsoft c. Présidente de l'Agence des services frontaliers du Canada

Date de l'audience	28 mars 2024
Appel n°	AP-2023-008
Marchandises en cause	Pistolets à air comprimé de type « airsoft » et silencieux pour ces pistolets

Issue	Whether the goods in issue are properly classified under tariff item 9898.00.00 as “prohibited devices”, as determined by the President of the Canada Border Services Agency, or should be classified under tariff item 9304.00.10 as “other arms (for example, spring, air or gas guns and pistols, truncheons), excluding those of heading 93.07 - - - Guns and pistols, spring or gas” and tariff item 9503.00.90 as “tricycles, scooters, pedal cars and similar wheeled toys; dolls’ carriages; dolls; other toys; reduced-size (‘scale’) models and similar recreational models, working or not; puzzles of all kinds - - - Other”, as claimed by YNS Trading INC. d.b.a Blackblitz Airsoft.
Tariff Items at Issue	YNS Trading INC. d.b.a Blackblitz Airsoft—9304.00.10 and 9503.00.90  President of the Canada Border Services Agency—9898.00.00

Question en litige	Déterminer si les marchandises en cause sont correctement classées dans le numéro tarifaire 9898.00.00 à titre de « dispositifs prohibés », comme l’a déterminé la présidente de l’Agence des services frontaliers du Canada, ou si elles doivent être classées dans le numéro tarifaire 9304.00.10 à titre d’« autres armes (fusils, carabines et pistolets à ressort, à air comprimé ou à gaz, matraques, par exemple), à l’exclusion de celles du n° 93.07 - - - Fusils et pistolets, à ressort ou à gaz » et le numéro tarifaire 9503.00.90 à titre de « tricycles, trottinettes, autos à pédales et jouets à roues similaires; landaus et poussettes pour poupées; poupées; autres jouets; modèles réduits et modèles similaires pour le divertissement, animés ou non; puzzles de tout genre - - - Autres », comme le soutient YNS Trading INC. s/n Blackblitz Airsoft.
Numéros tarifaires en cause	YNS Trading INC. s/n Blackblitz Airsoft – 9304.00.10 et 9503.00.90  Présidente de l’Agence des services frontaliers du Canada – 9898.00.00

**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
2024-27	February 9, 2024 / 9 février 2024	Maritime Broadcasting System Limited	CJCW	Sussex	New Brunswick / Nouveau-Brunswick

**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**

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2024-28	February 9, 2024 / 9 février 2024	Gospel Music Radio Inc.	English-language commercial speciality (religious music) FM radio station / Station de radio FM commerciale spécialisée (musique religieuse) de langue anglaise	Oromocto	New Brunswick / Nouveau-Brunswick
2024-29	February 9, 2024 / 9 février 2024	U Multicultural Inc.	English-language community FM radio station / Station de radio FM communautaire de langue anglaise	Winnipeg	Manitoba
2024-30	February 9, 2024 / 9 février 2024	U Multicultural Inc.	Multilingual community television station / Station de télévision communautaire multilingue	Winnipeg	Manitoba
2024-31	February 9, 2024 / 9 février 2024	Stingray Radio Inc.	CKDQ	Drumheller	Alberta
2024-32	February 9, 2024 / 9 février 2024	Corus Television Limited Partnership	BC News 1	Toronto	Ontario

**CUSMA SECRETARIAT**

## REQUEST FOR PANEL REVIEW

*Softwood lumber products from Canada*

Notice is hereby given, in accordance with the *Special Import Measures Act* and the Canada–United States–Mexico Agreement (CUSMA), that on January 29, 2024, a Request for Panel Review of the final determinations made by the United States International Trade Commission, respecting “Softwood Lumber Products from Canada: Final Determinations of the Five-Year Reviews of the Antidumping and Countervailing Duty Orders”, was filed on behalf of the Government of Canada, the Governments of Alberta, British Columbia, New Brunswick, Ontario, and Québec; Canfor Corporation, J.D. Irving, Limited, Tolko Marketing and Sales Ltd. and Tolko Industries Ltd., West Fraser Mills Ltd.; the Alberta Softwood Lumber Trade Council, the British Columbia Lumber Trade Council, and the New Brunswick Lumber Producers, with the United States Section of the CUSMA Secretariat, pursuant to Article 10.12 of CUSMA.

The final determination was published in the *Federal Register*, on December 28, 2023 (88 Fed. Reg. 89,726).

The panel review will be conducted in accordance with the *Rules of Procedure for Article 10.12 (Binational Panel*

**SECRETARIAT DE L'ACEUM**

## DEMANDE D'EXAMEN PAR UN GROUPE SPÉCIAL

*Produits de bois d'œuvre résineux en provenance du Canada*

Avis est donné par les présentes, conformément à la *Loi sur les mesures spéciales d'importation* et à l'Accord Canada–États-Unis–Mexique (l'ACEUM) que, le 29 janvier 2024, une demande d'examen par un groupe spécial des décisions définitives rendues par le United States International Trade Commission, au sujet de « Produits de bois d'œuvre résineux en provenance du Canada : résultats définitifs sur le réexamen quinquennal des ordonnances en matière de droits antidumping et compensateurs », a été déposée au nom du gouvernement du Canada, les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, du Nouveau-Brunswick, de l'Ontario et du Québec; Canfor Corporation, J.D. Irving, Limited, Tolko Marketing and Sales Ltd. et Tolko Industries Ltd., et West Fraser Mills Ltd.; de l'Alberta Softwood Lumber Trade Council, du British Columbia Lumber Trade Council et du New Brunswick Lumber Producers, auprès de la Section américaine du Secrétariat de l'ACEUM, conformément à l'article 10.12 de l'ACEUM.

La décision définitive a été publiée dans le *Federal Register*, le 28 décembre 2023 (88 Fed. Reg. 89,726).

L'examen par un groupe spécial sera effectué conformément aux *Règles de procédure au titre de l'article 10.12*

*Reviews*). Subrule 40(1)(c) of the above-mentioned rules provides that

(i) a Party or interested person may challenge the final determination in whole or in part by filing a Complaint in accordance with Rule 44 no later than 30 days after the filing of the first Request for Panel Review [the deadline for filing a Complaint is February 28, 2024];

(ii) a Party, an investigating authority, or other interested person who does not file a Complaint but who intends to participate in the panel review must file a Notice of Appearance in accordance with Rule 45 no later than 45 days after the filing of the first Request for Panel Review [the deadline for filing a Notice of Appearance is March 14, 2024];

(iii) the panel review will be limited to the allegations of error of fact or law, including challenges to the jurisdiction of the investigating authority, that are set out in the Complaints filed in the panel review and to the procedural and substantive defenses raised in the panel review.

Notices of Appearance and Complaints pertaining to the present panel review, USA-CDA-2024-10.12-01, should be filed with the United States Secretary at the USMCA Secretariat, Room 2061, 1401 Constitution Avenue N.W., Washington, D.C. 20230, United States.

## EXPLANATORY NOTE

Chapter 10 of CUSMA establishes a procedure for replacing domestic judicial review of determinations in antidumping and countervailing duty cases involving imports from a CUSMA country with review by binational panels.

These panels are established, when a Request for Panel Review is received by the CUSMA Secretariat, to act in place of national courts to review final determinations expeditiously to determine whether they are in accordance with the antidumping or countervailing duty law of the country that made the determination.

Under Article 10.12 of CUSMA, which came into force on July 1, 2020, the Government of Canada, the Government of the United States and the Government of Mexico established the *Rules of Procedure for Article 10.12 (Binational Panel Reviews)*. These rules were adopted by the CUSMA Free-Trade Commission on July 2, 2020.

(*Examen par des groupes spéciaux binationaux*). L'alinéa 40(1)c) des règles susmentionnées prévoit que :

(i) une Partie ou une personne intéressée peut contester la détermination finale, en tout ou en partie, en déposant une plainte conformément à la Règle 44 au plus tard 30 jours après le dépôt de la première demande d'examen par un groupe spécial [le 28 février 2024 constitue la date limite pour déposer une plainte];

(ii) une Partie, un organisme d'enquête ou une autre personne intéressée qui ne dépose pas de plainte, mais qui entend participer à l'examen par un groupe spécial doit déposer un avis de comparution conformément à la Règle 45 au plus tard 45 jours après le dépôt de la première demande d'examen par un groupe spécial [le 14 mars 2024 constitue la date limite pour déposer un avis de comparution];

(iii) l'examen par un groupe spécial sera limité aux allégations d'erreur de fait ou de droit, y compris aux contestations de la compétence de l'organisme d'enquête, contenues dans les plaintes déposées dans le cadre de l'examen par un groupe spécial, ainsi qu'aux défenses au fond et de procédure soulevées dans le cadre de cet examen.

Les avis de comparution et les plaintes dans la présente demande d'examen, USA-CDA-2024-10.12-01, doivent être déposés auprès de la Secrétaire américaine du Secrétariat de l'ACEUM, au USMCA Secretariat, Room 2061, 1401 Constitution Avenue N.W., Washington, D.C. 20230, United States.

## NOTE EXPLICATIVE

Le chapitre 10 de l'ACEUM prévoit une procédure d'examen par des groupes spéciaux binationaux pour remplacer l'examen judiciaire interne des décisions rendues en matière de droits antidumping et compensateurs touchant les produits importés du territoire d'un pays partie à l'ACEUM.

De tels groupes spéciaux sont formés lorsqu'une demande d'examen par un groupe spécial est reçue au Secrétariat de l'ACEUM. Ils se substituent aux tribunaux nationaux pour examiner, dans les meilleurs délais, une décision définitive afin de déterminer si elle est conforme à la législation sur les droits antidumping ou compensateurs du pays où elle a été rendue.

Conformément à l'article 10.12 de l'ACEUM, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020, le gouvernement du Canada, le gouvernement des États-Unis et le gouvernement du Mexique ont établi les *Règles de procédure au titre de l'article 10.12 (Examen par des groupes spéciaux binationaux)*. Ces règles ont été adoptées par la Commission du libre-échange de l'ACEUM le 2 juillet 2020.



Requests for information concerning the present notice, or concerning the *Rules of Procedure for Article 10.12 (Binational Panel Reviews)*, should be addressed to the United States Secretary, USMCA Secretariat, Room 2061, 1401 Constitution Avenue N.W., Washington, D.C. 20230, United States.

**Jennifer Hopkins**  
Canadian Secretary

## PUBLIC SERVICE COMMISSION

### PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT

#### *Permission and leave granted (Kemp, Scott)*

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 Scott Kemp, Senior Grievance Officer, Military Grievances External Review Committee, to seek nomination as, and be, 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 Ottawa South, Ontario. The election is expected to be held on or before October 20, 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.

February 9, 2024

**Hélène Laurendeau**  
Commissioner

**Marie-Chantal Girard**  
President

## PUBLIC SERVICE COMMISSION

### PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT

#### *Permission and leave granted (Musende, Alain)*

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 Alain Musende, Manager, Health Canada, to seek nomination as, and be, 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 Ottawa West–Nepean, Ontario. The election is expected to be held on or before October 20, 2025.

Toutes les demandes de renseignements concernant le présent avis, ou concernant les *Règles de procédure au titre de l'article 10.12 (Examen par des groupes spéciaux binationaux)*, doivent être adressées à la secrétaire américaine, Section américaine du Secrétariat de l'ACEUM, au USMCA Secretariat, Room 2061, 1401 Constitution Avenue N.W., Washington, D.C. 20230, United States.

La secrétaire canadienne  
**Jennifer Hopkins**

## COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE

### LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE

#### *Permission et congé accordés (Kemp, Scott)*

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 Scott Kemp, agent principal aux griefs, Comité externe d'examen des griefs militaires, la permission aux termes du paragraphe 114(4) de ladite loi de tenter d'être choisi comme candidat, avant et pendant la période électorale, et de se porter candidat avant la période électorale à l'élection fédérale dans la circonscription d'Ottawa-Sud (Ontario). L'élection est prévue au plus tard pour le 20 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 le fonctionnaire est candidat.

Le 9 février 2024

La commissaire  
**Hélène Laurendeau**

La présidente  
**Marie-Chantal Girard**

## COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE

### LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE

#### *Permission et congé accordés (Musende, Alain)*

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 Alain Musende, gestionnaire, Santé Canada, la permission aux termes du paragraphe 114(4) de ladite loi de tenter d'être choisi comme candidat avant et pendant la période électorale, et de se porter candidat avant la période électorale à l'élection fédérale dans la circonscription d'Ottawa-Ouest–Nepean (Ontario). L'élection est prévue au plus tard pour le 20 octobre 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.

February 11, 2024

**Hélène Laurendeau**

Commissioner

**Marie-Chantal Girard**

President

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 le fonctionnaire est candidat.

Le 11 février 2024

La commissaire

**Hélène Laurendeau**

La présidente

**Marie-Chantal Girard**

---

**MISCELLANEOUS NOTICES****ENDURANCE SPECIALTY INSURANCE LTD.****APPLICATION TO ESTABLISH A CANADIAN BRANCH**

Notice is hereby given that Endurance Specialty Insurance Ltd., an insurer incorporated under the laws of Bermuda, intends to file, under section 574 of the *Insurance Companies Act* (Canada), with the Superintendent of Financial Institutions, on or after March 17, 2024, an application for an order approving the insuring in Canada of risks, under the English name “Endurance Specialty Insurance Ltd.” and the French name “Assurances spécialisées Endurance ltée”, within the classes of property, liability, boiler and machinery, fidelity, automobile, marine, surety, and aircraft.

The head office of Endurance Specialty Insurance Ltd. is located in Hamilton, Bermuda, and its Canadian chief agency will be located in Toronto, Ontario. Endurance Specialty Insurance Ltd.’s ultimate corporate parent, named Sompo Holdings, Inc., is a company incorporated under the laws of Japan.

February 17, 2024

**Endurance Specialty Insurance Ltd.**

By its solicitors  
**Torys LLP**

**AVIS DIVERS****ENDURANCE SPECIALTY INSURANCE LTD.****DEMANDE D’ÉTABLISSEMENT D’UNE SUCCURSALE CANADIENNE**

Conformément à l’article 574 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), avis est par les présentes donné qu’Endurance Specialty Insurance Ltd., société d’assurance constituée en vertu des lois des Bermudes, a l’intention de déposer auprès du surintendant des institutions financières, le 17 mars 2024 ou après cette date, une demande d’agrément l’autorisant à garantir au Canada des risques sous le nom de « Assurances spécialisées Endurance ltée » en français et de « Endurance Specialty Insurance Ltd. » en anglais, dans les branches d’assurance suivantes : assurance de biens, responsabilité, chaudières et panne de machines, détournements, automobile, maritime, caution et aviation.

Le siège social d’Endurance Specialty Insurance Ltd. se trouve à Hamilton, aux Bermudes, et son agence principale au Canada sera située à Toronto, en Ontario. La société mère ultime d’Endurance Specialty Insurance Ltd. est Sompo Holdings, Inc., une société constituée en vertu des lois du Japon.

Le 17 février 2024

**Endurance Specialty Insurance Ltd.**

Agissant par l’entremise de ses avocats  
**Torys LLP**

---

**PROPOSED REGULATIONS**

Table of contents

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

Reduction in the Release of Volatile Organic  
Compounds (Storage and Loading of  
Volatile Petroleum Liquids) Regulations ... 299

**Natural Resources, Dept. of**

Canada Offshore Renewable Energy  
Regulations ..... 455

**RÈGLEMENTS PROJETÉS**

Table des matières

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

Règlement sur la réduction des rejets de  
composés organiques volatils (stockage  
et chargement de liquides pétroliers  
volatils) ..... 299

**Ressources naturelles, min. des**

Règlement sur l'énergie renouvelable  
extracôtière au Canada ..... 455

## Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations

### 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:** Releases of volatile organic compounds (VOCs) during storage and loading<sup>1</sup> of petroleum liquids pose environmental and health risks to Canadians. The patchwork of voluntary and mandatory measures currently in place do not sufficiently address the risks presented by the release of VOCs during storage and loading as smog precursors. As well, these measures do not adequately address the health risks of specific carcinogenic VOCs, such as benzene. Given the risk to human health and the environment posed by VOCs and the proximity of many liquid petroleum storage and loading facilities to Indigenous communities and other residential areas, regulations are needed to reduce the release of VOCs from liquid petroleum storage and loading facilities.

**Description:** The proposed *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations* (the proposed Regulations) would require petroleum liquid storage tanks and loading racks to be equipped with emissions control equipment. The operators of these facilities would be required to install, inspect, maintain and repair equipment to ensure adequate emissions control performance. The proposed Regulations would also

## Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)

### 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 rejets de composés organiques volatils (COV) pendant le stockage et le chargement<sup>1</sup> de liquides pétroliers posent des risques pour l'environnement et la santé des Canadiens. L'ensemble hétéroclite de mesures volontaires et obligatoires actuellement en place ne remédie pas suffisamment aux risques présentés par les rejets de COV en tant que précurseurs du smog pendant le stockage et le chargement de liquides pétroliers. De plus, ces mesures ne permettent pas d'atténuer de façon adéquate les risques pour la santé engendrés par certains COV cancérigènes, comme le benzène. Compte tenu des risques pour la santé humaine et l'environnement posés par les COV et du fait qu'un grand nombre d'installations de stockage et de chargement de liquides pétroliers se trouvent à proximité de communautés autochtones et d'autres secteurs résidentiels, un règlement est nécessaire pour réduire les rejets de COV provenant de ces installations.

**Description :** Le projet de *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers)* [le projet de règlement] exigerait que les réservoirs de stockage et les rampes de chargement de liquides pétroliers soient équipés d'équipement de contrôle des émissions. Les exploitants de ces installations auraient l'obligation d'installer, d'inspecter, d'entretenir et de réparer cet équipement afin d'obtenir des résultats de contrôle des

<sup>1</sup> Throughout this document, and for the purpose of the proposed Regulations, the term "loading" is used to represent both loading and unloading operations.

<sup>1</sup> Dans le présent document, et aux fins du projet de règlement, le terme « chargement » est utilisé pour désigner à la fois les activités de chargement et de déchargement.

include record-keeping and reporting requirements for operators. Facilities that would be subject to the proposed Regulations include petroleum liquid terminals and bulk plants, petroleum refineries, upgraders, and petrochemical facilities across Canada.

**Rationale:** Due to the gaps in coverage of current provincial and municipal instruments for reducing VOC emissions, there is no nationally consistent protection for Canadians from the health and environmental risks resulting from VOC emissions from the storage and loading of petroleum liquids. Additionally, inhalation exposure to benzene is of particular concern for populations located in areas where emissions from storage and loading operations are increasing concentrations of benzene in the air. The proposed Regulations would address these deficiencies by introducing nationwide regulatory requirements, including on facilities of concern. Overall, the proposed Regulations would reduce fugitive VOC releases by approximately 494 kilotonnes (kt) and methane emissions by approximately 8 kt over the analytical period (2024–2045). This would result in improvements in human health and the environment as well as benefits to businesses from the avoided loss of petroleum products. The present value of the benefits is estimated at \$1.43 billion, while the present value of costs is estimated at \$1.09 billion, yielding a net benefit of \$337 million. The proposed Regulations are designed to harmonize, where possible, with the regulatory requirements of various jurisdictions, including municipalities, provinces and the United States, where regulations have been in place since the 1980s.

## Issues

Petroleum liquid storage and loading operations are one of the largest sources of uncontrolled VOC releases from the petroleum and petrochemical sectors. The voluntary and mandatory measures currently in place do not sufficiently address the health and environmental risks associated with VOCs as smog precursors, nor do they adequately address the health risks of specific carcinogenic VOCs, such as benzene. It is common for multiple large facilities to be located near each other in and around urban areas, increasing the local population's risk of exposure to elevated levels of benzene. Ambient air monitoring near some facilities has measured benzene levels that may pose

émissions appropriés. Le projet de règlement comprendrait également des exigences en matière de tenue de registres et de production de rapports que les exploitants seraient tenus de respecter. Les installations qui seraient assujetties au projet de règlement incluraient les terminaux et les dépôts routiers de liquides pétroliers, les raffineries de pétrole, les usines de valorisation et les installations pétrochimiques dans l'ensemble du Canada.

**Justification :** En raison des lacunes dans la couverture offerte par les instruments provinciaux et municipaux actuels en matière de réduction des émissions de COV, les Canadiens ne bénéficient pas d'une protection uniforme à l'échelle nationale contre les risques pour la santé et l'environnement posés par les émissions de COV provenant du stockage et du chargement de liquides pétroliers. Par ailleurs, l'exposition par inhalation au benzène est particulièrement préoccupante pour les populations des régions où les émissions provenant des opérations de stockage et de chargement augmentent les concentrations atmosphériques de ce polluant dans l'air. Le projet de règlement permettrait de combler ces lacunes grâce à l'introduction d'exigences réglementaires nationales, notamment pour les installations préoccupantes. Dans l'ensemble, au cours de la période d'analyse (de 2024 à 2045), le projet de règlement réduirait les rejets d'émissions fugitives de COV d'environ 494 kilotonnes (kt) et les émissions de méthane d'environ 8 kt. Ces réductions se traduiraient par une amélioration de la santé humaine et de l'environnement ainsi que par des avantages pour les entreprises en raison de la perte évitée de produits pétroliers. À l'heure actuelle, on estime la valeur des avantages à environ 1,43 milliard de dollars et la valeur des coûts à environ 1,09 milliard de dollars, pour un bénéfice net de 337 millions de dollars. Le projet de règlement est conçu de manière à pouvoir être harmonisé, lorsque cela est possible, avec les exigences réglementaires de diverses administrations, y compris des municipalités, les provinces et les États-Unis, où la réglementation est en place depuis les années 1980.

## Enjeux

Les activités de stockage et de chargement de liquides pétroliers sont parmi les plus importantes sources de rejets non contrôlés de COV dans les secteurs pétrolier et pétrochimique. Les mesures volontaires et obligatoires actuellement en place ne remédient pas suffisamment aux risques pour la santé et l'environnement posés par les COV en tant que précurseurs du smog, pas plus qu'elles ne permettent d'atténuer de façon adéquate les risques pour la santé de certains COV cancérigènes, comme le benzène. Il n'est pas rare que plusieurs grandes installations soient situées à proximité l'une de l'autre dans les zones urbaines et périurbaines, ce qui augmente le risque d'exposition de

a risk to human health. Given the proximity of many petroleum storage and loading facilities to Indigenous communities and other residential areas, nationally consistent regulations are necessary to protect Canadians from the harmful effects of petroleum VOC releases from storage and loading facilities.

## Background

### *Volatile organic compounds*

VOCs are precursors to the formation of ground-level ozone and particulate matter, which are the main constituents of smog. Ground-level ozone and particulate matter — specifically fine particulate matter smaller than or equal to 2.5 micrometres in diameter (PM<sub>2.5</sub>) — have been shown to be detrimental to human health. Exposure to these pollutants increases the risks for a wide range of adverse health effects.<sup>2</sup> Because of their role as a precursor to ground-level ozone and particulate matter formation, VOCs are included in the [List of toxic substances](#) in Part 2 of Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA).

From a human health perspective, scientific evidence indicates that short-term exposure to ground-level ozone causes a range of respiratory symptoms and is a risk factor for premature death. Some symptoms, like shortness of breath and reduced lung function, can result in hospital admissions. Long-term exposure to ground-level ozone has been linked to a range of adverse health outcomes, such as asthma development, respiratory mortality and structural changes in the lungs.<sup>3,4</sup> There is also extensive, robust evidence of adverse health effects associated with exposure to PM<sub>2.5</sub>.<sup>5</sup> Short-term exposure to PM<sub>2.5</sub> causes heart failure, asthma attacks and premature death, while long-term exposure causes premature death and likely causes lung cancer and heart and lung disease. There is no level of exposure to either ground-level ozone or PM<sub>2.5</sub> below which there is no risk to population health. Overall, exposure to these two pollutants results in a greater number of restricted activity days, emergency room visits, hospital admissions and premature mortality.

la population locale à des concentrations élevées de benzène. Une surveillance de l'air ambiant réalisée non loin de certaines installations a permis de relever des concentrations de benzène qui pourraient être dommageables pour la santé humaine. Étant donné qu'un grand nombre d'installations de stockage et de chargement se trouvent à proximité de communautés autochtones et d'autres secteurs résidentiels, un règlement uniforme à l'échelle nationale est nécessaire pour protéger les Canadiens des effets nocifs découlant des rejets de COV par les installations de stockage et de chargement de liquides pétroliers.

## Contexte

### *Composés organiques volatils*

Les COV sont les précurseurs dans la formation de l'ozone troposphérique et des particules fines, qui sont les principaux constituants du smog. Il a été prouvé que l'ozone troposphérique et les particules fines (plus particulièrement les particules fines d'un diamètre égal ou inférieur à 2,5 micromètres [PM<sub>2,5</sub>]) étaient préjudiciables à la santé humaine. L'exposition à ces polluants augmente le risque d'un large éventail de problèmes de santé<sup>2</sup>. En raison de leur rôle en tant que précurseurs dans la formation de l'ozone troposphérique et des particules fines, les COV ont été inscrits à la [Liste des substances toxiques](#) de la partie 2 de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE].

Du point de vue de la santé humaine, les données scientifiques indiquent qu'une exposition de courte durée à l'ozone troposphérique cause divers symptômes respiratoires et constitue un facteur de risque de décès prématuré. Certains symptômes, comme l'essoufflement et la réduction de la fonction pulmonaire, peuvent se conclure par des visites à l'hôpital. L'exposition de longue durée à l'ozone troposphérique a été associée à une variété d'effets indésirables sur la santé, comme l'apparition de l'asthme, la mortalité de cause respiratoire et des changements structurels des poumons<sup>3,4</sup>. En outre, il a été démontré à l'appui de données probantes considérables et solides que l'exposition aux PM<sub>2,5</sub> était aussi liée à des effets indésirables sur la santé<sup>5</sup>. L'exposition de courte durée aux PM<sub>2,5</sub> peut causer des insuffisances cardiaques, des crises d'asthme et des décès prématurés, tandis que l'exposition de longue durée peut causer des décès prématurés et est une cause probable de cancer du poumon et de maladies cardiaques et pulmonaires. Il n'existe aucun

<sup>2</sup> [Canadian Smog Science Assessment – Highlights and Key Messages \(PDF\)](#), 2011

<sup>3</sup> [Health Impacts of Air Pollution in Canada: Estimates of morbidity and premature mortality outcomes – 2021 Report](#)

<sup>4</sup> [Common air pollutants: ground-level ozone](#)

<sup>5</sup> [Canadian health science assessment for fine particulate matter \(PM<sub>2.5</sub>\)](#)

<sup>2</sup> [Évaluation scientifique canadienne du smog – Faits saillants et messages clés \(PDF\)](#), 2011

<sup>3</sup> [Les impacts sur la santé de la pollution de l'air au Canada : Estimation de la mortalité et des décès prématurés – rapport 2021](#)

<sup>4</sup> [Principaux contaminants atmosphériques : ozone troposphérique](#)

<sup>5</sup> [Évaluation scientifique canadienne des effets sur la santé des particules fines \(PM<sub>2,5</sub>\)](#)

Environmental evidence shows that ground-level ozone may also negatively affect biochemical and physiological processes, such as photosynthesis. Consequently, plant leaf cells become injured and can die because of exposure to ground-level ozone. Harmful impacts to sensitive plant species is a particular concern for agriculture and forestry where economic viability of these industries may be adversely affected.<sup>6</sup> Particulate matter may accumulate on surfaces and alter their optical characteristics, causing visible soiling and increasing cleaning requirements. It can reduce visibility by blocking and scattering the direct passage of sunlight through the atmosphere.

### *Benzene*

Benzene is a specific VOC compound and a known human carcinogen which is included in the [List of toxic substances](#) under the CEPA. Benzene is known to cause cancer, based on evidence from studies in both humans and laboratory animals. Studies examining the link between benzene and cancer have largely focused on leukemia and other cancers of blood cells. The CEPA assessment of benzene published in 1993 by the Minister of the Environment and the Minister of Health indicated that the examination of options to reduce benzene exposure should be a high priority and that such exposure should be reduced wherever possible.<sup>7</sup> The National Pollutant Release Inventory reports that Canadian refineries, upgraders, terminals and petrochemical facilities release benzene into the surrounding environment.<sup>8</sup> It is expected that releases of carcinogenic substances from these facilities could contribute to cancer risks for Canadians in the vicinity of those facilities.

The Government of Canada's *Screening Assessment – Petroleum Sector Stream Approach: Natural Gas Condensates*<sup>9</sup> concludes that inhalation exposures to evaporative emissions of natural gas condensates from rail and truck loading sites and natural gas condensate storage facilities may constitute a danger to human life or health.

seuil d'exposition à l'ozone troposphérique ou aux PM<sub>2,5</sub> en deçà duquel il n'y a aucun risque pour la population. Dans l'ensemble, l'exposition à ces deux polluants donne lieu à une plus grande quantité de journées d'activité restreinte, de visites à l'urgence, d'hospitalisations et de mortalité prématurée.

Par ailleurs, des données environnementales révèlent que l'ozone troposphérique peut aussi avoir une incidence négative sur les processus biochimiques et physiologiques, comme la photosynthèse. L'exposition à l'ozone troposphérique peut ainsi endommager les cellules foliaires, voire entraîner leur mort. Les effets néfastes sur les espèces végétales sensibles sont particulièrement préoccupants pour les secteurs de l'agriculture et de la foresterie dont la viabilité économique pourrait être touchée de façon défavorable<sup>6</sup>. Les particules fines peuvent s'accumuler sur les surfaces et altérer les caractéristiques optiques de ces dernières, causant de la saleté visible et pouvant exiger davantage d'efforts de nettoyage. Elles peuvent aussi réduire la visibilité en bloquant et en diffusant la lumière directe du soleil dans l'atmosphère.

### *Benzène*

Le benzène est un composé des COV et un agent cancérigène pour les humains inscrit à la [Liste des substances toxiques](#) de la LCPE. L'on sait, d'après des données provenant d'études menées chez l'humain et des animaux de laboratoire, que le benzène peut causer le cancer. Dans les études axées sur le lien entre le benzène et le cancer, on s'est surtout concentré sur la leucémie et d'autres formes de cancer des cellules sanguines. L'évaluation du benzène au titre de la LCPE publiée en 1993 par le ministre de l'Environnement et le ministre de la Santé indiquait que l'examen des options en vue de réduire l'exposition au benzène devrait être d'une priorité élevée et qu'une telle exposition devait être réduite dans toutes les situations possibles<sup>7</sup>. Dans l'Inventaire national des rejets de polluants, il est indiqué que les raffineries, les usines de valorisation et les installations pétrochimiques au Canada rejettent du benzène dans leur milieu environnant<sup>8</sup>. On s'attend à ce que les rejets de substances cancérigènes par ces installations contribuent aux risques de cancer pour les Canadiens qui habitent à proximité.

*L'Évaluation préalable – Approche pour le secteur pétrolier : Condensats de gaz naturel*<sup>9</sup> du gouvernement du Canada a conclu que les expositions par inhalation aux émissions par évaporation de condensats de gaz naturel provenant des sites de chargement de camions et de trains et des lieux de stockage des condensats de gaz

<sup>6</sup> [Vegetation and air pollution](#)

<sup>7</sup> (ARCHIVED) [Priority Substances List Assessment Report – Benzene](#)

<sup>8</sup> [National Pollutant Release Inventory data search](#)

<sup>9</sup> [Screening Assessment – Petroleum Sector Stream Approach: Natural Gas Condensates](#)

<sup>6</sup> [Végétation et pollution atmosphérique](#)

<sup>7</sup> (ARCHIVÉE) [Liste des substances d'intérêt prioritaire : Rapport d'évaluation – Benzène](#)

<sup>8</sup> [Recherche en ligne des données de l'Inventaire national des rejets de polluants](#)

<sup>9</sup> [Évaluation préalable – Approche pour le secteur pétrolier : Condensats de gaz naturel](#)



This danger is linked to benzene exposure, a high hazard component of natural gas condensates.

Storage and unloading at gasoline stations can pose similar emission exposure risks to local populations, and a recent report from the Department of Health concluded that “inhalation exposures to benzene attributable to gasoline station emissions may pose unacceptable risks to human health for the general population living in the vicinity.”<sup>10</sup> Short-term exposure to elevated benzene levels near gasoline stations may also pose a risk to pregnant people and their developing fetuses.

The analysis of the Department of Environment (the Department) has shown that some communities, including the Aamjiwnaang First Nation near Sarnia, Ontario, may be exposed to elevated ambient levels of benzene that may pose a risk to human health. Recent air monitoring data and facility property line measurements have linked elevated benzene levels in some communities to storage and loading operations.

#### *Related regulations*

Following screening assessments under the Chemicals Management Plan<sup>11</sup> that identified risks to human health, the Department, working jointly with the Department of Health, developed regulations to control fugitive emissions of VOCs from the petroleum and petrochemical sectors. The *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)* were finalized in November 2020. These Regulations limit fugitive emissions, including carcinogenic substances such as benzene, from equipment leaks at petroleum refineries, upgraders, and petrochemical facilities that are integrated with a petroleum refinery or upgrader.

During consultations on the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)* from 2016 to 2018, some Indigenous peoples and non-governmental organizations commented that further

naturel pouvaient constituer un danger pour la vie ou la santé humaines. Ce danger est associé à l'exposition au benzène, un composant très dangereux des condensats de gaz naturel.

Les stations de stockage et de déchargement aux stations-service peuvent aussi présenter des risques similaires d'exposition aux émissions pour les populations locales, et un récent rapport du ministère de la Santé a conclu que l'« exposition par inhalation au benzène attribuable aux émissions des stations-service peut présenter des risques inacceptables pour la santé de la population vivant à proximité »<sup>10</sup>. L'exposition de courte durée à des concentrations élevées de benzène près des stations-service peut aussi présenter un risque pour les personnes enceintes et leur fœtus en développement.

L'analyse du ministère de l'Environnement (le Ministère) a révélé que certaines communautés, comme la Première Nation Aamjiwnaang non loin de Sarnia, en Ontario, pourraient être exposées à des concentrations ambiantes élevées de benzène pouvant présenter un risque pour la santé humaine. De récentes données de surveillance de l'air et mesures de la limite de propriété des installations ont permis d'établir un lien entre les activités et de stockage et de chargement et les concentrations élevées de benzène dans certaines communautés.

#### *Règlements connexes*

À la suite des évaluations préalables réalisées dans le cadre du Plan de gestion des produits chimiques<sup>11</sup> qui ont permis de relever les risques pour la santé humaine, le Ministère, en collaboration avec le ministère de la Santé, a élaboré un règlement afin de contrôler les émissions fugitives de COV des secteurs pétrolier et pétrochimique. Le *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)* a été finalisé en novembre 2020. Ce règlement limite les émissions fugitives, y compris de substances cancérigènes comme le benzène, provenant des fuites d'équipement aux raffineries de pétrole, aux usines de valorisation et aux installations pétrochimiques qui sont intégrées à une raffinerie de pétrole ou à une usine de valorisation.

Au cours des consultations sur le *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)* qui ont eu lieu de 2016 à 2018, un certain nombre de peuples autochtones et d'organisations non

<sup>10</sup> Benzene releases from gasoline stations - Implications for human health: Risks to human health

<sup>11</sup> Fugitive emissions of VOCs were identified as a risk to human health in the (ARCHIVED) screening assessment for site-restricted petroleum and refinery gases (June 2013), the final screening assessment for industry-restricted petroleum and refinery gases (January 2014) and the screening assessment for liquefied petroleum gases (February 2017).

<sup>10</sup> Rejets de benzène provenant des stations-service – répercussions sur la santé humaine : Risques pour la santé humaine

<sup>11</sup> Dans (ARCHIVÉE) l'évaluation préalable sur les gaz de pétrole et de raffinerie restreints aux installations (juin 2013), l'évaluation préalable finale sur les gaz de pétrole et de raffinerie restreints aux industries (janvier 2014) et l'évaluation préalable sur les gaz de pétrole liquéfiés (février 2017), les émissions fugitives COV sont considérées comme présentant un risque pour la santé humaine.

action was needed to address additional sources of VOCs, including the storage and loading of petroleum liquids. The proposed Regulations would address these additional emission sources.

There are federal Regulations that address petroleum storage tanks, the *Storage Tanks Systems for Petroleum Products and Allied Petroleum Products Regulations* (the amended Regulations),<sup>12</sup> promulgated in June 2008 and amended in 2020 to reduce liquid leaks and spills from storage tank systems. These Regulations do not address pollutants emitted directly to the atmosphere, including VOC air emissions, and they regulate a wider scope of storage tanks than the proposed Regulations, including very small storage tanks and tanks that contain non-volatile<sup>13</sup> liquids, such as diesel and home fuel oil. The 2008 Regulations also apply only to tanks located on federal or Aboriginal land or operated by specified agencies under federal jurisdiction. Most of the facilities captured under the amended Regulations include sites that store small amounts of fuel (gasoline, diesel, jet fuel, and fuel oil) for local use.

#### *Existing risk management measures in Canada*

Two voluntary instruments issued by the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) apply to the storage and loading of petroleum liquids, specifically the Environmental Code of Practice for Vapour Recovery in Gasoline Distribution Networks (CCME PN 1057) published in 1991, and the Environmental Guideline for Controlling Emissions of Volatile Organic Compounds from Aboveground Storage Tanks (CCME PN 1180) published in 1995.

Some facilities subject to these voluntary instruments are also subject to mandatory provincial or municipal measures, largely adapted from the voluntary CCME instruments. As an example, Metro Vancouver has requirements for vapour control for gasoline loading, while Quebec has requirements for storage tank design. Montréal, parts of Ontario and Newfoundland and Labrador have requirements for vapour control for gasoline loading and storage tank design, maintenance, and inspection. This means terminals in these jurisdictions generally have significantly

gouvernementales ont souligné que des mesures supplémentaires devaient être prises pour aborder les autres sources de COV, dont le stockage et le chargement de liquides pétroliers. Le projet de règlement aborderait ces sources d'émissions supplémentaires.

Il existe un règlement fédéral qui traite des réservoirs de stockage de produits pétroliers, soit le *Règlement sur les systèmes de stockage de produits pétroliers et de produits apparentés* (le règlement modifié)<sup>12</sup>, promulgué en juin 2008 et modifié en 2020 dans le but de réduire les fuites liquides et les déversements des systèmes de stockage de produits pétroliers. Ce règlement ne porte pas sur les polluants émis directement dans l'atmosphère, dont les émissions atmosphériques de COV, et il régit une plus vaste gamme de réservoirs de stockage que le projet de règlement, y compris les très petits réservoirs de stockage et les réservoirs qui contiennent des liquides non volatils<sup>13</sup>, comme le diesel et le mazout domestique. Par ailleurs, le règlement de 2008 ne vise que les réservoirs situés sur des terres fédérales ou autochtones ou exploitées par des organismes précis qui relèvent du gouvernement fédéral. La majorité des installations visées par le règlement modifié comprennent des sites qui stockent de petites quantités d'hydrocarbures (essence, diesel, carburéacteur et mazout) en vue d'un usage local.

#### *Mesures de gestion des risques existantes au Canada*

Deux instruments volontaires publiés par le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) portent spécifiquement sur le stockage et le chargement de liquides pétroliers, à savoir le Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicable à la récupération des vapeurs dans les réseaux de distribution d'essence (CCME PN 1058), publié en 1991, et des lignes directives environnementales sur la réduction des émissions de composés organiques volatils par les réservoirs de stockage hors sol (CCME PN 1181), publiées en 1995.

Certaines des installations visées par ces instruments volontaires sont également assujetties à des mesures provinciales ou municipales obligatoires, adaptées en grande partie des instruments volontaires du CCME. À titre d'exemple, Metro Vancouver impose des exigences relatives au contrôle des vapeurs lors du chargement d'essence, tandis que Québec impose des exigences relatives à la conception des réservoirs de stockage. De leur côté, Montréal, certaines parties de l'Ontario et Terre-Neuve-et-Labrador imposent des exigences relatives au contrôle

<sup>12</sup> These Regulations were last amended on October 26, 2020, with no amendments affecting the control of VOC emissions.

<sup>13</sup> For the purposes of evaporative emissions, these Regulations consider liquids with true vapour pressures less than 3.5 kPa to be non-volatile.

<sup>12</sup> Ce règlement a été modifié pour la dernière fois le 26 octobre 2020; aucune modification ne portait sur le contrôle des émissions de COV.

<sup>13</sup> En ce qui concerne les émissions par évaporation, ce règlement considère comme non volatils les liquides dont la pression de vapeur réelle est inférieure à 3,5 kPa.

lower emission intensities than terminals in other jurisdictions, where emission controls are not regulated.

A number of petroleum storage and loading facilities are not covered by voluntary CCME instruments, provincial instruments, or municipal requirements, including many rail, marine, crude oil and petrochemical loading operations. The operating permits for some facilities reference the voluntary CCME guidelines for tanks, however overall compliance with some components, especially the inspection requirements, is low across the sector, based on detailed engagement and discussions to date.

VOC emissions in the upstream petroleum sector<sup>14</sup> are regulated under the 2018 *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*. These Regulations do not address VOC emission risks from storage and loading activities at crude terminals or loading activities at oil and gas production sites.

The mixture of aforementioned related instruments across different jurisdictions, where they exist, means that facilities are taking different approaches to mitigate VOC emissions, and monitoring data continues to show high ambient levels of benzene near liquid petroleum storage and loading facilities, despite existing federal and provincial measures in place. Therefore, there is no consistent standard of protection from the health risks associated with VOC emissions.

### Emission sources

Sources of VOC emissions include storage tanks and loading racks at terminals, refineries, upgraders, petrochemical facilities and bulk plants that store large<sup>15</sup> quantities of volatile petroleum liquids. According to the Department's data, total VOC emissions from these facilities were 53 790 tonnes in 2019, with approximately 63% (33 878 tonnes) from storage and loading of volatile

des vapeurs lors du chargement d'essence ainsi qu'à la conception, à l'entretien et à l'inspection des réservoirs de stockage. Autrement dit, les terminaux dans ces administrations présentent généralement des intensités d'émissions beaucoup plus faibles que les terminaux dans les autres administrations, où le contrôle des émissions n'est pas réglementé.

Un certain nombre d'installations de stockage et de chargement de liquides pétroliers ne sont pas visées par les instruments volontaires du CCME, des instruments provinciaux ou des exigences municipales, dont un grand nombre d'activités de chargement ferroviaire et maritime, de pétrole brut et de produits pétrochimiques. Les permis d'exploitation de certaines installations font référence aux directives volontaires du CCME en ce qui concerne les réservoirs, mais la conformité générale avec certains éléments de ces directives, en particulier les exigences en matière d'inspection, est faible dans le secteur, si l'on en croit les séances de mobilisation et les discussions détaillées menées à ce jour.

Les émissions de COV dans le secteur du pétrole en amont<sup>14</sup> sont régies par le *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* de 2018. Ce règlement n'aborde pas les risques liés aux émissions de COV provenant des activités de stockage et de chargement aux terminaux de pétrole brut ni les activités de chargement aux sites de production de pétrole et de gaz.

La diversité des instruments connexes susmentionnés mis en œuvre par les différentes administrations, le cas échéant, signifie que les installations adoptent des approches variées pour atténuer les émissions de COV. De plus, les données de surveillance continuent de faire état de concentrations ambiantes élevées de benzène à proximité des installations de stockage et de chargement des liquides pétroliers, malgré les mesures fédérales et provinciales existantes. Par conséquent, il n'existe aucune norme de protection uniforme contre les risques pour la santé associés aux émissions de COV.

### Sources d'émissions

Les sources d'émissions de COV comprennent les réservoirs de stockage et les rampes de chargement que l'on retrouve dans les terminaux, les raffineries, les usines de valorisation, les installations pétrochimiques et les dépôts routiers qui stockent de grandes quantités<sup>15</sup> de liquides pétroliers volatils. Selon les données du Ministère, les émissions totales de COV provenant de ces

<sup>14</sup> The upstream petroleum sector includes activities associated with resource exploration, extraction and initial processing of natural gas and crude oil.

<sup>15</sup> Note that exemptions are included in the "Description" section.

<sup>14</sup> Le secteur du pétrole en amont comprend des activités liées à l'exploration et à l'extraction des ressources ainsi qu'au traitement initial du gaz naturel et du pétrole brut.

<sup>15</sup> Veuillez noter que les exemptions sont énumérées dans la section « Description ».

petroleum liquids. Emissions from storage are generally in the form of evaporative emissions, due to inadequate emissions control and inadequate sealing of stored volatile liquids. Emissions from loading are mostly due to venting during the product transfer operation, particularly in the absence of installed emissions control equipment. Tables 1 and 2 provide a summary of facilities by province and territory, and estimated VOC emissions for storage and loading operations, respectively.

Terminals include crude oil terminals<sup>16</sup> and primary (refined product) terminals.<sup>17</sup> Transport of petroleum to and from these facilities involves multiple modes of transport including pipelines, ships, railcars, and trucks.<sup>18</sup> Primary terminals tend to be located close to more populated areas and may exist as separate, standalone facilities or integrated with petroleum refineries.

Refineries process crude oil or synthetic crude oil (SCO) and produce transportation fuels, with gasoline being the major product. They also produce diesel, home heating oils, lubricants, heavy oil, asphalt for roads, and feedstocks for petrochemical facilities. Most refined products produced in Canada serve the domestic market while some are exported, mainly to the United States.

Upgraders convert bitumen or heavy oil into SCO and some may also produce refined petroleum products such as diesel and kerosene. Most facilities are integrated or associated with oil sand extraction processes. The majority of SCO is exported to the United States, although some is transported to domestic refineries.

Petrochemical facilities convert raw materials including refined petroleum feedstock, natural gas, or natural gas liquids into products including styrene, xylene, benzene, and butadiene. These products are sold to domestic chemical manufacturing facilities or exported, mainly to the United States.

installations étaient de 53 790 tonnes en 2019, dont environ 63 % (33 878 tonnes) étaient attribuables au stockage et au chargement de liquides pétroliers volatils. Les émissions provenant du stockage prennent généralement la forme d'émissions par évaporation, en raison de contrôles des émissions inadéquats et à une mauvaise étanchéité des réservoirs dans lesquels sont stockés les liquides volatils. Les émissions provenant du chargement sont principalement attribuables à l'évacuation pendant les opérations de transfert des produits, particulièrement en l'absence d'équipement de contrôle des émissions. Les tableaux 1 et 2 présentent un résumé des installations par province et territoire, et une estimation des émissions de COV découlant des activités de stockage et de chargement, respectivement.

Les terminaux incluent les terminaux de pétrole brut<sup>16</sup> et les terminaux primaires (produits raffinés)<sup>17</sup>. Le transport du pétrole vers ces installations et à partir de celles-ci se fait au moyen de divers modes de transport, dont les pipelines, les navires, les wagons et les camions<sup>18</sup>. Les terminaux primaires ont tendance à être situés près de secteurs plus densément peuplés; il peut s'agir d'installations autonomes ou d'installations intégrées à des raffineries de pétrole.

Les raffineries traitent du pétrole brut ou du pétrole brut synthétique (PBS) et produisent des carburants de transport, l'essence étant le produit le plus courant. Celles-ci produisent également du diesel, des mazouts domestiques, des lubrifiants, du pétrole lourd, de l'asphalte pour les routes et des matières premières pour les installations pétrochimiques. La majorité des produits raffinés produits au Canada sont destinés au marché intérieur, tandis que d'autres sont exportés, principalement aux États-Unis.

Les usines de valorisation convertissent le bitume ou le pétrole lourd en PBS et certaines peuvent aussi produire des produits pétroliers raffinés, comme le diesel et le kérosène. La plupart des installations sont intégrées ou associées à des processus d'extraction de sables bitumineux. La majorité du PBS est exporté aux États-Unis, bien qu'une partie soit transportée vers des raffineries canadiennes.

Les installations pétrochimiques transforment des matières premières, comme le pétrole raffiné, le gaz naturel ou les liquides de gaz naturel, en produits tels que le styrène, le xylène, le benzène et le butadiène. Ces produits sont vendus à des installations de fabrication de produits chimiques canadiennes ou exportés, principalement aux États-Unis.

<sup>16</sup> Facilities primarily handling unrefined crude oil and/or natural gas condensates.

<sup>17</sup> Facilities primarily handling finished petroleum products, such as gasoline and diesel.

<sup>18</sup> [Petroleum Products Distribution Networks](#)

<sup>16</sup> Installations qui traitent principalement du pétrole brut non raffiné et/ou des condensats de gaz naturel.

<sup>17</sup> Installations qui traitent principalement des produits pétroliers finis, comme l'essence et le diesel.

<sup>18</sup> [Les réseaux de distribution des produits pétroliers](#)

Bulk plants<sup>19</sup> are located in less densely populated regions where it is uneconomical and impractical to deliver products to end-users from primary terminals.<sup>20</sup> Compared with primary terminals, bulk plants are smaller storage and distribution facilities. Bulk plants usually receive products by means of a tanker truck from a primary terminal and typically have fixed-roof storage tanks.

Les dépôts routiers<sup>19</sup> sont situés dans des régions moins densément peuplées où il n'est pas économique ni pratique de livrer des produits aux utilisateurs finaux à partir de terminaux primaires<sup>20</sup>. Les dépôts routiers sont des installations de stockage et de distribution plus petites que les terminaux primaires. De façon générale, elles se font livrer des produits par camions-citernes à partir d'un terminal primaire et leurs réservoirs de stockage sont à toit fixe.

**Table 1: Estimated number of facilities by facility type and province/territory**

Province/Territory	Chemical facility	Crude oil terminal	Primary terminal	Refinery	Refinery terminal	Upgrader	Bulk plant	Total	% of total facilities
NL	0	0	5	0	0	0	9	14	5.8
PE	0	0	1	0	0	0	0	1	0.4
NS	0	0	4	0	0	0	1	5	2.1
NB	0	1	3	1	0	0	1	6	2.5
QC	3	3	13	2	1	0	5	27	11.1
ON	7	6	18	5	3	0	22	61	25.1
MB	0	5	2	0	0	0	1	8	3.3
SK	0	16	2	2	0	1	3	24	9.9
AB	3	34	5	5	2	5	7	61	25.1
BC	0	5	19	2	1	0	6	33	13.6
YT	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
NT	0	1	2	0	0	0	0	3	1.2
NU	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
Total	13	71	74	17	7	6	55	243	100.0

**Tableau 1 : Nombre estimatif d'installations par type d'installation et province/territoire**

Province/territoire	Installation de produits chimiques	Terminal de pétrole brut	Terminal primaire	Raffinerie	Terminal de raffinerie	Usine de valorisation	Dépôt routier	Total	% du total des installations
T.-N.-L.	0	0	5	0	0	0	9	14	5,8
Î.-P.-É.	0	0	1	0	0	0	0	1	0,4

<sup>19</sup> There are an estimated 492 bulk plants in Canada and 55 of these are estimated to be subject to the proposed Regulations. Out of the 55, 19 are expected to be subject to new vapour balancing equipment requirements. A further 36 are estimated to have existing vapour balancing systems that would be subject to maintenance and inspection requirements. The remaining 437 bulk plants would be below the throughput and storage thresholds and exempted from the proposed Regulations. Detailed and up-to-date information on location, gasoline throughput and equipment for bulk plants was not available and estimates are based on satellite imagery, input from interested parties and publicly available data and reports.

<sup>20</sup> Kent Group Ltd., [2016 Report — Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plans, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks \(PDF\)](#)

<sup>19</sup> On estime à 492 le nombre de dépôts routiers au Canada, dont environ 55 devraient être visés par le projet de règlement. De ces 55 installations, 19 devraient être assujetties aux nouvelles exigences relatives aux systèmes de retour en boucle des vapeurs. Par ailleurs, on estime que 36 installations sont déjà équipées de systèmes de retour en boucle des vapeurs et seraient visées par les exigences en matière d'entretien et d'inspection. Les 437 autres installations se situeraient sous les seuils de débit et de stockage et ne seraient pas visées par le projet de règlement. Aucun renseignement détaillé et à jour sur l'emplacement, le débit d'essence et l'équipement des dépôts routiers n'était disponible, de sorte que les estimations sont fondées sur l'imagerie satellitaire, la contribution des parties intéressées et les données et rapports accessibles au public.

<sup>20</sup> Kent Group Ltd., [2016 Report — Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plans, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#)

Province/ territoire	Installation de produits chimiques	Terminal de pétrole brut	Terminal primaire	Raffinerie	Terminal de raffinerie	Usine de valorisation	Dépôt routier	Total	% du total des installations
N.-É.	0	0	4	0	0	0	1	5	2,1
N.-B.	0	1	3	1	0	0	1	6	2,5
Qc	3	3	13	2	1	0	5	27	11,1
Ont.	7	6	18	5	3	0	22	61	25,1
Man.	0	5	2	0	0	0	1	8	3,3
Sask.	0	16	2	2	0	1	3	24	9,9
Alb.	3	34	5	5	2	5	7	61	25,1
C.-B.	0	5	19	2	1	0	6	33	13,6
Yn	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
T.N.-O.	0	1	2	0	0	0	0	3	1,2
Nt	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Total	13	71	74	17	7	6	55	243	100,0

**Table 2: Estimated VOC emissions from storage and loading operations by facility type and province/territory (tonnes, 2019)**

Province/ Territory	Chemical facility	Crude oil terminal	Primary terminal	Refinery	Refinery terminal	Upgrader	Bulk plant	Total
NL	0	0	1 915	0	0	0	9	1 924
PE	0	0	172	0	0	0	0	172
NS	0	0	1 095	0	0	0	25	1 120
NB	0	83	210	1 075	0	0	25	1 392
QC	92	384	1 872	1 076	24	0	29	3 476
ON	355	324	1 055	3 810	18	0	94	5 658
MB	0	427	945	0	0	0	25	1 397
SK	0	2 008	510	1 465	0	634	75	4 692
AB	191	3 847	1 679	1 788	2 001	1 212	176	10 893
BC	0	525	1 787	414	0	0	54	2 781
YT	0	0	0	0	0	0	0	0
NT	0	232	141	0	0	0	0	373
NU	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	638	7 829	11 381	9 628	2 043	1 846	513	33 878

**Tableau 2 : Estimation des émissions de COV provenant des activités de stockage et de chargement, par type d'installation et province/territoire (tonnes, 2019)**

Province / territoire	Installation de produits chimiques	Terminal de pétrole brut	Terminal primaire	Raffinerie	Terminal de raffinerie	Usine de valorisation	Dépôt routier	Total
T.-N.-L.	0	0	1 095	0	0	0	25	1 120
Î.-P.-É.	0	2 008	510	1 465	0	634	75	4 692
N.-É.	92	384	1 872	1 076	24	0	29	3 476
N.-B.	0	0	172	0	0	0	0	172

Province / territoire	Installation de produits chimiques	Terminal de pétrole brut	Terminal primaire	Raffinerie	Terminal de raffinerie	Usine de valorisation	Dépôt routier	Total
Qc	0	83	210	1 075	0	0	25	1 392
Ont.	0	525	1 787	414	0	0	54	2 781
Man.	355	324	1 055	3 810	18	0	94	5 658
Sask.	0	0	1 915	0	0	0	9	1 924
Alb.	191	3 847	1 679	1 788	2 001	1 212	176	10 893
C.-B.	0	427	945	0	0	0	25	1 397
Yn	0	0	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	232	141	0	0	0	0	373
Nt	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	638	7 829	11 381	9 628	2 043	1 846	513	33 878

### Objective

The objectives of the proposed Regulations are to

- Reduce fugitive VOC releases from petroleum liquid storage tanks and loading equipment in Canada;
- Protect human health by minimizing, to the greatest extent practicable, exposure to carcinogenic VOCs such as benzene;
- Improve human health and environmental quality by reducing smog formation;
- Promote a level playing field through nationally consistent VOC risk management measures;
- Harmonize these measures, to the extent possible, with existing measures in other jurisdictions (e.g. provinces, municipalities and the United States); and
- Provide regulatory certainty, which would allow facility owners to make informed long-term investment decisions and build confidence among other interested parties that environmental and health outcomes would be achieved.

### Description

The proposed Regulations would establish equipment-based requirements<sup>21</sup> for new and existing volatile petroleum liquid storage tanks and loading operations at petroleum and petrochemical facilities (hereinafter referred to as “regulated facilities”) located in Canada. Applicability would be facility-specific, and the operator of each

<sup>21</sup> See Table 4 for further details.

### Objectif

Les objectifs du projet de règlement sont les suivants :

- réduire les émissions fugitives de COV provenant des réservoirs de stockage et de l'équipement de chargement de liquides pétroliers au Canada;
- protéger la santé humaine en réduisant au minimum, dans toute la mesure du possible, l'exposition aux COV cancérigènes, comme le benzène;
- améliorer la qualité de la santé humaine et de l'environnement grâce à la réduction de la pollution atmosphérique;
- faire la promotion de règles du jeu équitables au moyen de mesures de gestion des risques liés aux COV uniformes à l'échelle du pays;
- dans la mesure du possible, harmoniser ces mesures avec les mesures existantes dans d'autres administrations (par exemple les provinces, les municipalités et les États-Unis);
- offrir une certitude réglementaire afin de permettre aux propriétaires d'installations de prendre des décisions éclairées en matière d'investissement à long terme et de renforcer la confiance chez les autres parties intéressées quant au fait que des résultats en matière d'environnement et de santé seront obtenus.

### Description

Le projet de règlement établirait des exigences fondées sur l'équipement<sup>21</sup> pour les réservoirs de stockage de liquides pétroliers volatils nouveaux et existants ainsi que pour les activités de chargement aux installations pétrolières et pétrochimiques (ci-après nommées les « installations réglementées ») situées au Canada. L'applicabilité serait

<sup>21</sup> Voir le tableau 4 pour plus de détails.

regulated facility (hereinafter referred to as “operator”) would be required to

- Install emissions control equipment on storage tanks and loading equipment;
- Implement an inspection and repair process; and
- Undertake record-keeping and reporting activities.

The proposed Regulations define criteria for the time permitted for regulated facilities to bring equipment into compliance and these criteria are based on the equipment’s prior condition and emissions risk. The implementation of the proposed Regulations would follow a phased-in approach, requiring regulated facilities to prioritize highest-emitting equipment. Please see the “Coming into force” subsection for further details.

#### *Sampling and testing*

The proposed Regulations require the use of specific ASTM International (formerly known as the American Society for Testing and Materials) or Canadian General Standards Board standard methods (incorporated by reference) whenever sampling and testing liquids to determine VOC concentration, true vapour pressure, or benzene content. A permitting system would enable the Minister to approve alternatives to these standard methods in cases where the specified methods are not applicable to the liquid being tested; in cases where an operator has identified a method that produces more accurate or precise results; or in cases where an operator wishes to use automated sampling or testing but automation is not supported by the specified methods.

The proposed Regulations would require that instruments meet design and performance requirements when they are used to perform inspections, such as leak testing of vapour control systems, or lower explosive limit testing of internal floating roof tanks.

#### *Emissions control equipment*

Regulated facilities would be required to install, maintain and repair emissions control equipment on petroleum liquid storage tanks and loading racks that handle volatile petroleum liquids, as described in Table 3. The design and operation of this equipment would be subject to standards set out or incorporated by reference in the proposed Regulations.

propre à l’installation, et l’exploitant de chacune des installations réglementées (ci-après nommé l’« exploitant ») serait tenu de faire ce qui suit :

- installer de l’équipement de contrôle des émissions sur les réservoirs de stockage et l’équipement de chargement;
- mettre en œuvre des processus d’inspection et de réparation;
- tenir des registres et produire des rapports.

Le projet de règlement définit des critères relatifs au délai prévu dont disposent les installations réglementées pour mettre l’équipement en conformité; ces critères sont fondés sur l’état antérieur de l’équipement et les risques d’émissions. La mise en œuvre du projet de règlement suivrait une approche progressive qui exigerait que les installations réglementées accordent la priorité à l’équipement émettant le plus de COV. Veuillez vous reporter à la sous-section « Entrée en vigueur » pour plus de détails.

#### *Échantillonnage et essais*

Le projet de règlement exige l’utilisation de méthodes normalisées de l’ASTM International (auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials) ou de l’Office des normes générales du Canada (incorporées par référence) lors de l’échantillonnage et de l’essai de liquides pour déterminer la concentration de COV, la pression de vapeur réelle ou la concentration de benzène. Un système de permis permettrait au ministre d’approuver des solutions de rechange à ces méthodes normalisées dans les cas où les méthodes spécifiées ne sont pas applicables au liquide soumis à l’essai, dans les cas où un exploitant a identifié une méthode qui produit des résultats plus exacts ou plus précis, ou dans les cas où un exploitant souhaite utiliser un échantillonnage ou un test automatisé, mais où l’automatisation n’est pas supportée par les méthodes spécifiées.

Le projet de règlement exigerait que les instruments soient conformes aux exigences de conception et de performance lorsqu’ils sont utilisés pour effectuer des inspections, telles que les essais d’étanchéité des systèmes de contrôle des vapeurs ou les essais de limite inférieure d’explosivité des réservoirs à toit flottant interne.

#### *Équipement de contrôle des émissions*

Les installations réglementées seraient tenues d’installer, d’entretenir et de réparer de l’équipement de contrôle des émissions sur les réservoirs de stockage de liquides pétroliers et les rampes de chargement où l’on manipule des liquides pétroliers volatils, comme il est décrit dans le tableau 3. La conception et le fonctionnement de cet équipement seraient assujettis aux normes établies ou incorporées par renvoi dans le projet de règlement.



**Table 3: Proposed emissions control equipment requirements**

Type of installation	Requirement
Large tanks (greater than 100 m <sup>3</sup> internal volume)	Internal floating roof, external floating roof or vapour control system
Small tanks (between 4 m <sup>3</sup> and 100 m <sup>3</sup> internal volume)	Pressure-vacuum vent
Tanks with internal volumes less than 4 m <sup>3</sup>	No requirements
Tanks with internal volumes equal to or greater than 4 m <sup>3</sup> storing high benzene petroleum liquids (exceeding 20% by weight) or high vapour pressure contents (exceeding 76 kPa true vapour pressure)	Vapour control system <sup>a</sup>
Loading racks	Vapour control system Vapour balancing system permitted at bulk plants
Low-throughput loading racks <sup>b</sup>	No emissions control equipment required

<sup>a</sup> A permitting system may allow the use of floating roofs for some benzene tanks where exposure risks are low.

<sup>b</sup> A loading rack may qualify as low throughput if the throughputs are below a calculated threshold and the loading rack is at least 300 m from off site buildings. This threshold is dependent on vapour pressure, benzene content and the type of vehicle being loaded, but is generally equivalent to 25 million standard litres of gasoline per year loaded to truck

The proposed Regulations would also set out a permitting system that would allow for the use of alternative emissions control equipment.

#### Inspections and repairs

Operators would be required to inspect the emissions control equipment and undertake repairs where necessary, including

- Monthly visual inspections of floating roof tanks for major defects or flooding.
- Monthly lower explosive limit testing of internal floating roof tanks.
- Annual measurement of the secondary rim seal gaps of external floating roof tanks. Primary rim seal gap measurements would be required every five years.
- Internal inspection of tanks, including rim seals, every twenty years.
- Annual inspection of pressure-vacuum vents.

**Tableau 3 : Exigences proposées relativement à l'équipement de contrôle des émissions**

Type d'installation	Exigence
Grands réservoirs (volume interne supérieur à 100 m <sup>3</sup> )	Toit flottant interne, toit flottant externe ou système de contrôle des vapeurs
Petits réservoirs (volume interne de 4 m <sup>3</sup> à 100 m <sup>3</sup> )	Évent à pression-dépression
Réservoirs dont le volume interne est inférieur à 4 m <sup>3</sup>	Aucune exigence
Réservoirs dont le volume interne est égal ou supérieur à 4 m <sup>3</sup> et qui stockent des liquides pétroliers à teneur élevée en benzène (plus de 20 % en poids) ou ayant une pression de vapeur élevée (plus de 76 kPa de pression de vapeur réelle)	Système de contrôle des vapeurs <sup>a</sup>
Rampes de chargement	Système de contrôle des vapeurs Système de retour en boucle des vapeurs permis aux dépôts routiers
Rampes de chargement à faible débit <sup>b</sup>	Aucun équipement de contrôle des émissions exigé

<sup>a</sup> Un système de permis pourrait permettre d'utiliser des toits flottants pour certains réservoirs de benzène situés à des emplacements où le risque d'exposition est faible.

<sup>b</sup> Une rampe de chargement peut être considérée comme étant à faible débit si les débits sont inférieurs à un certain seuil calculé et que la rampe de chargement est à une distance d'au moins 300 m des bâtiments hors site. Ce seuil dépend de la pression de vapeur, de la teneur en benzène et du type de véhicule utilisé pour le chargement, mais, généralement, il est équivalent à 25 millions de litres standard d'essence par année chargée à bord de camions.

Le projet de règlement établirait également un système de permis qui permettrait l'utilisation d'équipements de contrôle des émissions de substitution.

#### Inspections et réparations

Les exploitants auraient l'obligation d'inspecter l'équipement de contrôle des émissions et de faire les réparations nécessaires, au besoin, notamment :

- inspection visuelle mensuelle des réservoirs à toit flottant pour détecter les défauts majeurs ou les débordements;
- analyse mensuelle de la limite inférieure d'explosivité des réservoirs à toit flottant interne;
- mesure annuelle des espaces entre les joints de bordure secondaires des réservoirs à toit flottant externe; la mesure des espaces entre les joints de bordure primaires, quant à elle, serait requise tous les cinq ans;
- inspection interne des réservoirs, y compris des joints d'étanchéité, tous les vingt ans;

- Maintaining a continuous emissions monitoring system on vapour recovery or destruction systems.
- Monthly inspection of vapour control systems for leaks.

Operators would be required to repair defects in emissions control equipment within timelines set out in the proposed Regulations, starting from the date when the defect was discovered. Extended timelines would be permitted under specified circumstances, including cases where the regulated facility already has multiple tanks out of service, where there are problems emptying or cleaning tanks to prepare for repair, or where there is a risk of significant disruption of operations. Interim emission mitigation measures would be required when standard repair timelines cannot be met, and development and implementation of an emissions reduction plan would be required whenever cleaning the interior of a tank or replacing the rim seal of an internal or external floating roof tank.

The timeline for floating roof tank repairs would be within 45 days, or up to 180 days if extended timelines apply,<sup>22</sup> while that of vapour control system repairs would be within 15 days, or up to 40 days if extended timelines apply. A shorter repair timeline would be required for higher emission risk events where floating roofs have sunk or become flooded. Repair timelines would not apply during periods of time where the equipment requiring repair has been temporarily removed from service, such as when a tank has been emptied and cleaned, and they would be extended if the equipment has been fitted with a temporary vapour control system to control emissions.

### *Record-keeping and reporting*

Operators would be required to

- Keep records of inspections, maintenance, measurements, equipment specifications and personnel training;
- Retain the records for six years, except for records relating to the design or construction of equipment, which would be retained for the lifespan of the equipment, and records relating to inspections performed at intervals longer than six years, which would be retained until the date of next inspection;
- Register regulated facilities with the Department; and

<sup>22</sup> Equipment may qualify for extended repair timelines when exceptional circumstances make standard repair timelines not feasible to meet, including risks to safety, human health or the environment.

- inspection annuelle des événements à pression-dépression;
- entretien d'un système de surveillance continue des émissions sur les systèmes de contrôle ou de destruction des vapeurs;
- inspection mensuelle des systèmes de contrôle des vapeurs afin de détecter les fuites.

Les exploitants seraient tenus de réparer les défauts de l'équipement de contrôle des émissions dans les délais prévus dans le projet de règlement, à compter de la date à laquelle le défaut a été découvert. Des délais étendus seraient autorisés dans des circonstances précises, notamment lorsque l'installation réglementée a déjà plusieurs réservoirs hors service, lorsqu'il y a des problèmes de vidange ou de nettoyage des réservoirs pour préparer la réparation, ou lorsqu'il y a un risque de perturbation importante des activités. Il serait exigé de prendre des mesures d'atténuation des émissions provisoires lorsque les délais de réparation standard ne peuvent pas être respectés, et la préparation et la mise en œuvre d'un plan de réduction des émissions seraient requises lors du nettoyage de l'intérieur d'un réservoir ou du remplacement du joint de rebord d'un réservoir à toit flottant interne ou externe.

Les exploitants seraient tenus d'effectuer les réparations aux réservoirs à toit flottant dans un délai de 45 jours, ou jusqu'à 180 jours si les délais étendus s'appliquent<sup>22</sup>, et d'effectuer les réparations aux systèmes de contrôle des vapeurs dans un délai de 15 jours, ou jusqu'à 40 jours si les délais étendus s'appliquent. Un délai de réparation plus court serait nécessaire pour les événements à plus haut risque d'émission, par exemple lorsque des toits flottants coulent ou sont inondés. Les délais de réparation ne s'appliqueraient pas pendant les périodes où l'équipement nécessitant une réparation a temporairement été mis hors service, par exemple lorsqu'un réservoir a été vidé et nettoyé, et ils seraient étendus si l'équipement a été doté d'un système temporaire de contrôle des vapeurs pour contrôler les émissions.

### *Tenue de registres et production de rapports*

Les exploitants devraient :

- tenir des registres sur les inspections, l'entretien, les spécifications de l'équipement et la formation du personnel;
- conserver ces registres pendant six ans, à l'exception des registres portant sur la conception et la construction de l'équipement, qui seraient conservés pendant toute la durée de vie de l'équipement, ainsi que les registres portant sur les inspections effectuées à des intervalles supérieurs à six ans, lesquels seraient conservés jusqu'à la date de la prochaine inspection;

<sup>22</sup> L'équipement peut être admissible aux délais de réparation étendus lorsque des circonstances exceptionnelles empêchent de respecter les délais de réparation standard, comme des risques pour la sécurité, la santé humaine et l'environnement.

- Submit reports if certain tank and vapour control failures occur, in particular cases where floating roofs have sunk or become flooded, and cases where it was necessary to operate loading equipment for more than 24 hours without a functioning vapour control system.

### Scope of coverage

The proposed Regulations would apply to terminals, refineries, upgraders, petrochemical facilities and bulk plants that

- Store volatile petroleum liquids in tanks which meet or exceed a specified capacity, in general 100 m<sup>3</sup>; or
- Load and unload volatile petroleum liquids that exceed a specified daily or annual quantity, in general 500 000 standard litres per day, or 25 million standard litres per year.<sup>23</sup>

A petroleum liquid would be considered to be volatile if it is a liquid at standard conditions (20 °C, 101.325 kPa) and has a true vapour pressure exceeding 10 kPa at these conditions (or actual storage conditions if heated), or exceeding 3.5 kPa if it also contains greater than 2% benzene by weight. By this definition, gasoline, most crude oils, some intermediate products and some petrochemicals would be in scope, while liquids with low VOC emissions such as diesel fuel, kerosene type jet fuel, heating oil and some heavy crudes would not be in scope.

Exemptions for facilities with low emission risks would include

- Facilities engaged in retail fuel sales;
- Tanks and loading racks covered by the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*;
- Offshore facilities located more than 5 km from shore;
- Facilities which only operate tanks with an internal volume of less than 4 m<sup>3</sup>, vehicle tanks or pressure vessels; and
- Terminals and bulk plants which meet the criteria noted in Table 4.

<sup>23</sup> Throughput thresholds may be higher or lower, depending on the vapour pressure and benzene content of the liquids stored and loaded as well as the proximity to offsite occupied buildings. See throughput calculations in proposed Regulations for specific details.

- enregistrer les installations réglementées auprès du Ministère;
- soumettre des rapports si certaines défaillances des réservoirs ou des systèmes de contrôle des vapeurs se produisaient, notamment les cas où des toits flottants ont coulé ou ont été inondés, et les cas où il a fallu faire fonctionner une rampe de chargement pendant plus de 24 heures sans système de contrôle des vapeurs fonctionnel.

### Champ d'application

Le projet de règlement s'appliquerait aux terminaux, aux raffineries, aux usines de valorisation, aux installations pétrochimiques et aux dépôts routiers qui :

- stockent des liquides pétroliers volatils dans des réservoirs qui atteignent ou dépassent une capacité déterminée, en général 100 m<sup>3</sup>;
- chargent et déchargent des liquides pétroliers volatils qui dépassent une quantité quotidienne ou annuelle déterminée, en général 500 000 litres standard par jour ou 25 millions de litres standard par an<sup>23</sup>.

Un liquide pétrolier est considéré comme volatil s'il est liquide dans les conditions normales (20 °C, 101,325 kPa) et a une pression de vapeur réelle supérieure à 10 kPa dans ces conditions (ou dans les conditions réelles de stockage s'il est chauffé), ou supérieure à 3,5 kPa s'il contient également plus de 2 % de benzène par poids. Selon cette définition, l'essence, la plupart des pétroles bruts, certains produits intermédiaires et certains produits chimiques seraient visés par le projet de règlement, mais pas les liquides à faibles émissions de COV, comme le carburant diesel, le carburéacteur de type kérosène, le mazout de chauffage et certains pétroles bruts lourds.

Les installations dont les émissions sont à faible risque et qui pourraient être visées par des exemptions comprennent les suivantes :

- les installations de vente de carburant au détail;
- les réservoirs et les rampes de stockage assujettis au *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*;
- les installations extracôtières situées à plus de 5 km des côtes;
- les installations où l'on ne retrouve que des réservoirs dont le volume interne est inférieur à 4 m<sup>3</sup>, des réservoirs de véhicule ou des appareils à pression;
- les terminaux et les dépôts routiers qui répondent aux critères énoncés dans le tableau 4.

<sup>23</sup> Les seuils de débit peuvent être supérieurs ou inférieurs, en fonction de la pression de vapeur et de la teneur en benzène des liquides stockés et chargés ainsi que de la proximité des bâtiments occupés hors site. Pour des détails précis, voir les calculs des seuils dans le projet de règlement.

**Table 4: Criteria for additional exempted facilities**

Note: Facilities handling liquids with 2% or greater benzene content by weight do not qualify for exemptions.

Facility type	Minimum distance from nearest population centre (km)	Minimum distance from nearest occupied building (m)	Maximum onsite storage capacity (m <sup>3</sup> )	Maximum annual loading/unloading <sup>a</sup> (m <sup>3</sup> /year)	Maximum daily loading/unloading <sup>b</sup> (m <sup>3</sup> /day)
Very small bulk plants	N/A	N/A	500	1 000	N/A
Small bulk plants and terminals	N/A	300	2 000	25 000	500
Small remote terminals or bulk plants	100	N/A	5 000	30 000	2 000

<sup>a</sup> Includes loading to vehicle tanks (e.g. trucks) and unloading to fixed roof tanks

<sup>b</sup> Includes loading to vehicle tanks (e.g. trucks) and unloading to fixed roof tanks

**Tableau 4 : Critères pour l'exemption d'installations supplémentaires**

Remarque : Les installations qui traitent des produits liquides ayant une teneur en benzène, en poids, d'au moins 2 % ne peuvent pas faire l'objet d'exemptions.

Type d'installation	Distance minimale du centre de population le plus près (en km)	Distance minimale de l'immeuble occupé le plus près (en m)	Capacité de stockage maximale sur place (en m <sup>3</sup> )	Capacité annuelle de chargement/déchargement <sup>a</sup> (en m <sup>3</sup> /année)	Capacité quotidienne de chargement/déchargement <sup>b</sup> (en m <sup>3</sup> /jour)
Dépôts routiers de très petite taille	S.O.	S.O.	500	1 000	S.O.
Dépôts routiers et terminaux de petite taille	S.O.	300	2 000	25 000	500
Terminaux ou dépôts routiers de petite taille et éloignés	100	S.O.	5 000	30 000	2 000

<sup>a</sup> Il s'agit notamment du chargement dans le réservoir d'un véhicule (par exemple camions) et du déchargement dans un réservoir à toit fixe.

<sup>b</sup> Il s'agit notamment du chargement dans le réservoir d'un véhicule (par exemple camions) et du déchargement dans un réservoir à toit fixe.

#### Coming into force

The proposed Regulations would come into force upon registration, but would allow for the delayed application of certain provisions. Regulated facilities would be required to ensure that new storage tanks and loading racks (those that enter service after the registration of the proposed Regulations) comply with all requirements at the time they are first used to store or load petroleum liquids.

Regulated facilities would be required to bring a certain percentage of existing storage tanks and loading racks into compliance each year. A period of one to three years

#### Entrée en vigueur

Le projet de règlement entrerait en vigueur dès l'enregistrement, mais permettrait l'application différée de certaines dispositions. Les installations réglementées seraient tenues de veiller à ce que les nouveaux réservoirs de stockage et les nouvelles rampes de chargement (ceux qui entrent en service après l'enregistrement du projet de règlement) soient conformes à toutes les exigences au moment où ils sont utilisés pour la première fois pour stocker ou charger des liquides pétroliers.

Les installations réglementées seraient tenues de mettre en conformité un certain pourcentage de leurs rampes de chargement et réservoirs de stockage existants chaque

would be permitted to bring equipment into compliance, depending on its prior condition and emissions risk. Tanks containing liquids with particularly high benzene content (exceeding 20% by weight) would be subject to shorter implementation timelines. At least 80% of tanks at a facility would need to be in compliance within the first three years, and each year the percentage of non-compliant tanks would need to be reduced by 5%. Flexibility would be permitted concerning the timing of compliance with specific requirements relating to seals and fittings on existing floating roofs, where tank inspections demonstrate continued emissions control performance.

In cases where a large proportion of existing tanks or loading racks require the installation of emissions control equipment, a period of up to seven years total could be allowed for tanks and up to five years total for loading racks. Regulated facilities would be required to submit an implementation plan and confirm when the facility is in compliance with the proposed Regulations.

Based on this phased-in approach and assuming the proposed Regulations come into force in 2024, it is estimated that most high-emitting loading racks would be fitted with emissions control systems between 2025 and 2027 and most tanks, including all tanks posing the highest benzene emissions risks, would be brought into compliance by the end of 2027. The remaining equipment would be brought into compliance at a rate of over 14% each year until 2031, when all equipment would need to be in compliance. See Table 5 for a summary of the compliance timelines.

**Table 5: Timeline for compliance with the proposed Regulations**

Timeline	Items to comply with proposed Regulations	Compliance flexibility
Upon registration	Emissions controls for new tanks and loading racks  Inspections and repairs of new tanks and loading racks	N/A

année. Une période d'un à trois ans serait allouée pour la mise en conformité de l'équipement, en fonction de son état antérieur et des risques d'émissions qu'il présente. Les réservoirs contenant des liquides dont la teneur en benzène est particulièrement élevée (plus de 20 % par poids) seraient soumis à des délais de mise en œuvre plus courts. Au moins 80 % des réservoirs d'une installation devraient être mis en conformité au cours des trois premières années et, chaque année, le pourcentage de réservoirs non conformes devraient être réduit de 5 %. Une certaine souplesse pourrait être offerte concernant le délai de mise en conformité, avec des exigences particulières relatives aux joints d'étanchéité et aux raccords des toits flottants, lorsque les inspections des réservoirs démontrent un rendement continu en matière de contrôle des émissions.

Dans les cas où une grande partie des rampes de chargement ou des réservoirs existants exigent l'installation d'un équipement de contrôle des émissions, une période de mise en œuvre pouvant aller jusqu'à sept ans pourrait être accordée pour les réservoirs et une période pouvant aller jusqu'à cinq ans pour les rampes de chargement. Les installations réglementées seraient tenues de soumettre un plan de mise en œuvre et de confirmer le moment où elles se conforment avec le projet de règlement.

Sur la base de cette approche progressive et en supposant que le projet de règlement entre en vigueur en 2024, on estime que la plupart des rampes de chargement à fortes émissions seront équipées de systèmes de contrôle des émissions entre 2025 et 2027 et que la plupart des réservoirs, y compris tous les réservoirs présentant les risques d'émissions de benzène les plus élevés, seront mis en conformité d'ici à la fin de 2027. Le reste de l'équipement serait mis en conformité à un rythme de 14 % par année chaque année jusqu'en 2031, année où tout l'équipement devra être conforme au projet de règlement. Le tableau 5 présente un résumé des délais de conformité.

**Tableau 5 : Calendrier de conformité avec le projet de règlement**

Date	Éléments devant être conformes au projet de règlement	Flexibilité de conformité
Lors de l'enregistrement	Contrôles des émissions pour les nouveaux réservoirs et rampes de chargement  Inspections et réparations des nouveaux réservoirs et rampes de chargement	s.o.

Timeline	Items to comply with proposed Regulations	Compliance flexibility
One year after registration	Emissions controls for tanks storing liquids with >20% benzene content  Inspections and repairs of existing tanks and loading racks  Record-keeping and reporting requirements	N/A
Three years after registration	Emissions controls for at least 80% of existing tanks at the facility, or all existing tanks if two or fewer required installation of new emissions control equipment	Up to four additional years to bring remaining existing tanks into compliance at a rate of 5% of the facility's total tanks per year
Three years after registration	Emissions controls for higher emitting loading racks	Up to two additional years to bring remaining lower emitting loading racks into compliance

## Regulatory development

### Consultation

#### Initial consultations — 2021 to 2023

Initial consultations began in May 2021 with the release of a discussion document entitled [A proposed approach to control volatile organic compounds \(VOC\) emissions from the storage and loading of petroleum liquids](#). At that time, the Department contacted industry representatives, provincial, territorial and municipal governments, Indigenous groups and non-governmental organizations (NGOs) to notify them of the publication of the discussion document and to seek input on the proposed approach. A 60-day informal comment period was initiated, ending in July 2021. Recent consultations with Indigenous communities and interested parties have been undertaken until fall 2023.

In the weeks following the release of the discussion document, the Department conducted English and

Date	Éléments devant être conformes au projet de règlement	Flexibilité de conformité
Un an après l'enregistrement	Contrôles des émissions pour les réservoirs stockant du liquide ayant une concentration de benzène supérieure à 20 %  Inspections et réparations des réservoirs et rampes de chargement existants  Exigences relatives à la tenue de dossiers et aux rapports	s.o.
Trois ans après l'enregistrement	Contrôles des émissions pour au moins 80 % des réservoirs existants à l'installation, ou pour tous les réservoirs existants si deux ou moins ont nécessité l'installation d'un nouvel équipement de contrôle des émissions	Jusqu'à quatre années supplémentaires pour mettre en conformité les réservoirs existants restants, à un rythme de 5 % du nombre total de réservoirs à l'installation par an
Trois ans après l'enregistrement	Contrôles des émissions pour les rampes de chargement à émissions plus élevées	Jusqu'à deux années supplémentaires pour mettre en conformité les rampes de chargement à émissions moins élevées restantes

## Élaboration de la réglementation

### Consultation

#### Premières consultations — de 2021 à 2023

Les premières consultations remontent à mai 2021, au moment de la diffusion d'un document de travail intitulé « [Une approche proposée pour le contrôle des émissions de composés organiques volatils \(COV\) provenant du stockage et du chargement de liquides pétroliers](#) ». Le Ministère avait alors communiqué avec des représentants de l'industrie, des gouvernements provinciaux, territoriaux et municipaux, des groupes autochtones et des organisations non gouvernementales pour les aviser de la publication du document de travail et recueillir leurs commentaires concernant l'approche proposée. Une période de commentaires informelle d'une durée de 60 jours a suivi, avant de prendre fin en juillet 2021. On a mené, plus récemment, des consultations auprès des collectivités autochtones et des parties concernées jusqu'à l'automne 2023.

Dans les semaines qui ont suivi la publication du document de travail, le Ministère a tenu des webinaires, en

French webinars providing more detail on the proposed approach; the webinars were attended by a combined total of 250 participants. It also held meetings with several organizations to discuss their questions and concerns. The Department received 30 written submissions from industry organizations, individual companies, provincial, territorial and municipal governments and Indigenous groups. No written comments were received from either NGOs or private individuals.

The Department continued to engage with interested parties after the closure of the formal comment period, holding meetings and telephone calls, and exchanging email correspondence with industry organizations, individual companies, provinces and Indigenous groups, as well as visiting refinery, terminal, and chemical plants and community sites. Points of follow-up discussion included regular updates on the status of the proposed Regulations, discussion of technical details, potential revisions and changes to address concerns, and additional data used to refine either technical requirements or the cost-benefit analysis.

Key comments raised by interested parties addressed implementation and repair timelines, treatment of benzene emission sources, inspection procedures, and coverage of small and/or remote facilities and equipment. The proposed Regulations reflect the feedback received, with key changes from the original version of the proposal, including

- a phased implementation timeline that prioritized highest-risk equipment (i.e. equipment emitting the most VOCs);
- accelerated implementation timelines on sources with a high potential for benzene emissions (i.e. tanks storing liquids with >20% benzene content);
- adjustments to inspection and repair procedures (allowing for longer repair timelines when conditions make it difficult or hazardous to complete repairs quickly, and reduced/modified inspection requirements during winter or other adverse weather conditions); and
- exemption of small facilities in remote areas where they pose a low health risk.

The Department also shared updates on the proposed Regulations during recent meetings on air pollution from the oil and gas sector with First Nation communities and provinces.

anglais et en français, en vue d'offrir des précisions sur l'approche proposée; en tout, 250 personnes y ont assisté. Il a également organisé des réunions avec plusieurs organismes pour répondre à leurs questions et à leurs préoccupations. Le Ministère a reçu 30 observations écrites de la part d'organismes de l'industrie, de sociétés individuelles, de gouvernements provinciaux, territoriaux et municipaux, ainsi que de groupes autochtones. Il n'a reçu aucun commentaire écrit de la part d'organisations non gouvernementales ou de particuliers.

À l'issue de la période de commentaires officielle, le Ministère a poursuivi ses efforts de mobilisation auprès des parties concernées : il a tenu des réunions et communiqué par téléphone et par courriel avec des organismes de l'industrie, des sociétés individuelles, des provinces et des groupes autochtones, en plus d'effectuer des visites de raffinerie, de terminaux, d'usines de produits chimiques et d'établissements dans les collectivités. Ces discussions de suivi ont permis de faire le point, entre autres, sur l'état du projet de règlement, les détails techniques, les révisions et modifications potentielles en réponse aux préoccupations, ainsi que les données additionnelles utilisées afin de préciser soit les exigences techniques, soit l'analyse coûts-avantages.

Les principaux commentaires soulevés par les parties concernées portaient sur le calendrier de la mise en œuvre et des réparations, le traitement des sources d'émissions de benzène, les procédures d'inspection et la prise en compte des installations et de l'équipement de petite taille et/ou éloignés. On a apporté d'importantes modifications à la version originale du projet de règlement en fonction de la rétroaction reçue. En voici des exemples :

- un calendrier de mise en œuvre par étapes qui permet d'accorder la priorité à l'équipement posant le plus grand risque (c'est-à-dire l'équipement qui émet le plus de COV);
- le devancement des échéances de mise en œuvre pour les sources qui présentent un potentiel élevé d'émissions de benzène (c'est-à-dire les réservoirs stockant des liquides ayant une teneur en benzène de plus de 20 %);
- l'ajustement des procédures d'inspection et de réparation (de façon à allouer davantage de temps aux réparations qu'il serait difficile ou dangereux d'effectuer rapidement, de même qu'à réduire ou à modifier les exigences d'inspection l'hiver ou par mauvais temps);
- l'exemption des installations de petite taille situées en région éloignée qui posent un risque faible pour la santé.

Le Ministère a également fait le point auprès de collectivités des Premières Nations et les provinces sur le projet de règlement lors de réunions récentes sur la pollution de l'air due au secteur pétrolier et gazier.

## Comments received and responses from the Department

### Industry

The Department engaged in many discussions with industry representatives from the oil and gas sector, the chemicals sector and other industrial sectors that could be affected by the proposed Regulations, such as the transportation sector. Key interested parties involved in these discussions were the Canadian Fuels Association, the Canadian Association of Petroleum Producers, the Canadian Trucking Alliance, the Chemistry Industry Association of Canada and individual companies operating oil and gas or chemical facilities in Canada. These representatives were supportive of the health and environmental objectives of the draft approach as well as the overall structure proposed (requirements for the use of emissions control equipment combined with requirements for inspection and repair). However, industry representatives expressed concerns with the proposed implementation and repair timelines, citing logistical challenges with fitting emissions control equipment, procurement and supply considerations, as well as a need to remove tanks from service sequentially in order to perform retrofits without disrupting operations. Thus, they sought significantly longer timelines with a phased implementation program.

Industry representatives also sought allowances for reduced or modified inspections during winter or other adverse weather conditions, a larger size threshold for small tanks (in particular, that requirements should apply to tanks over 5 m in diameter rather than the originally proposed 4 m diameter), and raised concerns about the possibility of requirements overlapping or conflicting with other regulated requirements, including provincial regulation and initiatives to reduce methane emissions from the upstream oil and gas sector.

In response to these concerns, the Department included an extended, phased implementation approach in the proposed Regulations. This phased implementation prioritizes the highest-risk emission sources and provides a longer implementation period (seven years for tanks and five years for loading racks, compared to the initial two-year implementation timeline) in cases when large numbers of existing storage tanks or loading racks at a regulated facility need retrofitting or repairs. Provisions were included to accommodate longer repair timelines when conditions make it difficult or hazardous to complete repairs quickly. Adjustments were also made to raise

## Commentaires reçus et réponses du Ministère

### Industrie

Le Ministère a tenu de nombreuses discussions avec les représentants de l'industrie du secteur pétrolier et gazier, du secteur des produits chimiques et d'autres secteurs industriels que le projet de règlement pourrait toucher, comme le secteur des transports. Parmi les principales parties concernées ayant participé à ces discussions, mentionnons l'Association canadienne des carburants, l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Alliance Canadienne du Camionnage, l'Association canadienne de l'industrie de la chimie, ainsi que des sociétés individuelles exploitant des installations pétrolières et gazières ou des installations de fabrication de produits chimiques au Canada. Les représentants ont appuyé les objectifs en matière de santé et d'environnement de l'approche provisoire, de même que la structure globale proposée (exigences concernant l'utilisation d'équipement de contrôle des émissions combinées aux exigences en matière d'inspection et de réparations). Les représentants de l'industrie ont néanmoins exprimé des préoccupations à l'égard du calendrier de mise en œuvre et de réparations proposé; ils affirment qu'il y aurait des difficultés logistiques au chapitre de la mise à niveau de l'équipement de contrôle des émissions, des facteurs à considérer sur le plan des achats et de l'approvisionnement, et qu'il faudrait mettre les réservoirs hors service séquentiellement afin d'effectuer les mises à niveau sans nuire aux opérations. Ils demandent donc des délais considérablement plus longs, de même qu'un programme de mise en œuvre par étapes.

Les représentants de l'industrie ont également demandé des indemnités pour la réduction ou la modification des inspections l'hiver ou par mauvais temps, ainsi qu'un seuil de taille plus élevé pour les petits réservoirs; ils demandent plus particulièrement que les exigences s'appliquent aux réservoirs de plus de cinq mètres de diamètre, plutôt que quatre, comme il était proposé à l'origine. Ils ont également soulevé des préoccupations concernant la possibilité de chevauchement des exigences ou de confusion avec les autres exigences réglementées, dont la réglementation et les initiatives provinciales visant à réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier d'amont.

En réponse à ces préoccupations, le Ministère a prévu, dans le cadre du projet de règlement, une approche de mise en œuvre prolongée et par étapes. Cette approche permettra d'accorder la priorité aux sources d'émissions qui posent le plus grand risque, en plus d'offrir une période de mise en œuvre prolongée (sept ans pour les réservoirs et cinq ans pour les rampes de chargement, par rapport à l'échéancier de mise en œuvre initial, qui s'échelonnait sur deux ans) dans les cas où une installation réglementée compterait un grand nombre de réservoirs de stockage ou de rampes de chargement à réparer ou à mettre à niveau. Le Ministère a ajouté certaines dispositions visant



the equipment size at which requirements start to apply, including the size cut-off for small tanks, to reduce the burden on small facilities. A number of technical provisions such as inspection procedures were also adjusted to prevent unnecessary burden and avoid conflict with operational practices.

In response to concerns about the possibility of the proposal overlapping or conflicting with other existing regulated requirements, the Department has made adjustments to facility and equipment applicability as well as equipment and inspection requirements to avoid conflicts and minimize overlap where feasible.

### **Provincial and territorial governments**

Most government representatives who participated indicated support for the proposed Regulations.

All provinces and territories were informed of the proposed Regulations, and some (British Columbia, Saskatchewan, Ontario, Quebec, New Brunswick, and the Northwest Territories) submitted written comments or engaged in discussions with the Department. Overall, representatives who participated indicated support for the proposed Regulations. Some expressed a desire for involvement in the regulatory development process and further discussion on enforcement, data sharing, and interaction with any requirements already in place in their respective jurisdictions.

The Department has engaged further with provincial and territorial partners to discuss the application of the proposed Regulations to activities and emission sources of particular concern, and otherwise ensure the efficacy of the proposed Regulations and minimize the duplication of existing requirements.

#### *Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation*

##### **Modern treaty obligations**

As required by the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an assessment of modern treaty implications was conducted on the regulatory proposal. This assessment included an examination of the geographical scope and subject matter of the initiative in relation to modern treaties in effect. The geographical scope of the proposed Regulations includes all locations in Canada where regulated facilities are found, including parts of all provinces and territories except for Nunavut.

à allouer plus de temps aux réparations qu'il serait difficile ou dangereux d'effectuer rapidement. On a également procédé à des ajustements pour élever le seuil de taille de l'équipement auquel les exigences s'appliquent, y compris la limite de taille des petits réservoirs, en vue d'alléger le fardeau imposé aux installations de petite taille. Par ailleurs, un certain nombre de dispositions d'ordre technique sont prévues, notamment sur les procédures d'inspection, afin d'éviter tout fardeau inutile et toute confusion avec les pratiques opérationnelles.

En réponse aux préoccupations concernant la possibilité de chevauchement ou de confusion avec les autres exigences réglementées en vigueur, le Ministère a modifié le champ d'application aux installations et à l'équipement, de même que les exigences en matière d'équipement et d'inspection, afin d'éviter toute confusion et de réduire les chevauchements dans la mesure du possible.

### **Gouvernements provinciaux et territoriaux**

La plupart des représentants des gouvernements participants ont appuyé le projet de règlement.

Le Ministère a informé l'ensemble des provinces et des territoires du projet de règlement; certains d'entre eux, à savoir la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick et les Territoires du Nord-Ouest, ont présenté des commentaires écrits ou participé aux discussions avec le Ministère. Dans l'ensemble, les représentants participants ont exprimé un appui à l'égard du projet de règlement. Certains ont dit souhaiter prendre part au processus d'élaboration du Règlement et à d'autres discussions sur son application, la mise en commun des données et l'interaction avec les exigences déjà en vigueur au sein de leurs administrations respectives.

Le Ministère a davantage mobilisé ses partenaires provinciaux et territoriaux en vue de discuter de l'application du projet de règlement aux activités et aux sources d'émissions particulièrement préoccupantes ou, du moins, assurer l'efficacité du projet de règlement et réduire au minimum le recoupement des exigences existantes.

#### *Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones*

##### **Obligations relatives aux traités modernes**

Conformément à 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 réalisée dans le cadre de la proposition réglementaire. L'évaluation consistait notamment en l'examen de la zone géographique et de l'objet de l'initiative par rapport aux traités modernes en vigueur. La zone géographique du projet de règlement comprend tous les lieux au Canada dans lesquels se trouvent des installations réglementées, y compris des régions dans l'ensemble des provinces et des territoires, sauf le Nunavut.

Potential modern treaty implications were identified for four fuel distribution facilities located in northern Quebec and covered under the James Bay and Northern Quebec Agreement (JBNQA), in particular, in relation to a requirement to consult specified by the JBNQA's environmental and social protection regime.

To ensure that all potential modern treaty implications are addressed, the bodies responsible for the JBNQA's environmental and social protection regime will be engaged according to the terms of the Agreement. This engagement will include a review of the proposed Regulations, especially the provisions designed to account for the unique circumstances of northern fuel distribution facilities to ensure that they are sufficient and appropriate to address the needs of the affected Indigenous communities. Provisions that may apply to northern fuel distribution facilities, such as those covered under the JBNQA (in particular, infrequent filling of tanks and limited alternative sources of fuel if equipment is removed from service for maintenance), may result in all facilities covered by the JBNQA falling outside of the scope of the proposed Regulations.

In general, the proposed Regulations are expected to have positive impacts on the treaty rights of modern treaty holders, if any impact exists at all, because they are expected to improve human health and air quality near regulated facilities, and all requirements imposed would be confined to the regulated industrial sites. The Department estimates that the four facilities identified under the JBNQA are below the storage and loading limits and would be excluded from the requirements of this proposal.

#### Indigenous engagement and consultation

The Department engaged a number of Indigenous groups during the development of the proposed Regulations. Key groups who either submitted written comments or pursued bilateral discussions included the Inuit Tapiriit Kanatami, the Tsleil-Waututh Nation, and the Aamjiwnaang First Nation. Indigenous representatives were supportive of the environmental objective of the draft approach, but raised concerns related to local air quality, enforcement and record-keeping, and possible effects to fuel supply in northern areas.

Representatives from communities affected by high ambient levels of benzene and other VOCs sought measures to ensure that the proposed Regulations would effectively mitigate these issues, in particular the use of the best available control and monitoring technology on

On a répertorié de possibles répercussions des traités modernes en ce qui concerne quatre installations de distribution de carburant situées dans le nord du Québec et visées par la Convention de la Baie-James et du Nord québécois (CBJNQ), en particulier par rapport à une obligation de consulter prévue dans le régime de protection de l'environnement et du milieu social de la CBJNQ.

Afin de tenir compte de toutes les possibles répercussions des traités modernes, on fera appel aux organismes chargés du régime de protection de l'environnement et du milieu social de la CBJNQ en fonction des modalités de celui-ci. Ces organismes procéderont notamment à l'examen du projet de règlement, en particulier les dispositions qui tiennent compte des circonstances uniques des installations de distribution de carburant au nord pour garantir que le projet de règlement est adéquat et approprié, et répond au besoin des collectivités autochtones touchées. Les dispositions qui tiennent compte des circonstances uniques des installations de distribution de carburant au nord, comme celles visées par la CBJNQ (surtout le remplissage sporadique des réservoirs et les carburants de remplacement limités si un équipement est mis hors service aux fins d'entretien), pourraient faire en sorte que toutes les installations visées par la CBJNQ soient exclues de la portée du projet de règlement.

Dans l'ensemble, on s'attend à ce que le projet de règlement ait une incidence positive en ce qui a trait aux droits des signataires de traités modernes, si incidence il y a, puisqu'il devrait permettre d'améliorer la santé de la population et la qualité de l'air près des installations réglementées et que toutes les exigences imposées concerneraient les sites industriels réglementés. Le Ministère estime que les quatre installations indiquées au titre de la CBJNQ sont en deçà des limites de stockage et de chargement, et elles seraient exemptées des exigences de cette proposition.

#### Consultation et mobilisation des Autochtones

Le Ministère a mobilisé un certain nombre de groupes autochtones dans le cadre de l'élaboration du projet de règlement. Parmi les principaux groupes ayant présenté des commentaires écrits ou pris part à des discussions bilatérales, on compte l'Inuit Tapiriit Kanatami, la Nation des Tsleil-Waututh et la Première Nation Aamjiwnaang. Les représentants autochtones ont appuyé l'objectif environnemental de l'approche provisoire, mais se sont dits préoccupés de la qualité de l'air locale, de l'application du règlement et de la tenue de dossiers, ainsi que de possibles répercussions sur l'approvisionnement en carburant dans les régions du Nord.

Les représentants des collectivités touchées par des niveaux ambiants élevés de benzène et d'autres COV ont réclamé que des mesures soient prises pour veiller à ce que le projet de règlement atténue efficacement ces problèmes. Ils demandaient plus particulièrement que l'on

equipment with a high potential for benzene emissions; comprehensive coverage of sources, including wastewater treatment, sewers, and other sources; rapid implementation of requirements; and transparent, publicly available record-keeping and reporting. There was also a desire for increased involvement in the regulatory development and enforcement process. The Aamjiwnaang First Nation noted that air quality and ambient levels of benzene near their community continue to be among the worst relative to many other industrialized areas in North America, and that feasible and effective air pollution control solutions are available but have not been implemented.

Representatives from northern areas indicated a need for considerations to ensure that the proposed Regulations would not disrupt the community fuel supplies in northern areas, citing fragile supply chains and extreme weather conditions.

In response to concerns related to benzene and VOC exposure, the Department adjusted implementation timelines to ensure that requirements affecting sources with a high potential for benzene emissions come into effect as soon as possible. It also lowered the permissible amount of benzene in vapour control system exhaust. Furthermore, the Department will continue to analyze available information, including monitoring data, to determine whether controls on additional emission sources, such as wastewater treatment and sewers, not addressed by the proposed Regulations, are warranted. In response to concerns related to record-keeping and reporting, the Department has included additional reporting and record-keeping requirements for equipment inventories, repairs and implementation progress and will evaluate options for making reported data publicly available, while protecting confidential business information.

In response to concerns related to fuel supply in northern areas, the Department included provisions to prevent application of the proposed Regulations to small facilities in remote areas where they pose little health risk, and included allowances for longer repair timelines when conditions make it difficult to complete repairs quickly.

#### *Instrument choice*

The Department reviewed and assessed various regulatory and non-regulatory instruments to determine the best instrument to achieve the objectives of the proposed Regulations. The assessment was based on a variety of

utilise la meilleure technologie de contrôle et de surveillance disponible pour l'équipement présentant un potentiel élevé d'émissions de benzène, qu'on prenne en compte la totalité des sources (dont le traitement des eaux usées et les égouts), qu'on mette les exigences en œuvre rapidement, et qu'on rende des comptes et tienne les dossiers de façon transparente et accessible au public. Ils disaient également souhaiter participer davantage à l'élaboration de la réglementation et au processus d'application. La Première Nation Aamjiwnaang a fait valoir que la qualité de l'air et les niveaux ambiants de benzène près de leur collectivité sont toujours les pires parmi les zones industrialisées d'Amérique du Nord, et qu'il existe des solutions réalisables et efficaces pour contrôler la pollution de l'air, qui n'ont toutefois pas été mises en œuvre.

Les représentants des régions du Nord ont fait remarquer la nécessité de prendre en compte certains facteurs pour veiller à ce que le projet de règlement ne nuise pas à l'approvisionnement en carburant dans les collectivités du Nord, compte tenu des chaînes d'approvisionnement fragiles et des conditions météorologiques extrêmes.

En réponse aux préoccupations concernant l'exposition au benzène et aux COV, le Ministère a révisé le calendrier de mise en œuvre pour veiller à ce que les exigences qui visent les sources qui présentent un potentiel élevé d'émissions de benzène entrent en vigueur le plus rapidement possible, en plus d'abaisser les niveaux de benzène permis dans le système de contrôle du dégagement des vapeurs. Le Ministère continuera également à analyser les informations disponibles, y compris les données de surveillance, afin de déterminer si des contrôles sur d'autres sources d'émissions, telles que le traitement des eaux usées et les égouts, non visées par le projet de règlement, sont justifiés. En réponse aux préoccupations liées à la reddition de compte et à la tenue de dossiers, le Ministère a prévu des exigences supplémentaires à ce sujet concernant les inventaires d'équipement, les réparations et la progression de la mise en œuvre, et le Ministère évaluera les options permettant de rendre publiques les données déclarées tout en protégeant les renseignements commerciaux confidentiels.

En réponse aux préoccupations concernant l'approvisionnement en carburant dans les régions du Nord, le Ministère a prévu des dispositions visant à prévenir l'application du projet de règlement aux installations de petite taille et éloignées qui ne posent que peu de risques pour la santé, en plus d'indemnités visant à allouer plus de temps aux réparations qu'il serait difficile ou dangereux d'effectuer rapidement.

#### *Choix de l'instrument*

Le Ministère a examiné et évalué divers instruments réglementaires et non réglementaires afin de déterminer le meilleur instrument qui permettrait d'atteindre les objectifs du projet de règlement. L'évaluation comportait

criteria, such as environmental effectiveness, economic efficiency, distributional impact, enforceability and feasibility of implementation, interested party and partner acceptance and jurisdictional compatibility. A summary of conclusions is presented below.

### Baseline scenario

As indicated above in the “Existing risk management measures in Canada” section, some regulated facilities have vapour control measures installed for loading racks, while some have vapour control measures installed on storage tanks. Many of these vapour control measures were developed based on two voluntary CCME instruments published in 1991 and 1995. These voluntary instruments focus on ground-level ozone impacts from VOCs, without giving specific consideration to health impacts from carcinogenic VOCs such as benzene.

The CCME guidelines for storage tanks only require inspection of internal floating roof tanks every 10 years or alternative annual lower explosive limit testing. If only minimal guidelines are followed, large leaks could continue for a long period of time before they are detected and repaired. Timely detection and repair of small and large leaks are critical because even short-term exposure to low concentrations of the carcinogenic emissions can cause harm to human health. Recent air emissions monitoring has shown high ambient levels of benzene near some large storage tanks, despite the tanks being equipped with vapour control measures described in the CCME guidelines, suggesting potential gaps in the guidelines’ equipment specifications and/or inspection and maintenance criteria.

The CCME Code for loading racks focuses on gasoline loading to trucks, without covering gasoline loading to rail or marine, and without covering other volatile petroleum liquids, including those that can contain carcinogenic substances. The Department estimates that over half of all medium and large throughput loading racks are currently uncontrolled.

Given these limited control measures, maintaining the status quo is not the preferred option because it does not effectively address the risks presented by VOCs for Canadians in the vicinity of facilities that are emission sources.

### Code of practice

A code of practice would provide technical specifications in a standardized document that identifies and promotes

un éventail de critères, dont l’efficacité environnementale, l’efficacité économique, l’effet distributif, l’applicabilité et la faisabilité de la mise en œuvre, l’acceptabilité des parties concernées et des partenaires, et la compatibilité entre les administrations. On trouve ci-dessous un résumé des conclusions.

### Scénario de base

Comme indiqué plus haut dans la section « Mesures de gestion des risques existantes au Canada », certaines installations réglementées ont installé des systèmes de contrôle des vapeurs dans les rampes de chargement et d’autres dans les réservoirs de stockage. Bon nombre de ces systèmes de contrôle des vapeurs ont été mis au point d’après deux instruments volontaires du CCME publiés en 1991 et en 1995. Ces instruments volontaires portent sur les effets des COV sur l’ozone troposphérique, sans tenir particulièrement compte des effets sur la santé humaine des COV cancérigènes comme le benzène.

Selon les directives du CCME, les réservoirs de stockage nécessitent, au minimum, une inspection des réservoirs à toit flottant interne tous les 10 ans ou d’autres essais annuels de limite inférieure d’explosivité. Lorsque seules ces exigences minimales sont respectées, les fuites majeures risquent d’empirer au fil du temps avant qu’elles ne soient détectées et réparées. Il est essentiel de détecter et de réparer les petites et les grandes fuites rapidement, car même une courte exposition à de faibles concentrations d’émissions cancérigènes peut être nocive pour la santé humaine. Récemment, les résultats de la surveillance des rejets atmosphériques ont indiqué des niveaux élevés de benzène dans l’air ambiant près de grands réservoirs de stockage, malgré qu’ils étaient dotés de systèmes de contrôle des vapeurs décrits dans les directives du CCME. Cela laisse supposer de possibles lacunes dans les spécifications de l’équipement ou dans les critères d’inspection et d’entretien des directives.

Le Code du CCME concernant les rampes de chargement porte sur le chargement d’essence dans les camions, mais pas sur le chargement d’essence pour le transport ferroviaire ou marin, ni sur d’autres liquides pétroliers volatils, y compris ceux qui peuvent contenir des substances cancérigènes. Le Ministère estime que plus de la moitié des rampes de chargement moyennes et grandes sont non contrôlées.

Compte tenu de ces systèmes restreints, maintenir le statu quo n’est pas l’option à privilégier, car elle ne pallie pas les risques que présentent les COV pour la population canadienne à proximité des installations qui sont des sources d’émissions.

### Code de pratique

Un code de pratique fournirait les spécifications techniques dans un document uniformisé dans lequel on

the best practices to reduce emissions from storage tanks and loading racks. A code of practice was not considered as a potential instrument to further reduce VOC releases, as respecting it would be voluntary rather than enforceable. It is not expected that all facilities would adopt a code of practice if it were to be developed, as evidence shows that some facilities do not follow the existing CCME Code and Guidelines (numerous facilities do not currently use vapour control for loading racks). Therefore, it has been concluded that a code of practice would not result in the reductions of VOC releases that are necessary to adequately protect human health.

### Pollution prevention planning notice

A pollution prevention planning notice is a flexible instrument that can be used to manage risks to the environment and human health and that could minimize the need for additional regulatory intervention. Persons subject to a pollution prevention (P2) planning notice must prepare and implement a P2 plan that meets the requirements of the notice, must have their plan available on site, and must carry out the actions identified in their plan. The implementation of P2 plans is enforceable; however, their contents can vary because each facility develops its own P2 plan. A P2 planning notice would therefore not foster national consistency. Further, a P2 planning notice would not guarantee the implementation of measures that are needed to minimize exposure to carcinogenic components present in volatile petroleum liquids to the greatest extent practicable, such as frequent inspections (e.g. monthly inspections of internal floating roof tanks) and installation of high-performance vapour control systems. Consequently, the Department concluded that a P2 planning notice was not the best instrument to achieve the objectives of the proposed Regulations.

### Market-based instruments

The Department considered market-based instruments such as cap-and-trade programs, as well as fees and charges.

A cap-and-trade system would put a ceiling on the sector's VOC emissions and allow facilities to earn and exchange credits. Recent assessments of benzene indicate that a high priority should be placed on options to reduce exposure for those in the vicinity of industrial sources. Prescribing the locations where the emission reductions should occur would not be possible through a cap-and-trade system; the locations would be determined by the markets. Therefore, the objective of protecting Canadians in the vicinity of the regulated facilities cannot be achieved through the cap-and-trade system.

répertorierait et promouvrait les meilleures pratiques visant à réduire les émissions provenant des réservoirs de stockage et des rampes de chargement. Un code de pratique n'a pas été envisagé en tant qu'instrument potentiel de réduction des rejets de COV, puisqu'il serait volontaire au lieu d'exécutoire. On ne s'attend pas à ce que toutes les installations adoptent un code de pratique, s'il y en avait un, étant donné qu'il a été démontré que certaines installations ne suivent pas le Code et les directives du CCME existants (bon nombre n'utilisent pas de systèmes de contrôle des vapeurs pour les rampes de chargement). Par conséquent, on est venu à la conclusion qu'un code de pratique n'entraînerait pas de réduction des rejets de COV nécessaires à la protection adéquate de la santé humaine.

### Avis de planification de la prévention de la pollution

Un avis de planification de la prévention de la pollution consiste en un instrument flexible qui peut servir à la gestion des risques pour l'environnement et la santé humaine, ce qui pourrait réduire la nécessité d'une intervention réglementaire supplémentaire. Les personnes visées par un avis de planification de la prévention de la pollution (P2) doivent préparer et mettre en œuvre un plan P2 qui répond aux exigences de l'avis, mettre leur plan à la disposition de tous sur le site et mener à bien les mesures figurant dans leur plan. La mise en œuvre des plans P2 est exécutoire; toutefois, leur contenu peut grandement varier puisque chaque installation met au point son propre plan P2. Ainsi, un avis de planification P2 ne favoriserait pas la cohérence à l'échelle nationale. De plus, il ne permettrait pas de mettre en œuvre les mesures nécessaires en vue de la réduction de l'exposition aux composants carcinogènes présents dans les liquides pétroliers volatils dans toute la mesure du possible, comme de fréquentes inspections (par exemple inspections mensuelles des réservoirs à toit flottant interne) et l'installation de systèmes de contrôle des vapeurs à rendement élevé. Par conséquent, le Ministère a conclu qu'un avis de planification P2 n'était pas le meilleur instrument pour atteindre les objectifs du projet de règlement.

### Instruments axés sur le marché

Le Ministère a envisagé des instruments axés sur le marché comme les programmes de plafonnement et d'échange, ainsi que les frais et les droits.

Un système de plafonnement et d'échange permettrait l'établissement d'un seuil des émissions de COV pour le secteur et les installations pourraient accumuler et échanger des crédits. Des évaluations récentes sur le benzène indiquent qu'il faudrait grandement prioriser les options de réduction de l'exposition des personnes à proximité des sources industrielles. Un système de plafonnement et d'échange ne permettrait pas de prescrire les endroits où les réductions des émissions devraient avoir lieu; ces endroits seraient déterminés par les marchés. Il ne serait donc pas possible d'atteindre l'objectif de protéger la population canadienne à proximité des installations

Alternatively, fees and charges could be levied on facilities that emit VOCs above an established threshold. This approach would require a significant amount of administration on the part of the regulated parties and administration and monitoring by the regulator, as well as significant time required to configure fees and charges that would achieve the emission reductions in the most affected local and regional areas.

Furthermore, revising the fee structure as technology evolves would be costly and time-consuming, and would fail to take advantage of the existing equipment-based regulations in some Canadian jurisdictions. This approach would be lacking in enforceability in addressing local air quality issues.

Neither of these two instruments (cap and trade, or fees and charges) was considered to be an acceptable instrument for the reasons stated above. Either approach would also suggest that there is an acceptable amount of releases of carcinogens (for trade, or above which fees and charges would be levied), which is not the case.

#### Amending existing Regulations

There are existing federal Regulations that address petroleum storage tanks, namely the *Storage Tanks Systems for Petroleum Products and Allied Petroleum Products Regulations*, to reduce liquid leaks and spills from storage tank systems. The 2008 Regulations, last amended in 2020, apply only to tanks located on federal or aboriginal land, or operated by specified agencies under federal jurisdiction. There is minimal overlap between the 2008 Regulations and the proposed Regulations in terms of regulated parties, or in terms of requirements other than basic record-keeping and facility registration. Therefore, an extensive amendment of the 2008 Regulations, instead of establishing new regulations, was also rejected as an option.

#### New regulations

National regulatory requirements were considered to be the most practical and effective way to reduce evaporative VOC releases and thereby reduce exposure to carcinogenic components and protect human health. New regulations would provide specific requirements that ensure local air quality issues would be addressed, while ensuring enforceability and providing certainty and general alignment with regulations already in place in other jurisdictions. Being mandatory and uniform, regulatory measures

réglementées par l'entremise du système de plafonnement et d'échange.

Autrement, on pourrait imposer des frais et des droits aux installations dont les émissions de COV dépassent le seuil établi. Cette approche se traduirait par une grande charge de travail administratif de la part des parties réglementées et de travail administratif et de surveillance des parties par l'organisme de régulation ainsi que par énormément de temps consacré à la détermination des frais et des droits qui entraîneraient des réductions d'émissions dans les secteurs locaux et régionaux les plus touchés.

En outre, il serait coûteux et long de réviser la structure des frais au fur et à mesure que la technologie évolue et cela ne permettrait pas de tirer parti des règlements axés sur les équipements qui existent dans certaines compétences canadiennes. Dans cette approche, la force exécutoire par rapport à la remédiation des problèmes de la qualité de l'air local ferait défaut.

Aucun de ces deux instruments, soit le système de plafonnement et d'échange ou les frais et les droits, n'a été envisagé en tant qu'instrument acceptable pour les raisons énoncées ci-dessus. Ces approches laisseraient aussi entendre qu'il existe des niveaux acceptables de rejet de substances cancérigènes (pour l'échange ou des niveaux qui, si dépassés, s'accompagneraient de frais et de droits), ce qui n'est pas le cas.

#### Modifications du règlement existant

Il existe un règlement fédéral, c'est-à-dire le *Règlement sur les systèmes de stockage de produits pétroliers et de produits apparentés*, qui porte sur la réduction des fuites et des déversements liquides des systèmes de stockage. Datant de 2008 et modifié pour la dernière fois en 2020, le Règlement s'applique uniquement aux réservoirs situés sur les terres autochtones ou sur le territoire domanial ou à ceux en exploitation par des organismes précis qui relèvent de la compétence fédérale. Il y a peu de recouplement entre le règlement de 2008 et le projet de règlement par rapport aux parties réglementées ou aux exigences, outre la tenue de dossiers de base et l'inscription des installations. Par conséquent, on a rejeté l'option visant à modifier considérablement le règlement de 2008, plutôt que la création d'un nouveau règlement.

#### Nouveau règlement

Imposer des exigences réglementaires nationales a été jugé comme le moyen le plus pratique et le plus efficace de diminuer les rejets de COV et ainsi réduire l'exposition de la population aux composants cancérigènes et protéger la santé de celle-ci. Un nouveau règlement fournirait des exigences précises qui assureraient la résolution des problèmes de la qualité de l'air au niveau local et la force exécutoire, et offriraient une certitude et une harmonisation générale avec les règlements déjà en place dans d'autres

would provide consistent VOC emissions control systems across regulated facilities in the Canadian petroleum and petrochemical sectors, thereby achieving the objectives of the proposed Regulations.

## Regulatory analysis

### *Benefits and costs*

#### Analytical framework

The benefits and costs associated with the proposed Regulations were assessed in accordance with the Treasury Board Secretariat [Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals](#), which includes identifying, quantifying and, where possible, monetizing the impacts associated with the policy. A cost-benefit analysis was conducted to assess the incremental impacts of the proposed Regulations by comparing two scenarios. The baseline scenario assumes that regulated facilities would continue to meet existing regulatory requirements or continue voluntary practices for controlling fugitive VOC releases. The regulatory scenario assumes that regulated facilities would take the actions required by the proposed Regulations. The differences in impact between the regulatory scenario and the baseline scenario are the incremental impacts (costs and benefits) of the proposed Regulations. Incremental costs were quantified and monetized. Incremental benefits were quantified and monetized wherever possible; otherwise, they were described qualitatively.

The proposed Regulations would be expected to come into force in 2024 and provide up to seven years for regulated facilities to achieve compliance (e.g. larger facilities, which have more storage tanks, may require more time to bring all of their tanks into compliance). The analytical time frame is 22 years, which begins in 2024 (the year the proposed Regulations are expected to come into force) and ends in 2045. This time frame was selected to capture multiple cycles of some costs that occur every 10 years, and to align generally with the expected service life of the emissions control equipment. Unless otherwise indicated, all values are presented in 2022 Canadian dollars, discounted at 2% to the year 2024.

The logic model (Figure 1) explains the relationship between the issue, the proposed Regulations, and the incremental impacts (benefits and costs). The issue under consideration is that storage tanks and loading operations in the petroleum sector emit large quantities of fugitive

compétences. Étant de nature obligatoire et uniforme, les mesures réglementaires fourniraient des systèmes de contrôle des émissions de COV cohérents pour l'ensemble des installations réglementées des secteurs pétroliers et pétrochimiques du Canada, ce qui permettrait l'atteinte des objectifs du projet de règlement.

## Analyse de la réglementation

### *Avantages et coûts*

#### Cadre analytique

Les avantages et les coûts associés au projet de règlement ont été évalués conformément au [Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation](#) du Secrétariat du Conseil du Trésor, ce qui comprend la détermination et la quantification des effets de la politique et, dans la mesure du possible, l'établissement de la valeur pécuniaire de ces effets. Une analyse coûts-avantages a été effectuée pour évaluer les effets différentiels du projet de règlement en comparant deux scénarios. Dans le scénario de référence, il est présumé que les installations réglementées continueraient de satisfaire aux exigences réglementaires actuelles ou d'appliquer les pratiques volontaires de contrôle des émissions fugitives de COV. En ce qui concerne le scénario réglementaire, il est présumé que les installations réglementées prendraient les mesures exigées par le projet de règlement. Les différences entre les effets du scénario réglementaire et ceux du scénario de référence constituent les effets différentiels (les coûts et les avantages) du projet de règlement. Les coûts différentiels ont été quantifiés et leur valeur pécuniaire a été déterminée. Les avantages différentiels ont été quantifiés et leur valeur pécuniaire a été déterminée lorsque c'était possible; sinon, ils ont été décrits de manière qualitative.

Le projet de règlement devrait entrer en vigueur en 2024 et donner aux installations réglementées jusqu'à sept ans pour s'y conformer (par exemple les plus grandes installations, qui ont davantage de réservoirs de stockage, pourraient avoir besoin de plus de temps pour rendre l'ensemble de leurs réservoirs conformes). La période d'analyse est de 22 ans. Elle commencera en 2024 (l'année où le projet de règlement devrait entrer en vigueur) et se terminera en 2045. Cette période a été sélectionnée afin de couvrir de multiples cycles de certains coûts qui sont engagés tous les 10 ans et de s'aligner de façon générale sur la durée de vie utile attendue de l'équipement de contrôle des émissions. À moins d'indication contraire, toutes les valeurs sont présentées en dollars canadiens de 2022, actualisés à un taux de 2 % pour l'année 2024.

Le modèle logique (figure 1) explique le lien entre le problème, le projet de règlement et les effets différentiels (avantages et coûts). Le problème à l'étude est la grande quantité de COV fugitifs qui est émise par les réservoirs de stockage et les activités de chargement dans

VOCs that contribute to air pollution. To address this issue, the proposed Regulations establish emissions control measures for new and existing storage tanks and loading operations in the petroleum sector. Compliance with the proposed Regulations would generate environmental and health benefits from improved air quality (due to reduced VOC emissions) and reduced climate change impacts (due to reduced methane emissions). The proposed Regulations would also result in recovered products (gasoline and crude oil) as a result of reduced evaporative emissions from regulated facilities. The sale of these recovered products would provide additional production benefits. There are also possible health benefits due to reduced exposure to carcinogenic substances (such as benzene); however, these benefits could not be quantified due to technical and data limitations.

Addressing the issue would require that the industry assume compliance costs to implement the regulatory requirements and administrative costs to demonstrate compliance with those requirements. In addition, the Government would incur administrative costs to enforce the proposed Regulations. A breakdown of these costs is included in the following logic model.

le secteur pétrolier et qui contribue à la pollution atmosphérique. Pour s'attaquer à ce problème, le projet de règlement établit des mesures de contrôle des émissions pour les activités de chargement et les réservoirs de stockage nouveaux et existants dans le secteur pétrolier. Le respect du projet de règlement générerait des avantages pour l'environnement et la santé grâce à l'amélioration de la qualité de l'air (en raison de la réduction des émissions de COV) et à la réduction des répercussions des changements climatiques (en raison de la réduction des émissions de méthane). Le projet de règlement permettrait également la récupération de produits (essence et pétrole brut) en raison de la réduction des gaz d'évaporation émis par les installations réglementées. La vente de ces produits récupérés procurerait des avantages supplémentaires en matière de production. Par ailleurs, la réduction de l'exposition aux substances cancérigènes (comme le benzène) pourrait avoir des avantages pour la santé; toutefois, ces avantages n'ont pas pu être quantifiés en raison de limites techniques et liées aux données.

Pour résoudre ce problème, l'industrie devrait assumer des coûts de conformité en vue de remplir les exigences réglementaires et des coûts administratifs en vue de prouver qu'elle se conforme à ces exigences. Le gouvernement devrait également payer des coûts administratifs pour appliquer le projet de règlement. Une ventilation de ces coûts est présentée dans le modèle logique suivant.

**Figure 1: Logic model for the proposed Regulations**

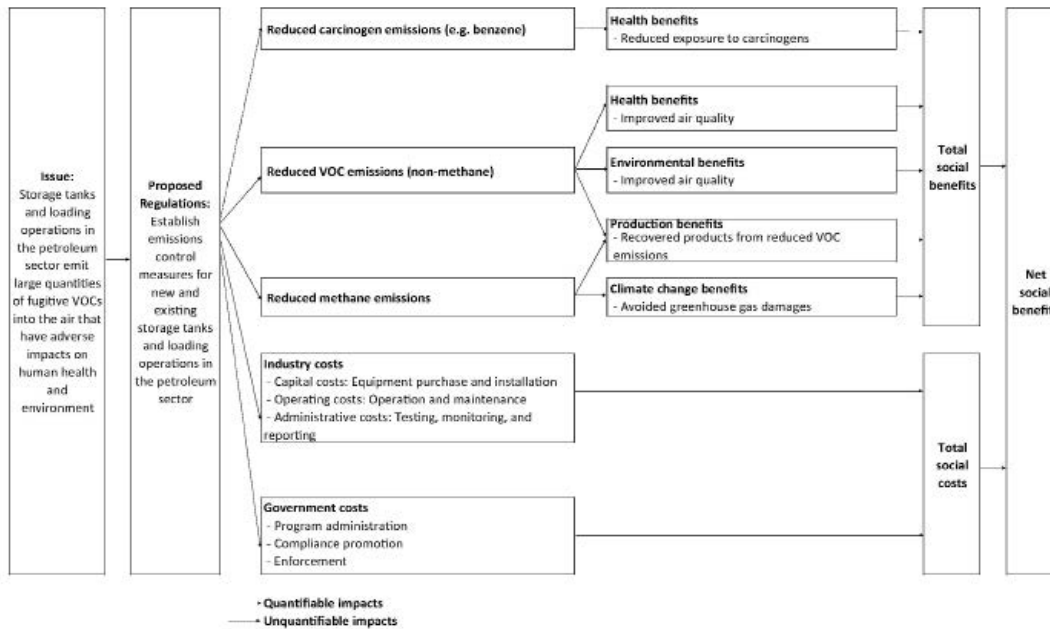
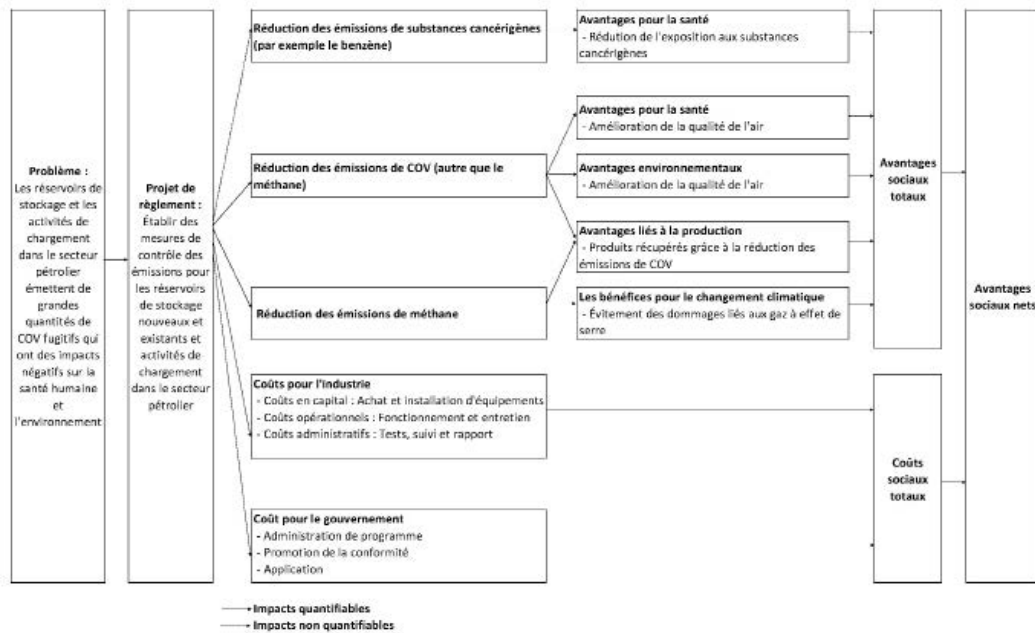




Figure 1 : Modèle logique du projet de règlement



## Data and assumptions

The modelling of benefits, costs and emissions was informed by extensive research and consultation with interested parties. Data were collected from a variety of Canadian and international government publications, databases, academic papers, and submissions from industry sources. Specifically, multiple vendors and contractors were contacted to validate representative costs on tank upgrades and vapour control systems. Industry representatives were also consulted on key assumptions and data, and input was incorporated into the analysis to improve estimates for equipment inventories, as well as inspection, repair, and administrative costs.

Key sources of information include the following: [Statistics Canada](#); [National Pollutant Release Inventory](#); [National Air Pollution Surveillance Program](#); [AP-42, Fifth Edition, Volume 1, Compilation of Air Pollutant Emissions Factors from Stationary Sources](#); [Canadian Fuels Association](#); [Canadian Association of Petroleum Producers](#); [Oil Sands Magazine](#); [2016 Report – Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks \(PDF\)](#) – Kent Group Ltd.; information gathered by the Department under CEPA; and [Clean Air Sarnia and Area](#).

## Données et hypothèses

La modélisation des avantages, des coûts et des émissions repose sur des recherches approfondies et de vastes consultations auprès de parties concernées. Les données sont tirées d'un éventail de publications du gouvernement canadien et de gouvernements étrangers, de bases de données, d'articles universitaires et de documents produits par l'industrie. Plus précisément, de multiples fournisseurs et entrepreneurs ont été contactés afin de confirmer les exemples de coûts à déboursier pour la modernisation des réservoirs et les systèmes de contrôle des vapeurs. Des représentants de l'industrie ont également été consultés au sujet de principales hypothèses et données, et leurs commentaires ont été intégrés à l'analyse afin d'améliorer les estimations concernant les inventaires d'équipement ainsi que les coûts d'inspection, de réparation et d'administration.

Voici les principales sources d'information : [Statistique Canada](#); [l'Inventaire national des rejets de polluants](#); [le Programme du Réseau national de surveillance de la pollution atmosphérique](#); [le document AP-42, Fifth Edition, Volume 1, Compilation of Air Pollutant Emissions Factors from Stationary Sources \(disponible en anglais seulement\)](#); [l'Association canadienne des carburants](#); [l'Association canadienne des producteurs pétroliers](#); [la plateforme Oil Sands Magazine \(disponible en anglais seulement\)](#); [le rapport de Kent Group Ltd. intitulé 2016 Report – Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#) [le

rapport de 2016 – L'infrastructure logistique en aval du Canada : Raffinage, usines de biocarburants, pipelines, terminaux, dépôts routiers et installations Cardlock]; les renseignements recueillis par le Ministère en vertu de la LCPE; et l'initiative [Clean Air Sarnia and Area \(disponible en anglais seulement\)](#).

## Estimation models

A cost-benefit analysis (CBA) model was developed to quantify and monetize benefits and costs, and to estimate fugitive VOC releases (further detailed below) in the baseline and regulatory scenarios. Once fugitive VOC releases were estimated, the Department's Energy, Emissions and Economy Model for Canada (E3MC) and Global Environmental Multi-scale - Modelling Air quality and CHEMistry (GEM-MACH) model were used to determine changes in ambient air concentrations between the two scenarios. The Department of Health's Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) model was then used to estimate the health impacts of these changes. Similarly, the Department's Air Quality Valuation Model 2 (AQVM2) was used to estimate the environmental benefits. These models are peer-reviewed.

The CBA model, developed by the Department, was used to estimate VOC emissions by first estimating the number of tanks and loading racks. Second, the emission factors for the tanks were estimated for both the baseline and regulatory scenarios. Third, the fugitive VOC emissions in the baseline and regulatory scenarios were calculated by multiplying the number of tanks and loading racks with their emission factors. Fourth, incremental VOC emissions (emissions reductions) were calculated by obtaining the differences between the baseline and regulatory VOC emissions.

The E3MC, developed by the Department, was used to prepare the baseline air quality data that feeds into the GEM-MACH model. This is an economy-wide model that captures the interactions between the environment and the economy. The E3MC has two components: Energy 2020 and The Informetrica Model. Energy 2020 is an integrated, multi-region, multi-sector North American model that simulates the supply, price, and demand for all fuels. The Informetrica Model is a macroeconomic model of the Canadian economy used to examine consumption, investment, production, and trade decisions. The baseline air quality data comes from Energy 2020. This baseline contains various estimates of air pollutants such as VOCs, particulate matter (PM), sulphur dioxides, nitrogen oxides, and more.

## Modèles d'estimation

Un modèle d'analyse coûts-avantages (ACA) a été élaboré afin de quantifier les avantages et les coûts, établir leur valeur pécuniaire et estimer les émissions fugitives de COV (décrites plus en détail ci-dessous) dans les scénarios réglementaire et de référence. Une fois les estimations des émissions fugitives de COV faites, le modèle énergie-émissions-économie du Canada (E3MC) et le modèle Global Environnemental Multi-échelle - Modélisation de la qualité de l'Air et de la CHimie (GEM-MACH) du Ministère ont été utilisés pour déterminer les changements dans les concentrations dans l'air ambiant entre les deux scénarios. Le modèle de l'Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (OEBQA) du ministère de la Santé a ensuite été utilisé pour estimer les effets de ces changements sur la santé. De même, le Modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 (MEQA2) du Ministère a été utilisé pour estimer les avantages pour l'environnement. Ces modèles font l'objet d'un examen par des pairs.

Le modèle d'ACA, élaboré par le Ministère, a été utilisé pour estimer les émissions de COV en estimant d'abord le nombre de réservoirs et de rampes de chargement. Puis, les coefficients d'émission associés aux réservoirs ont été estimés pour les scénarios réglementaire et de référence. Ensuite, les émissions fugitives de COV dans les scénarios réglementaire et de base ont été calculées en multipliant le nombre de réservoirs et de rampes de chargement par leurs coefficients d'émission. Enfin, les émissions différentielles de COV (réductions des émissions) ont été calculées d'après les différences entre les émissions de COV dans le scénario de référence et le scénario réglementaire.

Le modèle nommé E3MC, élaboré par le Ministère, a été utilisé pour préparer les données de référence sur la qualité de l'air qui alimentent le modèle GEM-MACH. Il s'agit d'un modèle pour l'ensemble de l'économie qui prend en compte les interactions entre l'environnement et l'économie. Il comporte deux composantes : Énergie 2020 et le modèle Informetrica. Énergie 2020 est un modèle intégré nord-américain multirégional et multisectoriel qui simule l'offre, le prix et la demande pour tous les combustibles. Le modèle Informetrica est un modèle macroéconomique de l'économie canadienne utilisé pour examiner les décisions relatives à la consommation, aux investissements, à la production et au commerce. Les données de référence sur la qualité de l'air proviennent du modèle Énergie 2020. Ces données de référence contiennent diverses estimations relatives aux polluants atmosphériques, comme les COV, les particules, le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote, etc.

The GEM-MACH model, also developed by the Department, is an air quality modelling system that generated data on the changes in air pollutant concentrations using the VOC emission reductions estimated by the CBA model. It is a replacement of the former A Unified Regional Air-quality Modelling System, with a detailed representation of atmospheric chemistry and meteorological processes, and a better resolution. The model's forecast domain covers most of Canada, the continental United States, and northern Mexico. Version 3.0 of the GEM-MACH model, which has been operational since 2019, was used in this analysis. The model generated data that demonstrate incremental impacts (i.e. differences between the baseline and regulatory scenarios) for ozone, particulate matter up to 10 micrometres in size, carbon monoxide, and visual range. However, there were no noticeable impacts on PM<sub>2.5</sub>, sulphur dioxide and nitrogen dioxide.

The **AQBAT**, a model developed by the Department of Health, was used to estimate the human health benefits (i.e. the impacts of avoided adverse health effects and the dollar value of the reduction in health damages) due to modelled changes in air pollutant concentrations generated by the GEM-MACH model. The model incorporates the changes in air pollutant concentrations along with data on Canadian populations, health endpoint occurrence rates and concentration-response functions to estimate the number of adverse morbidities and premature mortalities. In addition, the AQBAT provides economic valuation estimates of those health impacts, considering the potential social, economic and public welfare consequences of the health outcomes, including medical costs, reduced workplace productivity, pain and suffering, as well as impacts of increased mortality risk.

The AQVM2 was used to estimate environmental benefits using the modelled changes in air pollutant concentrations generated by the GEM-MACH model. This is a computer simulation tool, whose purpose is to value the environmental costs or benefits associated with a change in air quality. In this analysis, the baseline air quality for a modelled year was compared to the air quality due to the proposed Regulations to estimate the incremental impacts on the environment (environmental benefits). The incremental impacts were then valued in monetary terms. There are three types of environmental impacts in the AQVM2: changes to crop productivity from summer ozone levels; changes in visibility from particulate matter;

Le modèle GEM-MACH, également élaboré par le Ministère, est un système de modélisation de la qualité de l'air qui génère des données sur les changements dans les concentrations de polluants atmosphériques en se fondant sur les réductions des émissions de COV estimées par le modèle d'ACA. Il remplace l'ancien Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air et fournit une représentation détaillée de la chimie atmosphérique et des processus météorologiques ainsi qu'une résolution plus précise. Le domaine de prévision du modèle couvre la majeure partie du Canada, la zone continentale des États-Unis et le nord du Mexique. La version 3.0 du modèle GEM-MACH, qui est en vigueur depuis 2019, a été utilisée dans le cadre de cette analyse. Le modèle a généré des données qui démontrent les effets différentiels (c'est-à-dire les différences entre le scénario de référence et le scénario réglementaire) pour l'ozone, les particules de moins de 10 micromètres, le monoxyde de carbone et la portée visuelle. Il n'y avait cependant aucun effet apparent sur les particules fines (PM<sub>2,5</sub>), le dioxyde de soufre et le dioxyde d'azote.

L'**OEBCA**, un modèle élaboré par le ministère de la Santé, a été utilisé afin d'estimer les avantages pour la santé humaine (c'est-à-dire les incidences de l'évitement des effets néfastes sur la santé et la valeur en dollars de la réduction des dommages en matière de santé) découlant des changements modélisés dans les concentrations de polluants atmosphériques générés par le modèle GEM-MACH. Le modèle tient compte des changements dans les concentrations de polluants atmosphériques ainsi que des données sur les populations canadiennes, des taux sur l'occurrence des problèmes de santé et des fonctions concentration-réponse pour estimer le nombre de cas de morbidité et de décès prématuré. Par ailleurs, l'OEBCA estime la valeur économique de ces effets sur la santé en tenant compte des éventuelles conséquences sociales, économiques et pour le bien-être public des résultats en matière de santé, dont les coûts médicaux, la réduction de la productivité en milieu de travail, la douleur et la souffrance ainsi que les effets d'une hausse du risque de mortalité.

Le MEQA2 a été utilisé afin d'estimer les avantages pour l'environnement en se fondant sur les changements modélisés dans les concentrations de polluants atmosphériques générés par le modèle GEM-MACH. Il s'agit d'un outil informatique de simulation conçu pour évaluer les coûts ou les avantages environnementaux associés à un changement dans la qualité de l'air. Dans le cadre de cette analyse, la qualité de l'air de référence pour une année modélisée a été comparée à la qualité de l'air qui sera obtenue grâce au projet de règlement en vue d'estimer les effets différentiels sur l'environnement (les avantages pour l'environnement). Les effets différentiels ont ensuite été évalués du point de vue pécuniaire. Il existe trois types

and surface soiling of buildings from coarse particulates. Valuation of the three types of impacts sum up to the environmental benefits for the proposed Regulations.

#### Baseline scenario

In the baseline scenario, regulated facilities would continue to meet existing regulatory requirements or continue voluntary practices for controlling VOC emissions. This includes voluntary national CCME instruments and mandatory provincial or municipal measures.<sup>24</sup> Regulated facilities that are currently subject to existing regulatory requirements are shown in Table 6.

de répercussions sur l'environnement dans le cadre du MEQA2 : les changements à la productivité des cultures en raison du taux d'ozone pendant l'été; les changements à la visibilité causés par les particules; et la salissure des surfaces des immeubles en raison des particules grossières. L'évaluation de ces trois types de répercussions permet d'obtenir les avantages pour l'environnement du projet de règlement.

#### Scénario de référence

Dans le scénario de référence, les installations réglementées continueraient de satisfaire aux exigences réglementaires actuelles ou d'appliquer les pratiques volontaires de contrôle des émissions de COV. Cela comprend les instruments volontaires du CCME ainsi que les mesures provinciales ou municipales obligatoires<sup>24</sup>. Les installations réglementées qui sont actuellement assujetties aux exigences réglementaires déjà en vigueur figurent dans le tableau 6.

**Table 6: Regulated facilities that are currently subject to existing regulatory requirements**

Province/territory	Scope of coverage	Cities	Facility count	Details of coverage
NL	Province-wide	All	14	Vapour control and storage tank design, inspection and maintenance
QC	Province-wide	All	27	Storage tank design
QC	Montréal Municipality	Montréal	7	Vapour control and storage tank design, inspection and maintenance
QC	Montréal Municipality	Montréal-Est	2	Vapour control and storage tank design, inspection and maintenance
ON	Province-wide	All	61	Vapour control and storage tank design, inspection and maintenance
BC	Metro Vancouver Municipality	Vancouver	1	Vapour control for gasoline loading
BC	Metro Vancouver Municipality	North Vancouver	1	Vapour control for gasoline loading
BC	Metro Vancouver Municipality	Burnaby	6	Vapour control for gasoline loading
Other	n/a	n/a	124	No provincial or municipal practices
National	n/a	n/a	243	CCME practices

**Tableau 6 : Installations réglementées actuellement assujetties aux exigences réglementaires déjà en vigueur**

Province / territoire	Champ d'application	Villes	Nombre d'installations	Détails du champ d'application
T.N.L.	À l'échelle de la province	Toutes	14	Contrôle des vapeurs et conception, inspection et entretien des réservoirs de stockage
Qc	À l'échelle de la province	Toutes	27	Conception des réservoirs de stockage

<sup>24</sup> Refer to the "Background" section for further details regarding these requirements in the provinces of Ontario and Newfoundland and Labrador, and in the municipalities of Montréal and Metro Vancouver.

<sup>24</sup> Veuillez consulter la section « Contexte » afin d'obtenir de plus amples détails sur ces exigences dans les provinces de l'Ontario et de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que dans les municipalités de Montréal et de Metro Vancouver.

Province / territoire	Champ d'application	Villes	Nombre d'installations	Détails du champ d'application
Qc	Municipalité de Montréal	Montréal	7	Contrôle des vapeurs et conception, inspection et entretien des réservoirs de stockage
Qc	Municipalité de Montréal	Montréal-Est	2	Contrôle des vapeurs et conception, inspection et entretien des réservoirs de stockage
Ont.	À l'échelle de la province	Toutes	61	Contrôle des vapeurs et conception, inspection et entretien des réservoirs de stockage
C.B.	Municipalité de Metro Vancouver	Vancouver	1	Contrôle des vapeurs émises pendant le chargement d'essence
C.B.	Municipalité de Metro Vancouver	North Vancouver	1	Contrôle des vapeurs émises pendant le chargement d'essence
C.B.	Municipalité de Metro Vancouver	Burnaby	6	Contrôle des vapeurs émises pendant le chargement d'essence
Autre	s.o.	s.o.	124	Aucune pratique provinciale ni municipale
Canada	s.o.	s.o.	243	Pratiques du CCME

### Regulatory scenario

Under the regulatory scenario, all regulated facilities would be required to implement the emissions control equipment, inspection and record-keeping requirements, as summarized in the “Description” section. Tanks and loading equipment that were in service before the date of final publication would be subject to a phased implementation period of one to seven years. Tanks and loading equipment that enter service after the date of final publication would be immediately subject to all requirements.

### Incremental benefits

The primary objective of the proposed Regulations is to improve human health. In addition, the proposed Regulations would generate co-benefits including environmental benefits, climate change benefits and recovered products.

The proposed Regulations would reduce VOC emissions by approximately 494 kt over the analytical period. This reduction would occur over the analytical period, as illustrated in Figure 2. The reduction in VOC emissions is expected to improve air quality, thereby generating health and environmental benefits. Another co-benefit of the proposed Regulations would be a reduction in methane emissions of approximately 8 kt over the analytical period. The reduction in methane emissions is expected to reduce GHG emissions and thus reduce climate damages.

### Scénario réglementaire

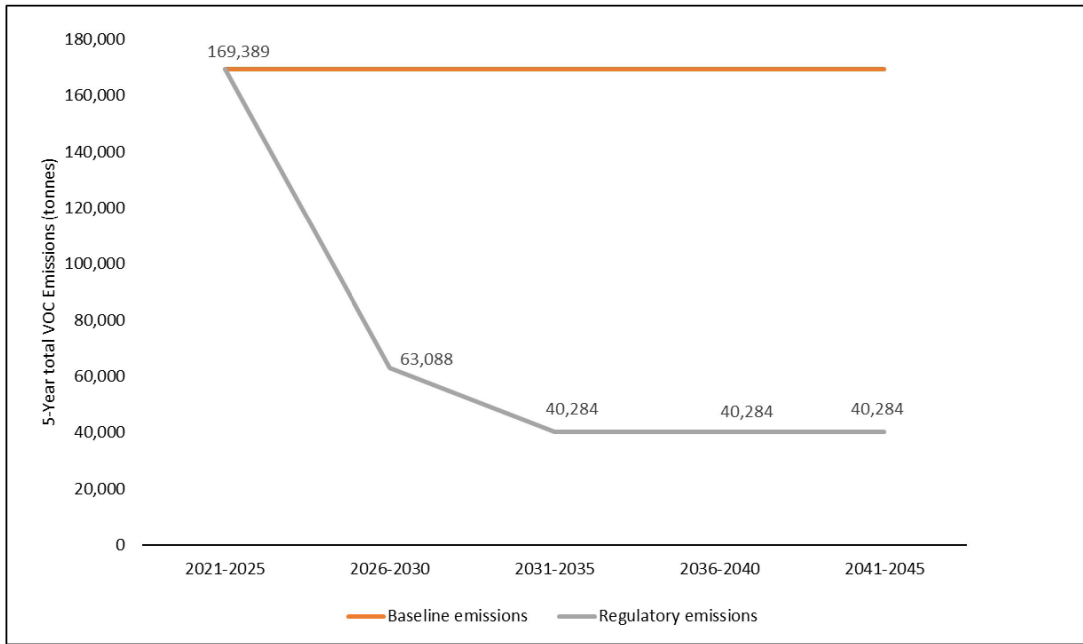
Dans le scénario réglementaire, toutes les installations réglementées seraient tenues de mettre en œuvre les exigences relatives à l'équipement de contrôle des émissions, à l'inspection et à la tenue de documents, comme le précise la section « Description ». Les réservoirs et l'équipement de chargement déjà en service avant la date de publication finale seront soumis à une période de mise en œuvre progressive qui s'échelonnera sur un à sept ans. Les réservoirs et l'équipement de chargement qui entreraient en service après la date de la publication finale seront immédiatement assujettis à toutes les exigences.

### Avantages supplémentaires

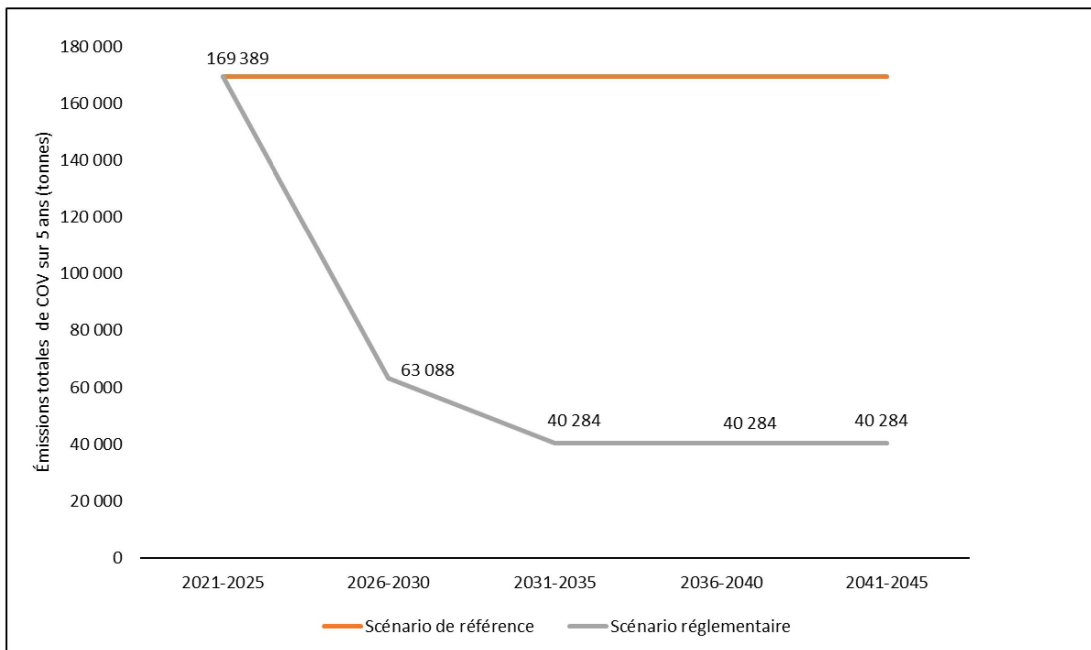
L'objectif premier du projet de règlement est d'améliorer la santé humaine. En plus de cela, le projet de règlement générerait des avantages connexes dans les domaines de l'environnement, de la lutte aux changements climatiques et de la récupération de produits.

Le projet de règlement réduirait les émissions de COV d'environ 494 kt au cours de la période d'analyse. Cette réduction se produirait au fil de la période d'analyse, comme l'illustre la figure 2. La réduction des émissions de COV devrait améliorer la qualité de l'air et, par le fait même, entraîner des avantages pour la santé et l'environnement. Un autre avantage connexe du projet de règlement serait une réduction des émissions de méthane d'environ 8 kt au cours de la période d'analyse. La réduction des émissions de méthane devrait se traduire par une réduction de GES et ainsi réduire les dommages causés par les changements climatiques.

**Figure 2: VOC emissions (excluding methane) in the baseline and regulatory scenarios**



**Figure 2 : Émissions de COV (à l'exclusion du méthane) dans le scénario de référence et le scénario réglementaire**



Overall, the proposed Regulations would yield total benefits of approximately \$1.43 billion to Canadians and industry over the analytical period, or \$87.5 million annualized. Specific benefits, including health, environmental, climate change and production benefits are discussed below.

Globalement, le projet de règlement entraînerait des avantages totaux estimés à 1,43 milliard de dollars pour la population canadienne et l'industrie durant la période d'analyse, soit 87,5 millions de dollars en dollars annualisés. Des avantages précis, notamment en matière de santé, d'environnement, de lutte aux changements climatiques et de production, sont examinés ci-dessous.



## Health benefits

Air quality improvements are expected in the form of reductions in the contribution of VOCs to ambient concentrations of particulate matter (PM<sub>2,5</sub>) and ground-level ozone as well as in releases of carcinogenic VOCs, including benzene. Consequently, the estimated VOC emission reductions attributed to the proposed Regulations would reduce these specific adverse impacts on the health of people living in Canada, thereby generating health benefits.

### Health benefits from reductions of VOC releases

Extensive scientific research in Canada<sup>25</sup> and around the world has shown that any increase in air pollution exposure results in an increase in per capita risk of adverse health effects, including exacerbation of respiratory symptoms, development of disease and premature death. The relationship between exposure to each pollutant (e.g. PM<sub>2,5</sub> or ground-level ozone) and the associated change in health risk has been quantified for individual health outcomes. The Department of Health's Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) incorporates those relationships along with data on Canadian populations to estimate the change in the incidence of illnesses and adverse health outcomes, including the number of premature deaths, associated with a change in air pollution. In addition, the AQBAT provides economic valuation estimates for those health impacts, considering the potential social, economic, and public welfare consequences of the health outcomes, including medical costs, reduced workplace productivity, pain and suffering, and the impacts of changes in mortality risk.

Air quality modelling was undertaken for the year 2031, the year of full implementation for reductions, which begin in 2026. The Department of Health used the modelled air quality results for 2031 to estimate the annual health impacts for each year during the analytical period. Specifically, the Department of Health extrapolated the health impact results from 2031 to the other calendar years, considering changes in population, baseline incidences of disease and mortality, and the estimated VOC emission reductions for each year.

VOC emissions contribute to the formation of secondary PM<sub>2,5</sub> and ground-level ozone in the atmosphere. It is estimated that over the period of analysis, air quality improvements attributed to the proposed Regulations would result in 150 fewer premature deaths. In addition, better air quality is expected to result in 31 000 fewer days of asthma symptoms among asthmatics aged 5 to 19, and 91 000 fewer days of restricted activity among

## Avantages pour la santé

On s'attend à une amélioration de la qualité de l'air découlant de la réduction de COV dans les concentrations ambiantes de matières particulaires (PM<sub>2,5</sub>) et d'ozone troposphérique, et de la réduction de rejet de COV cancérigènes, y compris le benzène. Par conséquent, les réductions d'émissions de COV estimées découlant du projet de règlement réduiraient les effets nuisibles sur la santé de la population vivant au Canada, ce qui se traduirait par des bienfaits sur la santé de la population.

### Avantages pour la santé découlant de la réduction de rejets de COV

Des recherches approfondies menées au Canada<sup>25</sup> et ailleurs dans le monde démontrent que toute augmentation de l'exposition à la pollution atmosphérique augmente le risque d'effets nuisibles sur la santé des habitants : augmentation de symptômes respiratoires, développement de maladies, mort prématurée et autres. Le lien établi entre l'exposition à chacun des polluants (par exemple PM<sub>2,5</sub> ou ozone troposphérique) et la variation du risque associée ont été quantifiés pour chaque effet sur la santé. L'Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (OEBQA) du ministère de la Santé tient compte de ces relations et des données sur les populations canadiennes pour estimer l'incidence de maladies, le nombre de décès prématurés et d'autres effets associés à une variation de la pollution atmosphérique. L'OEBQA attribue aussi une valeur financière à ces effets sur la santé en considérant les conséquences sociales, économiques et de bien-être public possibles, y compris les coûts médicaux, la réduction de la productivité au travail, la douleur, la souffrance et l'impact des variations sur le risque de mortalité.

La modélisation de la qualité de l'air est effectuée à partir de l'année 2031, moment où les réductions entreprises à compter de 2026 seront pleinement mises en œuvre. Le ministère de la Santé s'appuie sur les résultats de la modélisation de 2031 pour estimer les effets sur la santé associés à chaque année durant la période d'analyse. Plus précisément, le ministère de la Santé a extrapolé à partir des valeurs de 2031 les valeurs des autres années en tenant compte de la variation de la population, des niveaux de référence de maladies et de mortalité et des réductions estimées d'émissions de COV.

Les émissions de COV contribuent à la formation de PM<sub>2,5</sub> secondaires et d'ozone troposphérique. On estime qu'au cours de la période d'analyse, l'amélioration de la qualité de l'air découlant du projet de règlement entraînera une diminution du nombre de morts prématurées de l'ordre de 150. De plus, on s'attend à ce que l'amélioration de la qualité de l'air réduise de 31 000 le nombre de jours de symptômes d'asthme chez les asthmatiques âgés de 5 à 19 ans et

<sup>25</sup> Health Impacts of Air Pollution in Canada: Estimates of morbidity and premature mortality outcomes — 2021 Report

<sup>25</sup> Les impacts sur la santé de la pollution de l'air au Canada : Estimations de la morbidité et des décès prématurés — rapport 2021

non-asthmatics. The total present value of health benefits resulting from these air quality improvements is estimated at \$1.05 billion (2022 Canadian dollars) for the analytical period.

As shown in Table 7, aggregate health benefits from the proposed Regulations would be most significant in British Columbia, Quebec, Alberta, and Ontario. Provincial health benefits reflect not only the emission reductions, but also differences in atmospheric conditions and reduced population exposure to these pollutants. The provinces that experience the largest health benefits, in absolute terms, are the provinces with the largest populations and the highest levels of population exposure. Additionally, wind direction and atmospheric conditions play a critical role in the fate and transport of air pollutants and human exposure to air pollution. Emission reductions at facilities that are located upwind of large population centres can have a greater health impact than similar emission reductions at facilities in remoter locations, or in locations that are downwind of major population centres. As a result, health benefits by province may not be directly proportional to emission reductions by province.

Approximately 51% of the health benefits resulting from reduced VOC releases are associated with lower ambient levels of PM<sub>2.5</sub>, and 48% are a result of reductions in ground-level ozone. Less than 1% are due to the reduction in levels of other pollutants captured in the Department of Health’s model (AQBAT), including nitrogen dioxide.

de 91 000 le nombre de jours d’activité restreinte chez les non-asthmatiques. La valeur totale actualisée des bienfaits sur la santé résultant de ces améliorations est estimée à 1,05 milliard de dollars (en dollars canadiens de 2022) pour l’ensemble de la période d’analyse.

Comme le montre le tableau 7, les avantages globaux pour la santé découlant du projet de règlement seraient les plus importants en Colombie-Britannique, au Québec, en Alberta et en Ontario. Les avantages provinciaux tiennent non seulement compte des réductions d’émissions, mais aussi des différentes conditions atmosphériques et de la réduction de l’exposition de la population à ces polluants. En chiffres absolus, les provinces qui affichent le plus d’effets bénéfiques sur la santé sont celles qui comptent le plus d’habitants et présentent les plus hauts taux d’exposition au sein de la population. De plus, la direction du vent ainsi que les conditions atmosphériques jouent un rôle crucial dans l’évolution et le déplacement des polluants atmosphériques et dans l’exposition humaine. Les réductions des émissions dans les installations situées en amont de zones fortement peuplées par rapport à la direction du vent peuvent avoir des retombées plus importantes que des réductions de même ampleur dans les installations en région éloignée ou situées en aval des grandes agglomérations. Par conséquent, il se peut que les avantages sur la santé ne soient pas directement proportionnels aux réductions d’émissions par province.

Environ 51 % des avantages pour la santé résultant de la réduction des rejets de COV sont attribuables à la diminution de la concentration ambiante de PM<sub>2.5</sub>, tandis que 48 % sont attribuables à la réduction de l’ozone troposphérique. Moins de 1 % sont attribuables à la réduction d’autres polluants étudiés dans le modèle du ministère de la Santé (OEBQA), y compris le dioxyde d’azote.

**Table 7: Cumulative health benefits (reduction in adverse health outcomes and economic benefits) associated with air quality improvements (2024–2045)**

Province	Reduction in premature deaths (number)	Reduction in asthma symptom days in asthmatics aged 5 to 19	Reduction in days of restricted activity in non-asthmatics	Economic health benefits from reduction in PM <sub>2.5</sub> (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)	Health benefits from reduction in annual and summer ground-level ozone (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)	Total health benefits from reduction in all pollutants (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)
QC	42	7 800	23 000	155.1	144.5	302.5
ON	24	5 200	12 000	66.7	100.5	167.4
AB	31	8 600	26 000	134.6	89.3	223.9
BC	39	7 900	23 000	130.4	148.6	281.4
Other	10	1 900	7 000	48.8	25	73.9
Canada	150	31 000	91 000	535.5	507.9	1,049.0



**Tableau 7 : Cumulatif des effets bénéfiques (réduction des effets nuisibles sur la santé et retombées économiques) associés à l'amélioration de la qualité de l'air (2024-2045)**

Province	Réduction dans les décès prématurés (nombre)	Réduction dans les jours de symptômes d'asthme chez les asthmatiques de 5 à 19 ans	Réduction dans les jours d'activité restreinte chez les non-asthmatiques	Retombées économiques des bienfaits sur la santé liés à la réduction de PM <sub>2,5</sub> (en millions de dollars de 2022 actualisés à 2 %)	Retombées économiques des bienfaits sur la santé liés à la réduction annuelle et estivale d'ozone troposphérique (en millions de dollars de 2022 actualisés à 2 %)	Valeur totale des avantages liés à la réduction de tous les polluants (en millions de dollars de 2022 actualisés à 2 %)
Qc	42	7 800	23 000	155,1	144,5	302,5
Ont.	24	5 200	12 000	66,7	100,5	167,4
Alb.	31	8 600	26 000	134,6	89,3	223,9
C.-B.	39	7 900	23 000	130,4	148,6	281,4
Autre	10	1 900	7 000	48,8	25	73,9
Canada	150	31 000	91 000	535,5	507,9	1 049,0

Figures may not add up to totals due to rounding.

These values represent economic benefits considering the potential welfare impacts associated with treatment costs, lost productivity, pain and suffering, and changes in mortality risk. For a detailed explanation of these values see the AQBAT 3.0 User Guide.<sup>26</sup>

### Health benefits from reduced VOC releases from bulk plants

In addition to the monetized health benefits estimated using the AQBAT, the proposed Regulations are expected to reduce VOC emissions from bulk plants, estimated at about 8 kt in total. However, locations of these bulk plants are not known, and therefore their emission reductions were not included in the modelling of air quality impacts (health and environmental impacts). It is expected that a reduction of VOC emissions from bulk plants would result in additional local air quality improvements.

### Health benefits of reductions in carcinogenic substances

The proposed Regulations would reduce emissions of toxic substances such as benzene, a known human carcinogen. The Department of Health recommends reducing exposure to carcinogens like benzene wherever feasible.

<sup>26</sup> Judek S.; Stieb D.; Xi G.; Jovic B.; Edwards B. (2019). Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) – User Guide – Version 3. Healthy Environments and Consumer Safety Branch, Health Canada. 205 pp.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

Les valeurs qui figurent dans le tableau présentent les retombées économiques en fonction des possibles effets sur le bien-être de la population associés aux coûts de traitement, à la perte de la productivité, à la douleur, à la souffrance et à la variation du risque de mortalité. Pour voir une explication complète de ces valeurs, consulter la version 3.0 du Guide de l'utilisateur de l'OEBQA<sup>26</sup>.

### Avantages sur la santé découlant de la réduction de rejets de COV provenant des dépôts routiers

En plus des avantages monétaires estimés à l'aide de l'OEBQA, on s'attend à ce que le projet de règlement réduise d'environ 8 kt les émissions totales de COV provenant des dépôts routiers. L'emplacement de ces installations n'étant pas connu, leurs réductions d'émissions n'ont pas été incluses dans la modélisation des répercussions associées à la qualité de l'air (impacts sur la santé et sur l'environnement). La réduction d'émissions de COV provenant des dépôts routiers devrait néanmoins améliorer encore davantage la qualité de l'air environnant.

### Avantages sur la santé découlant de la réduction de substances cancérigènes

Le projet de règlement réduirait les émissions de substances toxiques comme le benzène, un agent cancérigène connu chez les humains. Le ministère de la Santé recommande de réduire le plus possible l'exposition à de tels

<sup>26</sup> Judek S.; Stieb D.; Xi G.; Jovic B.; Edwards B. Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (OEBQA) – Guide de l'utilisateur, version 3, 2019. Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs, Santé Canada, 205 p.

Although the benefits of these reductions were not quantified, they are expected to increase the overall health benefits estimated above.

### Environmental benefits

VOC emissions can lead to the formation of particulate matter and ozone, both of which negatively affect vegetation, soils, water, wildlife, materials, as well as the overall quality of the ecosystem. Chronic exposure to ozone may result in crop yield losses, degradation of vegetation, reduced timber growth and premature livestock mortalities and illnesses. Degraded visibility associated with particulate suspension and smog may negatively affect residential welfare, tourism and the benefits from outdoor recreational activities. Particulate matter deposition is also associated with soiling and structural damage, which may lead to higher cleaning and maintenance costs. It is expected that the proposed Regulations would reduce associated economic costs for the agri-food and forestry industries and therefore result in environmental benefits.

Using the AQVM2, the Department estimated the environmental impacts of air quality improvements on soiling, visibility and crop productivity associated with the proposed Regulations, based on the comparison of the baseline scenario versus the policy scenario. The economic indicators to assess these impacts for soiling, visibility and crop productivity are respectively the avoided cost to households, the change in household welfare and the change in sales revenues for crop producers. Air quality modelling was undertaken for the year 2031, the year of full implementation for reductions that begin in 2026. The Department used the modelled air quality results for 2031 to estimate the annual impacts for each year during the analytical period. Specifically, the environmental impacts were extrapolated from 2031 to the other calendar years, considering changes in population and the estimated VOC emission reductions for each year.

The total present value of environmental benefits resulting from air quality improvements attributable to the proposed Regulations is estimated at \$14.2 million for the analytical period. Table 8 presents the cumulative environmental benefits, broken down by impact and by province/territory. The largest portion of these benefits is in Alberta, which is consistent with the larger emission reductions occurring in this province. The estimates should be considered conservative since only the impacts on soiling, visibility and agricultural productivity were assessed by the AQVM2. As pollutant emissions can travel over large distances, environmental benefits in some provinces may be partly attributable to emission reductions from adjacent provinces.

agents cancérigènes. Bien que les avantages associés à ces réductions n'aient pas été quantifiés, ils devraient normalement contribuer à augmenter globalement les effets bénéfiques estimés plus hauts.

### Avantages environnementaux

Les émissions de COV peuvent mener à la formation de matières particulaires et d'ozone qui nuisent à la végétation, aux sols, à l'eau, à la faune, aux matériaux et à la qualité globale des écosystèmes. L'exposition chronique à l'ozone peut nuire au rendement des récoltes, dégrader la végétation, réduire la croissance des arbres et causer des décès prématurés et des maladies au sein du bétail. La visibilité amoindrie associée aux particules en suspension et au smog peut nuire à la qualité de vie résidentielle, au tourisme et aux effets bénéfiques des activités de plein air. Le dépôt de matières particulaires est également associé aux souillures et aux dommages structurels, des effets susceptibles de faire augmenter la facture de nettoyage et d'entretien. On s'attend à ce que le projet de règlement réduise les coûts économiques associés aux industries agroalimentaire et forestière, ce qui se traduira par des avantages environnementaux.

En utilisant le MEQA2, le Ministère a évalué les retombées environnementales que l'amélioration de la qualité de l'air entraînera sur la souillure, la visibilité et la productivité des récoltes dans le contexte du projet de règlement, en comparant un scénario de référence et un scénario réglementaire. Les indicateurs économiques permettant d'évaluer ces effets sont respectivement les coûts évités pour les ménages, la modification du bien-être des ménages et la modification du revenu des ventes pour les producteurs agricoles. La modélisation de la qualité de l'air a été effectuée à partir de l'année 2031, moment où les réductions entreprises à compter de 2026 seront pleinement mises en œuvre. Le Ministère s'est appuyé sur les résultats de la modélisation de 2031 pour estimer les effets associés à chaque année durant la période d'analyse. Plus spécifiquement, le Ministère a extrapolé à partir des valeurs de 2031 l'impact environnemental des autres années en tenant compte de la variation de la population et des réductions estimées d'émissions de COV pour chaque année.

La valeur actuelle totale des avantages environnementaux découlant du projet de règlement est estimée à 14,2 millions de dollars pour la période d'analyse. Le tableau 8 présente les avantages environnementaux cumulatifs répartis selon l'impact et la province ou le territoire. C'est l'Alberta qui en tirera le plus d'avantages, ce qui est logique puisque c'est dans cette province que les émissions seront le plus réduites. Il s'agit là d'estimations conservatrices dans la mesure où le MEQA2 n'évalue que l'impact sur la souillure, la visibilité et la productivité agricole. Puisque les émissions de polluants peuvent voyager sur de grandes distances, les avantages environnementaux dans certaines provinces peuvent être attribuables à des réductions d'émissions dans les provinces adjacentes.

**Table 8: Cumulative environmental benefits (2024–2045, in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Province/Territory	Soiling/Avoided costs for households	Visibility/Change in welfare for households	Crop productivity/ Change in sales revenues for crop producers	Total
NL	0	0.02	0	0.02
PE	0	0.04	0	0.05
NS	0.03	0.14	0	0.18
NB	0	0.02	0	0.03
QC	0.59	1.68	0.42	2.68
ON	0.24	0.13	1.64	2.01
MB	0.15	0.32	0.18	0.65
SK	0.08	0.17	0.41	0.65
AB	1.47	3.05	0.50	5.03
BC	0.94	1.93	0	2.88
YT	0	0	0	0
NT	0	0	0	0
NU	0	0	0	0
Canada	3.52	7.49	3.18	14.19

Note: Figures may not add up to totals due to rounding. Benefit estimates below \$10,000 are presented as "0".

**Tableau 8 : Avantages environnementaux cumulatifs (2024-2045, en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Province/territoire	Souillure/Coûts évités pour les ménages	Visibilité/Modification du bien-être des ménages	Productivité des récoltes/Modification du revenu des ventes pour les producteurs agricoles	Total
T.-N.-L.	0	0,02	0	0,02
Î.-P.-É	0	0,04	0	0,05
N.-É.	0,03	0,14	0	0,18
N.-B.	0	0,02	0	0,03
Qc	0,59	1,68	0,42	2,68
Ont.	0,24	0,13	1,64	2,01
Man.	0,15	0,32	0,18	0,65
Sask.	0,08	0,17	0,41	0,65
Alb.	1,47	3,05	0,50	5,03
C.-B.	0,94	1,93	0	2,88
Yn	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	0	0
Nt	0	0	0	0
Canada	3,52	7,49	3,18	14,19

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués. Les estimations d'avantages inférieures à 10 000 \$ sont indiquées comme « 0 ».

Over the analytical period, avoided household cleaning costs of about \$3.5 million are expected. These benefits should be considered conservative as they do not account for avoided cleaning costs in the commercial and industrial sectors.

Based on the willingness to pay for improved visual range and air quality changes, the AQVM2 estimates the monetary change in welfare for different levels of deciviews.<sup>27</sup> Welfare gains from improved visibility in the residential sector are approximately \$7.5 million over the analytical period.

Reductions in VOC emissions decrease ambient concentrations of ground-level ozone, which may result in higher crop yields. National benefits from increased crop productivity, expressed in the present value of sales revenue over the analytical period, are expected to be approximately \$3.2 million, with most of the benefits accruing in Ontario.

Reducing VOC emissions may also have other environmental benefits. For instance, the associated reduction in concentrations of ozone and particulate matter may benefit forest ecosystem health, while visibility improvements may result in higher enjoyment of recreation and increased tourism revenues. In addition, lower levels of ground-level ozone and particulate matter may reduce the risks of illness or premature death in sensitive wildlife or livestock populations, potentially resulting in avoided treatment costs or lower economic losses for the agri-food industry. However, due to data and/or methodological limitations, these benefits have not been quantified by the AQVM2.

### Production benefits

Evaporative emissions from storage and loading operations result in the release of liquid hydrocarbons (e.g. crude oil and gasoline) to the atmosphere as VOC vapours. Consequently, facilities encounter economic losses of liquid hydrocarbon products. The installation, inspection and maintenance of vapour controls on storage tanks (e.g. floating roofs) and loading racks (e.g. vapour recovery units) would allow such products to be recovered throughout the distribution network. This would lead to some economic benefits to storage and loading facilities.

<sup>27</sup> One deciview represents the minimal perceptible change in visibility to the human eye. A reduction of one deciview roughly corresponds to a 10% improvement in visual range, regardless of the initial range. The deciview scale is zero for pristine conditions, and increases as visibility degrades.

Au cours de la période d'analyse, les coûts de nettoyage évités par les ménages devraient s'élever à environ 3,5 millions de dollars. Il faut considérer que les estimations de ces avantages sont prudentes, car elles ne tiennent pas compte des coûts de nettoyage évités dans les secteurs commercial et industriel.

En fonction de la volonté de payer pour améliorer la visibilité et apporter des modifications à la qualité de l'air, le MEQA2 estime le changement monétaire en matière de bien-être correspondant à différents niveaux de deciviews<sup>27</sup>. Les améliorations du bien-être qui découlent d'une meilleure visibilité dans le secteur résidentiel sont d'environ 7,5 millions de dollars au cours de la période d'analyse.

La réduction des émissions de COV diminue les concentrations ambiantes d'ozone troposphérique, ce qui pourrait accroître le rendement des cultures. Les avantages nationaux tirés d'une augmentation de la productivité des cultures (exprimés en valeur courante de chiffre d'affaires au cours de la période d'analyse) devraient s'élever à environ 3,2 millions de dollars et être principalement enregistrés en Ontario.

En outre, la réduction des émissions de COV pourrait avoir d'autres avantages environnementaux. Par exemple, la réduction combinée des concentrations d'ozone et de matière particulaire pourrait favoriser la santé des écosystèmes forestiers, tandis que les améliorations de visibilité pourraient renforcer l'appréciation des loisirs et accroître les revenus du tourisme. En outre, une réduction des niveaux d'ozone troposphérique et de matière particulaire pourrait réduire les risques de maladie ou de mort prématurée chez les populations d'espèces sauvages ou de bétail vulnérables, ce qui permettrait d'éviter des coûts de traitement ou de réduire les pertes économiques dans l'industrie agroalimentaire. Toutefois, en raison du manque de données ou de limites méthodologiques, ces avantages n'ont pas été quantifiés par le MEQA2.

### Avantages pour la production

Les émissions par évaporation qui résultent des activités d'entreposage et de chargement entraînent le rejet d'hydrocarbures liquides (par exemple pétrole brut et essence) dans l'atmosphère sous forme de vapeurs de COV. Par conséquent, les installations subissent des pertes économiques de produits liquides d'hydrocarbures. L'installation, l'inspection et l'entretien de systèmes de contrôle des vapeurs sur les réservoirs de stockage (par exemple les plafonds flottants) et les rampes de chargement (par exemple les unités de contrôle des vapeurs) permettraient de récupérer ces produits tout au long du réseau de distribution. Cette méthode procurerait certains

<sup>27</sup> Un deciview correspond au changement de visibilité minimum perceptible par l'œil humain. Une réduction d'un deciview correspond environ à une amélioration de 10 % de la portée visuelle, indépendamment de la portée initiale. L'échelle deciview est établie à zéro en conditions parfaites et augmente à mesure que la visibilité se dégrade.

avantages économiques aux installations d'entreposage et de chargement.

Production benefits from recovered products were calculated by first estimating the volume of recovered products (crude oil and gasoline) from various facilities as a result of complying with the proposed Regulations. Table 9 and Table 10 provide the volume estimates of the recovered products.

Les avantages pour la production qui sont tirés des produits récupérés ont d'abord été calculés en estimant les volumes de produits récupérés (pétrole brut et essence) à partir des différentes installations concernées par le projet de règlement. Les tableaux 9 et 10 présentent les estimations des volumes de produits récupérés.

**Table 9: Volume estimates of recovered gasoline (thousand litres)**

Province/Territory	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
NL	0	11 400	11 400	11 400	11 400	45 602
PE	0	1 028	1 028	1 028	1 028	4 110
NS	0	3 689	5 096	5 096	5 096	18 977
NB	0	1 368	5 038	5 038	5 038	16 481
QC	0	10 059	12 049	12 049	12 049	46 206
ON	0	8 595	21 403	21 403	21 403	72 803
MB	0	3 261	4 661	4 661	4 661	17 243
SK	0	5 395	10 246	10 246	10 246	36 132
AB	0	22 419	30 632	30 632	30 632	114 314
BC	0	8 635	10 487	10 487	10 487	40 096
YT	0	0	0	0	0	0
NT	0	559	559	559	559	2 236
NU	0	0	0	0	0	0
Canada	0	76 407	112 598	112 598	112 598	414 202

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 9 : Estimations des volumes d'essence récupérés (milliers de litres)**

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
T.-N.-L.	0	11 400	11 400	11 400	11 400	45 602
Î.-P.-É.	0	1 028	1 028	1 028	1 028	4 110
N.-É.	0	3 689	5 096	5 096	5 096	18 977
N.-B.	0	1 368	5 038	5 038	5 038	16 481
Qc	0	10 059	12 049	12 049	12 049	46 206
Ont.	0	8 595	21 403	21 403	21 403	72 803
Man.	0	3 261	4 661	4 661	4 661	17 243
Sask.	0	5 395	10 246	10 246	10 246	36 132
Alb.	0	22 419	30 632	30 632	30 632	114 314
C.-B.	0	8 635	10 487	10 487	10 487	40 096
Yn	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	559	559	559	559	2 236
Nt	0	0	0	0	0	0
Canada	0	76 407	112 598	112 598	112 598	414 202

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

**Table 10: Volume estimates of recovered crude oil (thousand litres)**

Province/Territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NL	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0
NS	0	0	0	0	0	0
NB	0	1	3	3	3	10
QC	0	6	13	13	13	45
ON	0	2	6	6	6	19
MB	0	1	3	3	3	9
SK	0	62	76	76	76	291
AB	0	97	141	141	141	521
BC	0	17	18	18	18	71
YT	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	1	1	1	2
NU	0	0	0	0	0	0
Canada	0	184	261	261	261	968

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 10 : Estimations des volumes de pétrole brut récupérés (milliers de barils)**

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
T.-N.-L.	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	1	3	3	3	10
Qc	0	6	13	13	13	45
Ont.	0	2	6	6	6	19
Man.	0	1	3	3	3	9
Sask.	0	62	76	76	76	291
Alb.	0	97	141	141	141	521
C.-B.	0	17	18	18	18	71
Yn	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0	1	1	1	2
Nt	0	0	0	0	0	0
Canada	0	184	261	261	261	968

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

The production benefits (the dollar value of the recovered products) were then estimated by multiplying the volume of recovered products by the forecasted prices of those recovered products obtained from the E3MC.<sup>28</sup> For

Les avantages pour la production (le montant en dollars des produits récupérés) ont été estimés en multipliant le volume des produits récupérés par les prix prévus de ces produits obtenus à partir de l'E3MC<sup>28</sup>. Pour l'essence, le

<sup>28</sup> E3MC is a comprehensive and integrated model focusing on the interactions between sectors and policies. The model has two components: Energy 2020, which incorporates Canada's energy supply and demand structure, and The Informetrica Model (TIM), a macroeconomic model of the Canadian economy.

<sup>28</sup> E3MC est un modèle exhaustif et intégré mettant l'accent sur les interactions entre les secteurs et les politiques. Le modèle comporte deux composantes : Énergie 2020, qui comprend la structure de l'offre et de la demande d'énergie du Canada, et le modèle Informetrica (TIM), un modèle macroéconomique de l'économie canadienne.

gasoline, provincial volumes were multiplied by provincial prices. However, for crude oil, provincial volumes were multiplied by the Canadian average price of heavy and light crude oil, as crude oil could not be differentiated between heavy and light (note that prices were not available at the provincial level). Table 11 and Table 12 provide the average forecasted fuel prices used in this estimation. The prices were calculated based on the wholesale price without fuel taxes. Gasoline prices were forecasted to increase within the E3MC, while crude oil prices were assumed constant over the years.

volume par province a été multiplié par le prix provincial. Toutefois, pour le pétrole brut, les volumes par province ont été multipliés par le prix moyen du pétrole brut lourd et léger du Canada, car il n'a pas été possible de faire la différence entre le pétrole brut lourd et léger (remarque : les prix ne sont pas disponibles à l'échelon provincial). Les tableaux 11 et 12 présentent les prix moyens prévus pour les carburants utilisés dans cette estimation. Les prix ont été calculés à partir d'un prix de gros hors taxes sur les carburants. On a prévu une augmentation des prix de l'essence selon le modèle E3MC, tandis qu'on a présumé que les prix du pétrole brut resteraient constants au fil des ans.

**Table 11: Average forecasted prices of gasoline (\$ per litre)**

Province/Territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045
NL	0.90	0.91	0.93	0.94	0.94
PE	0.83	0.84	0.86	0.87	0.88
NS	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83
NB	0.80	0.81	0.83	0.84	0.85
QC	0.85	0.86	0.88	0.88	0.89
ON	0.81	0.82	0.84	0.84	0.85
MB	0.84	0.85	0.87	0.88	0.89
SK	0.86	0.87	0.89	0.89	0.90
AB	0.83	0.84	0.86	0.86	0.87
BC	0.99	1.00	1.02	1.03	1.04
YT	1.20	1.21	1.24	1.25	1.26
NT	1.08	1.09	1.12	1.13	1.14
NU	1.20	1.21	1.24	1.25	1.26

**Tableau 11 : Prix moyens prévus pour l'essence (\$/litre)**

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
T.-N.-L.	0,90	0,91	0,93	0,94	0,94
Î.-P.-É.	0,83	0,84	0,86	0,87	0,88
N.-É.	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83
N.-B.	0,80	0,81	0,83	0,84	0,85
Qc	0,85	0,86	0,88	0,88	0,89
Ont.	0,81	0,82	0,84	0,84	0,85
Man.	0,84	0,85	0,87	0,88	0,89
Sask.	0,86	0,87	0,89	0,89	0,90
Alb.	0,83	0,84	0,86	0,86	0,87
C.-B.	0,99	1,00	1,02	1,03	1,04
Yn	1,20	1,21	1,24	1,25	1,26
T.N.-O.	1,08	1,09	1,12	1,13	1,14
Nt	1,20	1,21	1,24	1,25	1,26

**Table 12: Average forecasted prices of crude oil (\$ per barrel)**

Type of crude oil	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045
Canada-heavy crude	62.41	62.41	62.41	62.41	62.41
Canada-light crude	76.99	76.99	76.99	76.99	76.99
Canada-average	69.70	69.70	69.70	69.70	69.70

The production benefits from recovered crude oil was estimated at \$53 million, while that of recovered gasoline was estimated at \$289 million over the analytical period, for a total of \$343 million in recovered products (Table 13).

**Tableau 12 : Prix moyens prévus pour le pétrole brut (\$/baril)**

Type de pétrole brut	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Brut lourd du Canada	62,41	62,41	62,41	62,41	62,41
Brut léger du Canada	76,99	76,99	76,99	76,99	76,99
Moyenne du pétrole canadien	69,70	69,70	69,70	69,70	69,70

Les avantages pour la production de pétrole brut récupéré ont été estimés à 53 millions de dollars, tandis que ceux provenant de l'essence récupérée ont été estimés à 289 millions de dollars au cours de la période d'analyse, pour un total de 343 millions de dollars en produits récupérés (tableau 13).

**Table 13: Production benefit estimates (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Province/territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NL	0	9.6	8.9	8.1	7.4	33.9
PE	0	0.8	0.7	0.7	0.6	2.8
NS	0	2.7	3.5	3.2	2.9	12.2
NB	0	1.1	3.7	3.4	3.1	11.2
QC	0	8.4	9.6	8.8	8.0	34.7
ON	0	6.6	15.3	14.0	12.8	48.7
MB	0	2.6	3.6	3.3	3.0	12.4
SK	0	8.3	12.1	11.0	10.0	41.3
AB	0	23.6	30.2	27.5	25.1	106.4
BC	0	9.1	10.0	9.2	8.4	36.6
YT	0	0	0	0	0	0
NT	0	0.6	0.6	0.5	0.5	2.1
NU	0	0	0	0	0	0
Canada	0	73.3	98.1	89.5	81.6	342.5

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 13 : Estimations des avantages pour la production (en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
T.-N.-L.	0	9,6	8,9	8,1	7,4	33,9
Î.-P.-É.	0	0,8	0,7	0,7	0,6	2,8
N.-É.	0	2,7	3,5	3,2	2,9	12,2
N.-B.	0	1,1	3,7	3,4	3,1	11,2



Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
Qc	0	8,4	9,6	8,8	8,0	34,7
Ont.	0	6,6	15,3	14,0	12,8	48,7
Man.	0	2,6	3,6	3,3	3,0	12,4
Sask.	0	8,3	12,1	11,0	10,0	41,3
Alb.	0	23,6	30,2	27,5	25,1	106,4
C.-B.	0	9,1	10,0	9,2	8,4	36,6
Yn	0	0	0	0	0	0
T.N.-O.	0	0,6	0,6	0,5	0,5	2,1
Nt	0	0	0	0	0	0
Canada	0	73,3	98,1	89,5	81,6	342,5

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

The analysis assumes that (1) the recovered products are exported, combusted abroad, and therefore do not contribute to domestic GHG emissions (as they are not part of domestic consumption); or (2) even if recovered products are consumed locally, they replace the same product and therefore their combustion does not result in incremental GHG emissions.

#### Climate change benefits

Light hydrocarbons dissolved in crude oil can include methane, which can evaporate from crude oil during storage and loading operations; therefore, reducing fugitive VOC releases from the storage and loading of crude oil would also result in the reduction of methane emissions. Methane is a greenhouse gas that contributes to global warming. Climate change benefits from reduction of methane emissions were calculated using the social cost of methane. The first step involved estimating the annual reductions in methane emissions attributable to the proposed Regulations. The annual methane emissions were then combined with the [associated discounted social cost of methane values](#) to provide the estimated benefits of annual reductions in methane emissions. Table 14 provides the estimated reduction in methane emissions.

The proposed Regulations would reduce methane emissions by approximately 8 kt over the analytical period, resulting in climate change benefits (reduced climate change damages) of \$24.3 million.

L'analyse suppose que : (1) les produits récupérés sont exportés et brûlés à l'étranger et, par conséquent, ne contribuent pas aux émissions nationales de GES (car ils ne font pas partie de la consommation nationale); (2) même si les produits récupérés sont brûlés localement, ils remplacent les mêmes produits et que, par conséquent, leur combustion n'entraîne pas d'émissions supplémentaires de GES.

#### Avantages liés aux changements climatiques

Étant donné que les hydrocarbures légers dissous dans le pétrole brut peuvent comporter du méthane, qui peut s'évaporer du pétrole brut au cours des activités d'entreposage et de chargement, la réduction des rejets fugitifs de COV provenant de l'entreposage et du chargement de pétrole brut permettrait également de réduire les émissions de méthane. Le méthane est un GES qui contribue au réchauffement planétaire. Les avantages liés aux changements climatiques qui découlent de la réduction des émissions de méthane ont été calculés à partir du coût social du méthane. La première étape consistait à estimer la réduction annuelle des émissions de méthane réalisée grâce au projet de règlement. Les émissions de méthane annuelles ont ensuite été combinées avec [les valeurs actualisées du coût social du méthane](#) pour estimer les avantages des réductions annuelles des émissions de méthane. Le tableau 14 présente les estimations de réduction d'émissions de méthane.

Le projet de règlement réduira les émissions de méthane d'environ 8 kt pendant la période d'analyse, ce qui entraînera des avantages en matière de changements climatiques (réduction des dommages liés aux changements climatiques) d'environ 24,3 millions de dollars.

#### 14: Estimated reduction in methane emissions (kilotonnes)

Province/territory	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
NL	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
NS	0	0	0	0	0	0
NB	0	0	0	0	0	0.1
QC	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3
ON	0	0	0.1	0.1	0.1	0.2
MB	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4
SK	0	0.5	0.6	0.6	0.6	2.2
AB	0	0.9	1.1	1.1	1.1	4.1
BC	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
YT	0	0	0	0	0	0
NT	0	0	0	0	0	0
NU	0	0	0	0	0	0
Canada	0	1.7	2.0	2.0	2.0	7.8

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 14 : Réduction estimée des émissions de méthane (en kilotonnes)**

Province/territoire	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
T.-N.-L.	0	0	0	0	0	0
Î.-P.-É.	0	0	0	0	0	0
N.-É.	0	0	0	0	0	0
N.-B.	0	0	0	0	0	0.1
Qc	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3
Ont.	0	0	0.1	0.1	0.1	0.2
Man.	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4
Sask.	0	0.5	0.6	0.6	0.6	2.2
Alb.	0	0.9	1.1	1.1	1.1	4.1
C.-B.	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5
Yn	0	0	0	0	0	0
T.-N.-O	0	0	0	0	0	0
Nt	0	0	0	0	0	0
Canada	0	1.7	2.0	2.0	2.0	7.8

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

#### Incremental costs

Overall, the proposed Regulations would impose a total cost of approximately \$1.09 billion to the industry and the Government over the analytical period, or \$67 million annualized. Below is a breakdown of the cost components.

#### Industry costs

In order to comply with the proposed Regulations, the industry would have to carry capital and operating

#### Coûts supplémentaires

Dans l'ensemble, le projet de règlement entraînerait un coût total d'environ 1,09 milliard de dollars pour l'industrie et le gouvernement au cours de la période d'analyse, soit 67 millions de dollars annualisés. Une analyse des éléments de coûts se trouve ci-dessous.

#### Coûts pour l'industrie

Afin de se conformer au projet de règlement, l'industrie devra engager des coûts d'immobilisation et de

costs (compliance costs). In addition, in order to demonstrate compliance with the proposed Regulations, the industry would also have to carry testing, monitoring, and reporting costs (administrative costs). The total costs to the industry are estimated at \$1.08 billion over the analytical period.

### Capital costs

The proposed Regulations would impose costs on the industry to install emission control equipment on large aboveground atmospheric storage tanks and truck, rail and marine loading equipment. Depending on the properties of the petroleum liquids stored and the size of the tanks, the industry would bear costs to equip tanks with a vapour control system, an internal floating roof, an external floating roof, or a pressure-vacuum valve. The industry would also bear costs to equip loading racks with vapour control systems, depending on the product properties and throughput of the loading racks. The capital costs are expected to start in 2026 onwards as regulated facilities would be given two to seven years to install emissions control equipment.

Main tank capital costs associated with the proposed Regulations include performing complete replacement of floating roof seals, retrofitting fixed roof tanks with a new internal floating roof, and installing vapour control system on a fixed roof tank.<sup>29</sup> Likewise, major loading operations capital costs associated with the proposed Regulations include installing vapour balancing units at large bulk plants and installing vapour recovery or destruction systems at truck, rail and marine loading racks.<sup>30</sup>

The first step in estimation of equipment capital costs was to compile the unit costs for the new emissions control equipment to be installed (one-time only) in the storage tanks and loading racks containing liquid petroleum products. The second step was to identify and document the storage tanks and loading racks that require the equipment using reported emissions, data gathered by the Department under CEPA, publicly available information and satellite imagery. The third step was to obtain the facility-level capital costs by multiplying the unit equipment costs by the number of each type of storage tank or loading racks that require the new equipment. The fourth step was to obtain the total capital costs by aggregating

fonctionnement (coûts liés à la conformité). De plus, afin de prouver la conformité au projet de règlement, l'industrie devra aussi engager des dépenses liées aux tests, à la surveillance et aux rapports (coûts administratifs). Les coûts totaux pour l'industrie sont estimés à 1,08 milliard de dollars pendant la période d'analyse.

### Coûts des immobilisations

En raison du projet de règlement, l'industrie devra engager des dépenses pour installer de l'équipement de contrôle des émissions sur les grands réservoirs hors sol à pression atmosphérique et sur l'équipement de chargement des camions, des trains et des navires. En fonction des caractéristiques des hydrocarbures liquides entreposés et de la taille des réservoirs, l'industrie devra engager des dépenses pour équiper les réservoirs d'un système de contrôle des vapeurs, d'un toit flottant interne, d'un toit flottant externe ou d'une soupape de décompression. L'industrie devra aussi procéder à des dépenses pour équiper les rampes de chargement de systèmes de contrôle des vapeurs, en fonction des caractéristiques du produit traité et du débit des rampes. Les coûts des immobilisations devront probablement être engagés dès 2026 puisque les installations réglementées auront de deux à sept ans pour installer l'équipement de contrôle des émissions.

Les principaux coûts en immobilisations pour les réservoirs en lien avec le projet de règlement comprennent le remplacement complet des joints d'étanchéité du toit flottant, la modernisation des réservoirs à toit fixe en installant un nouveau toit flottant interne et l'installation d'un système de contrôle des vapeurs pour les réservoirs à toit fixe<sup>29</sup>. De même, les principaux coûts en immobilisations pour les opérations de chargement en lien avec le projet de règlement comprennent l'installation de systèmes de retour en boucle des vapeurs pour les grands dépôts routiers et l'installation de systèmes de contrôle des vapeurs ou de destruction des vapeurs aux rampes de chargement des camions, des trains et des navires<sup>30</sup>.

La première étape de l'estimation des coûts des immobilisations pour l'équipement consistait à compiler les coûts par unité pour le nouvel équipement de contrôle des émissions à installer (une seule fois) sur les réservoirs et les rampes de chargement qui contiennent des produits pétroliers liquides. La deuxième étape consistait à répertorier et documenter les réservoirs et les rampes de chargement ayant besoin de nouvel équipement à l'aide des données rapportées, des données recueillies par le Ministère en vertu de la LCPE, des renseignements disponibles ouvertement et de l'imagerie satellite. La troisième étape consistait à obtenir les coûts des immobilisations au niveau des installations en multipliant le coût par unité

<sup>29</sup> Applicability would be based on product properties, equipment size and distance from communities.

<sup>30</sup> Applicability would be based on a calculation that considers product properties, throughput, loading type and distance from communities.

<sup>29</sup> L'applicabilité sera fondée sur les caractéristiques du produit, la taille de l'équipement et la distance avec les communautés.

<sup>30</sup> L'applicabilité sera fondée sur un calcul qui tient compte des caractéristiques du produit, du débit, du type de chargement et de la distance avec les communautés.

facility-level capital costs. Table 15 provides the estimated unit equipment costs. These costs were estimated by the Department using factored engineering methods and were intended to capture the total installed cost at a typical site. Data was sourced directly from vendors of emissions control equipment and storage tank manufacturers, with validation from interested parties in the oil and gas sector.

de l'équipement par le nombre de chaque type de réservoir ou de rampe de chargement ayant besoin d'un nouvel équipement. La quatrième étape consistait à obtenir les coûts totaux des immobilisations en agrégeant les coûts des immobilisations au niveau des installations. Le tableau 15 illustre les coûts estimatifs de l'équipement par unité. Ces coûts ont été estimés par le Ministère en utilisant des méthodes d'ingénierie pondérées avec l'objectif de refléter le coût total après l'installation pour un site typique. Les données ont été obtenues directement auprès des vendeurs d'équipement de contrôle des émissions et des fabricants de réservoirs, puis ont été validées par des intervenants intéressés du secteur du pétrole et du gaz.

**Table 15: Estimated unit equipment costs**

Category	Regulatory requirement	Fuel product	One-time capital cost (in 2022 dollars)
Tanks	Perform complete replacement of floating roof seal (26 m diameter tank)	Gasoline / crude oil	\$516,556
Tanks	Retrofit fixed roof tank with new internal floating roof (26 m diameter tank)	Gasoline	\$885,524
Tanks	Retrofit vapour control unit on high benzene internal floating roof tank	Benzene	\$5,088,811
Tanks	Install vapour balancing system at bulk plant	Gasoline	\$241,084
Loading racks	Vapour control system at small truck/rail terminal (< 150 000 m <sup>3</sup> /year)	Gasoline / crude oil	\$2,361,397
Loading racks	Vapour recovery system at medium truck/rail terminal (< 450 000 m <sup>3</sup> /year)	Gasoline / crude oil	\$4,014,375
Loading racks	Vapour recovery system at large truck/rail terminal (> 450 000 m <sup>3</sup> /year)	Gasoline / crude oil	\$8,737,169
Loading racks	Marine loading vapour recovery system (approximately 1 500 000 m <sup>3</sup> /year)	Gasoline / crude oil	\$13,637,068

**Tableau 15 : Coûts estimés de l'équipement, par unité**

Catégorie	Exigence réglementaire	Type de carburant	Coûts non récurrents pour les immobilisations (en dollars de 2022)
Réservoirs	Remplacement complet du joint d'étanchéité du toit flottant (réservoir de 26 m de diamètre)	Essence / pétrole brut	516 556 \$
Réservoirs	Modernisation d'un réservoir à toit fixe par l'installation d'un nouveau toit flottant interne (réservoir de 26 m de diamètre)	Essence	885 524 \$
Réservoirs	Modernisation de l'unité de contrôle des vapeurs pour les réservoirs de liquide à haute teneur en benzène équipés d'un toit flottant interne	Benzène	5 088 811 \$
Réservoirs	Installation d'un système de retour en boucle des vapeurs dans un grand dépôt routier	Essence	241 084 \$
Rampes de chargement	Système de contrôle des vapeurs à un petit terminal pour les camions ou les trains (< 150 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence / pétrole brut	2 361 397 \$
Rampes de chargement	Système de contrôle des vapeurs à un terminal de taille moyenne pour les camions ou les trains (< 450 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence / pétrole brut	4 014 375 \$

Catégorie	Exigence réglementaire	Type de carburant	Coûts non récurrents pour les immobilisations (en dollars de 2022)
Rampes de chargement	Système de contrôle des vapeurs à un grand terminal pour les camions ou les trains (> 450 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence / pétrole brut	8 737 169 \$
Rampes de chargement	Système de contrôle des vapeurs à une rampe de chargement des navires (approximativement 1 500 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence / pétrole brut	13 637 068 \$

The estimated total capital costs for installing emission control equipment on tanks and loading operations are approximately \$828 million from 2026 to 2030 (see Table 16), with a significant portion, around \$695 million, expected to be assumed in 2026. These costs differ across provinces, with the highest expected costs in Alberta, followed sequentially by Ontario, Quebec, British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, Nova Scotia, New Brunswick, Newfoundland and Labrador, and Prince Edward Island. Installation of emission control equipment on aboveground storage tanks is expected to cost \$330 million, while installation of this equipment in loading operations is expected to cost \$498 million.

**Table 16: Incremental capital costs by province/territory — Total (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Province/territory	Cost related to emission control equipment on storage tanks	Cost related to emission control equipment on loading racks	Total cost
NL	2.5	17.0	19.4
PE	0.5	3.9	4.4
NS	1.7	26.3	28.0
NB	6.7	4.8	11.4
QC	37.7	97.9	135.6
ON	84.5	62.2	146.7
MB	12.5	28.4	40.9
SK	37.2	52.2	89.5
AB	116.0	99.2	215.2
BC	28.0	90.5	118.5
YT	0	0	0
NT	2.8	15.4	18.2
NU	0	0	0
Canada	330.1	497.7	827.9

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Les coûts totaux des immobilisations estimés pour l'installation de l'équipement de contrôle des émissions sur les réservoirs et les opérations de chargement sont d'environ 828 millions de dollars de 2026 à 2030 (voir tableau 16), dont une partie importante, soit environ 695 millions de dollars, devrait être encourue en 2026. Ces coûts peuvent varier en fonction de la province, et ils devraient être les plus élevés en Alberta, suivie de l'Ontario, du Québec, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve-et-Labrador, puis de l'Île-du-Prince-Édouard (dans cet ordre). L'installation de l'équipement de contrôle des émissions visant les réservoirs hors sol devrait coûter 330 millions de dollars, tandis que le coût de l'installation de cet équipement pour les opérations de chargement devrait s'élever à 498 millions de dollars.

**Tableau 16 : Coûts supplémentaires pour les immobilisations par province/territoire — Total (en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Province/territoire	Coût pour l'équipement de contrôle des émissions sur les réservoirs	Coût pour l'équipement de contrôle des émissions sur les rampes de chargement	Coût total
T.-N.-L.	2,5	17,0	19,4
Î.-P.-É.	0,5	3,9	4,4
N.-É.	1,7	26,3	28
N.-B.	6,7	4,8	11,4
Qc	37,7	97,9	135,6
Ont.	84,5	62,2	146,7
Man.	12,5	28,4	40,9
Sask.	37,2	52,2	89,5
Alb.	116,0	99,2	215,2
C.-B.	28,0	90,5	118,5
Yn	0	0	0
T.-N.-O.	2,8	15,4	18,2
Nt	0	0	0
Canada	330,1	497,7	827,9

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

Operating costs

The proposed Regulations would require the industry to regularly inspect and repair their storage tanks, loading racks and emission control equipment. Lower explosive level testing would be required for internal floating roof tanks, and seal gap inspection would be required for external floating roof tanks. These operating costs are expected to start in 2026 as regulated facilities would be given two to seven years to install emissions control equipment.

The first step in computing operating costs was estimating the hours of skilled labour required for inspecting, repairing, and maintaining the emissions control equipment installed in storage tanks and loading racks. Second, the annual frequencies for carrying out these activities within the year were estimated. Third, the hourly wage rate for skilled labour was estimated. Fourth, the annual equipment operating costs were estimated by multiplying the hours of labour required for each activity by the annual frequencies for the activity and the hourly wage rate, then aggregating across activities. Fifth, the facility-level annual operating costs were obtained by multiplying the annual equipment operating costs by the number of each type of storage tank or loading rack where new equipment would be installed. Sixth, the total annual operating costs were obtained by aggregating facility-level annual operating costs. Table 17 summarizes the annual equipment operating costs for tanks and loading racks. These costs were estimated using data sourced directly from vendors of emissions control equipment and companies providing inspection, repair, and maintenance services, with validation from interested parties in the oil and gas sector.

Coûts de fonctionnement

Le projet de règlement exigerait que les membres de l'industrie inspectent régulièrement leurs réservoirs, leurs rampes de chargement ainsi que leur équipement de contrôle des émissions, en plus de procéder aux réparations nécessaires. Des tests de limite inférieure d'explosivité seraient requis pour les réservoirs équipés d'un toit flottant interne et une inspection de l'espace autour du joint d'étanchéité serait requise pour les réservoirs équipés d'un toit flottant externe. Ces coûts de fonctionnement débuteront probablement en 2026 puisque les installations réglementées auraient de deux à sept ans pour installer l'équipement de contrôle des émissions.

La première étape du calcul des coûts de fonctionnement a été l'estimation du nombre d'heures de main-d'œuvre qualifiée requises pour inspecter, réparer et entretenir l'équipement de contrôle des émissions installé sur les réservoirs et les rampes de chargement. Deuxièmement, les fréquences annuelles de la réalisation de ces activités au cours de l'année ont été estimées. Troisièmement, le salaire horaire de la main-d'œuvre qualifiée a été estimé. Quatrièmement, les coûts annuels du fonctionnement de l'équipement ont été estimés en multipliant le nombre d'heures de travail requis pour chaque activité par les fréquences annuelles de l'activité et le salaire horaire, puis les résultats pour les diverses activités ont été agrégés. Cinquièmement, les coûts annuels de fonctionnement au niveau des installations ont été obtenus en multipliant les coûts annuels de fonctionnement de l'équipement par le nombre de chaque type de réservoir ou de rampe de chargement où un nouvel équipement serait installé. Sixièmement, le total des coûts de fonctionnement annuels a été obtenu en agrégeant les coûts de fonctionnement annuels au niveau des installations. Le tableau 17 résume les coûts de fonctionnement annuels de l'équipement pour les réservoirs et les rampes de chargement. Ces coûts ont été estimés en utilisant des données obtenues directement auprès des vendeurs d'équipement de contrôle des émissions et des entreprises offrant des services d'inspection, de réparation et d'entretien, avant d'être validées par des intervenants intéressés du secteur du pétrole et du gaz.

**Table 17: Estimated annual operating costs**

Category	Regulatory requirement	Product	Annual operating cost (in 2022 dollars)
Tanks	Incremental increase in tank operation and maintenance costs after installation of floating roof, including 3 person-weeks of labour per year for inspection and maintenance, increased parts cost for instrumentation and auxiliaries	Gasoline/crude oil	\$20,294
Tanks	Lower explosive level and visual inspection of internal floating roof at a site with 15 to 20 tanks	Gasoline/crude oil	\$22,669
Tanks	Vapour control system on tank	Benzene	\$100,832
Tanks	Vapour balancing system	Gasoline	\$11,335
Loading racks	Vapour control unit at small truck/rail terminal (< 150,000 m <sup>3</sup> /yr)	Gasoline/crude oil	\$94,928

Category	Regulatory requirement	Product	Annual operating cost (in 2022 dollars)
Loading racks	Vapour recovery unit at medium truck/rail terminal (< 450,000 m <sup>3</sup> /yr)	Gasoline/crude oil	\$100,832
Loading racks	Vapour recovery unit at large truck/rail terminal (> 450,000 m <sup>3</sup> /yr)	Gasoline/crude oil	\$106,735
Loading racks	Marine loading vapour recovery unit (approximately 1,500,000 m <sup>3</sup> /yr)	Gasoline/crude oil	\$130,349

Tableau 17 : Coûts de fonctionnement annuels estimés

Catégorie	Exigence réglementaire	Produit	Coût de fonctionnement annuel (en dollars de 2022)
Réservoirs	Accroissement graduel des coûts de fonctionnement et d'entretien des réservoirs après l'installation d'un toit flottant, y compris 3 semaines-personnes de main-d'œuvre par année pour les inspections et l'entretien, et l'augmentation du coût des pièces pour l'instrumentation et les systèmes auxiliaires	Essence/pétrole brut	20 294 \$
Réservoirs	Limite inférieure d'explosivité et inspection visuelle du toit flottant interne sur un site comprenant entre 15 et 20 réservoirs	Essence/pétrole brut	22 669 \$
Réservoirs	Système de contrôle des vapeurs sur un réservoir	Benzène	100 832 \$
Réservoirs	Système de retour en boucle des vapeurs	Essence	11 335 \$
Rampes de chargement	Unités de contrôle des vapeurs à un petit terminal pour les camions ou les trains (< 150 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence/pétrole brut	94 928 \$
Rampes de chargement	Unités de contrôle des vapeurs à un terminal de taille moyenne pour les camions ou les trains (< 450 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence/pétrole brut	100 832 \$
Rampes de chargement	Unités de contrôle des vapeurs à un grand terminal pour les camions ou les trains (> 450 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence/pétrole brut	106 735 \$
Rampes de chargement	Unités de contrôle des vapeurs à une rampe de chargement des navires (approximativement 1 500 000 m <sup>3</sup> /année)	Essence/pétrole brut	130 349 \$

The annual operating cost estimates are based on the following main assumptions:

- Blended labour rate of \$100/hr. This rate allows for indirect costs, such as tools, vehicles, and equipment.
- Inspection intervals for tanks:
  - 20-year internal inspection intervals
  - 20-year replacement intervals for tank floating roof seals
  - 5-year external inspection intervals
  - 1-year secondary seal gap measurement intervals on external floating roofs
  - Monthly lower explosive level and visual inspections on internal floating roofs
- Inspection intervals for loading racks:
  - 1-year performance test intervals
  - 1-year leak detection intervals
  - Monthly visual inspection

Les estimations des coûts annuels sont fondées sur les grandes hypothèses suivantes :

- Un taux moyen de la main-d'œuvre de 100 \$/h. Ce taux inclut les coûts indirects, comme les outils, les véhicules et l'équipement.
- Intervalle entre les inspections des réservoirs :
  - Intervalle de 20 ans pour l'inspection interne
  - Intervalle de 20 ans pour le remplacement des joints d'étanchéité du toit flottant d'un réservoir
  - Intervalle de 5 ans pour l'inspection externe
  - Intervalle de 1 an pour la mesure de l'espace entre le joint d'étanchéité secondaire sur les toits flottants externes
  - Détermination de la limite inférieure d'explosivité et inspection visuelle mensuelle pour les toits flottants internes
- Intervalle entre les inspections des rampes de chargement :
  - Intervalle de 1 an pour le test de rendement
  - Intervalle de 1 an pour la détection des fuites
  - Inspection visuelle mensuelle

The total operating costs for both tanks and loading operations are estimated at \$247 million over the analytical period (Table 18).<sup>31</sup> Just like capital costs, operating costs vary by province and are expected to be highest in Alberta, followed by Ontario, Quebec, British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, Nova Scotia, Newfoundland and Labrador, New Brunswick and Prince Edward Island in that order. Costs for inspecting, repairing, and maintaining installed emission control equipment for tanks are estimated at \$103 million (Table 19), while the same costs for loading operations are estimated at \$144 million (Table 20).

**Table 18: Incremental operating costs – Total (in millions of 2022 dollars, discounted)**

Province or territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NL	0.0	0.9	1.0	0.9	0.8	3.7
PE	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	1.6
NS	0.0	1.7	1.9	1.8	1.6	7.0
NB	0.0	1.2	1.4	1.3	1.2	5.0
QC	0.0	8.7	10.0	9.1	8.2	36.0
ON	0.0	8.5	11.2	10.1	9.2	39.0
MB	0.0	3.4	4.1	3.7	3.4	14.5
SK	0.0	7.8	9.7	8.8	7.9	34.2
AB	0.0	15.8	21.1	19.1	17.3	73.4
BC	0.0	6.7	8.0	7.3	6.6	28.6
YT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NT	0.0	0.9	1.1	1.0	0.9	4.0
NU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Canada	0.0	55.9	70.1	63.5	57.5	247.0

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Table 19: Incremental operating costs – Tanks (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Province or territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NL	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2
PE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
NS	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.4

<sup>31</sup> The values for Table 18 = Table 19 + Table 20

Les coûts de fonctionnement totaux pour les réservoirs et les opérations de chargement sont estimés à 247 millions de dollars pendant la période d'analyse (Tableau 18)<sup>31</sup>. Comme pour les coûts des immobilisations, les coûts de fonctionnement peuvent varier en fonction de la province, et ils devraient être plus élevés en Alberta, suivi de l'Ontario, du Québec, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan, du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Nouveau-Brunswick et puis de l'Île-du-Prince-Édouard (dans cet ordre). Les coûts liés à l'inspection, à la réparation et à l'entretien de l'équipement de contrôle des émissions installé sur les réservoirs sont estimés à 103 millions de dollars (Tableau 19), et à 144 millions de dollars pour les opérations de chargement (Tableau 20).

**Tableau 18 : Coûts de fonctionnement supplémentaires – Total (en millions de dollars de 2022, actualisés)**

Province ou territoire	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
T.-N.-L.	0,0	0,9	1,0	0,9	0,8	3,7
Î.-P.-É.	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	1,6
N.-É.	0,0	1,7	1,9	1,8	1,6	7,0
N.-B.	0,0	1,2	1,4	1,3	1,2	5,0
Qc	0,0	8,7	10,0	9,1	8,2	36,0
Ont.	0,0	8,5	11,2	10,1	9,2	39,0
Man.	0,0	3,4	4,1	3,7	3,4	14,5
Sask.	0,0	7,8	9,7	8,8	7,9	34,2
Alb.	0,0	15,8	21,1	19,1	17,3	73,4
C.-B.	0,0	6,7	8,0	7,3	6,6	28,6
Yn	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T.-N.-O.	0,0	0,9	1,1	1,0	0,9	4,0
Nt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canada	0,0	55,9	70,1	63,5	57,5	247,0

Remarque : La somme des chiffres peut ne pas correspondre aux totaux en raison d'arrondissements.

**Tableau 19 : Coûts de fonctionnement supplémentaires – Réservoirs (en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Province ou territoire	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
T.-N.-L.	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
Î.-P.-É.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
N.-É.	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4

<sup>31</sup> Les valeurs du Tableau 18 = Tableau 19 + Tableau 20



Province or territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NB	0.0	0.4	0.6	0.5	0.5	2.0
QC	0.0	3.3	3.9	3.5	3.2	13.9
ON	0.0	5.1	7.3	6.6	6.0	24.9
MB	0.0	0.8	1.2	1.1	1.0	4.0
SK	0.0	2.2	3.3	3.0	2.7	11.3
AB	0.0	7.5	11.6	10.5	9.5	39.2
BC	0.0	1.4	1.9	1.7	1.6	6.6
YT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NT	0.0	0.1	0.2	0.2	0.1	0.6
NU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Canada	0.0	21.0	30.1	27.3	24.7	103.1

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Table 20: Incremental operating costs – Loading (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Province or territory	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
NL	0.0	0.8	1.0	0.9	0.8	3.5
PE	0.0	0.4	0.4	0.4	0.3	1.5
NS	0.0	1.6	1.8	1.7	1.5	6.6
NB	0.0	0.7	0.8	0.8	0.7	3.0
QC	0.0	5.4	6.2	5.6	5.0	22.1
ON	0.0	3.4	3.9	3.5	3.2	14.1
MB	0.0	2.6	2.9	2.7	2.4	10.5
SK	0.0	5.6	6.4	5.8	5.2	22.9
AB	0.0	8.3	9.5	8.6	7.8	34.2
BC	0.0	5.3	6.1	5.5	5.0	22.0
YT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NT	0.0	0.8	0.9	0.9	0.8	3.4
NU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Canada	0.0	34.9	40.0	36.2	32.8	143.9

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

#### Other compliance costs

Other compliance costs, not categorized as capital or operational costs in the previous sections, would amount to \$2.8 million over the analytical period. This includes an upfront cost of \$0.6 million for the regulated parties to establish an inspection program and ongoing costs of

Province ou territoire	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
N.-B.	0,0	0,4	0,6	0,5	0,5	2,0
Qc	0,0	3,3	3,9	3,5	3,2	13,9
Ont.	0,0	5,1	7,3	6,6	6,0	24,9
Man.	0,0	0,8	1,2	1,1	1,0	4,0
Sask.	0,0	2,2	3,3	3,0	2,7	11,3
Alb.	0,0	7,5	11,6	10,5	9,5	39,2
C.-B.	0,0	1,4	1,9	1,7	1,6	6,6
Yn	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T.-N.-O.	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,6
Nt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canada	0,0	21,0	30,1	27,3	24,7	103,1

Remarque : La somme des chiffres peut ne pas correspondre aux totaux en raison d'arrondissements.

**Tableau 20 : Coûts de fonctionnement supplémentaires – Chargement (en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Province ou territoire	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
T.-N.-L.	0,0	0,8	1,0	0,9	0,8	3,5
Î.-P.É.	0,0	0,4	0,4	0,4	0,3	1,5
N.-É.	0,0	1,6	1,8	1,7	1,5	6,6
N.-B.	0,0	0,7	0,8	0,8	0,7	3,0
Qc	0,0	5,4	6,2	5,6	5,0	22,1
Ont.	0,0	3,4	3,9	3,5	3,2	14,1
Man.	0,0	2,6	2,9	2,7	2,4	10,5
Sask.	0,0	5,6	6,4	5,8	5,2	22,9
Alb.	0,0	8,3	9,5	8,6	7,8	34,2
C.-B.	0,0	5,3	6,1	5,5	5,0	22,0
Yn	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T.-N.-O.	0,0	0,8	0,9	0,9	0,8	3,4
Nt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canada	0,0	34,9	40,0	36,2	32,8	143,9

Remarque : La somme des chiffres peut ne pas correspondre aux totaux en raison d'arrondissements.

#### Autres coûts de conformité

Les autres coûts de conformité, qui ne sont pas classés comme des coûts des immobilisations ou de fonctionnement dans les sections précédentes, s'élèveraient à 2,8 millions de dollars au cours de la période d'analyse. Cela comprend un coût initial de 0,6 million de dollars

\$2.2 million associated with assisting auditors and government enforcement activities as well as for preparing and submitting repair and outage reports. A detailed breakdown of these costs is presented in Table 21.

pour les parties réglementées afin d'établir un programme d'inspection et des coûts permanents de 2,2 millions de dollars associés à l'assistance aux vérificateurs et aux activités d'application du gouvernement, ainsi qu'à la préparation et à la soumission des rapports sur les réparations et les pannes. Une ventilation détaillée de ces coûts est présentée dans le tableau 21.

**Table 21: Other incremental compliance costs (in 2022 dollars, discounted at 2%)**

Cost category	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
<b>Upfront</b>	<b>595,682</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>595,682</b>
Development of inspection program	595,682	0	0	0	0	595,682
<b>Ongoing</b>	<b>220,715</b>	<b>571,955</b>	<b>518,038</b>	<b>469,203</b>	<b>424,971</b>	<b>2,204,882</b>
Assisting auditors/enforcement	220,715	515,015	466,465	422,492	382,664	2,007,351
Preparing and submitting repair and outage reports	0	56,940	51,573	46,711	42,307	197,531
<b>Total</b>	<b>816,397</b>	<b>571,955</b>	<b>518,038</b>	<b>469,203</b>	<b>424,971</b>	<b>2,800,564</b>

**Tableau 21 : Autres coûts de conformité supplémentaires (en dollars de 2022, actualisés selon un taux de 2 %)**

Catégorie de coûts	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
<b>Coûts initiaux</b>	<b>595 682</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>595,682</b>
Mise sur pied du programme d'inspection	595 682	0	0	0	0	595 682
<b>Coûts permanents</b>	<b>220 715</b>	<b>571 955</b>	<b>518 038</b>	<b>469 203</b>	<b>424 971</b>	<b>2 204 882</b>
Appui à la vérification et aux mesures d'application de la réglementation	220 715	515 015	466 465	422 492	382 664	2 007 351
Préparation et présentation des rapports de réparations et de pannes	0	56 940	51 573	46 711	42 307	197 531
<b>Total</b>	<b>816 397</b>	<b>571 955</b>	<b>518 038</b>	<b>469 203</b>	<b>424 971</b>	<b>2 800 564</b>

#### Administrative costs

The proposed Regulations are expected to result in around \$5.9 million in incremental administrative costs to industry over the analytical period. This includes one-time costs of less than \$0.1 million for the regulated parties to familiarize themselves with regulatory obligations and to produce and submit registration reports. It also includes annual ongoing costs of about \$5.9 million over the analytical period for maintaining inspection results, equipment lists, and substance and throughput records. A breakdown of these costs is contained in Table 22.

#### Coûts administratifs

Le projet de règlement devrait entraîner environ 5,9 millions de dollars de coûts administratifs supplémentaires pour l'industrie durant la période d'analyse. Cela comprend des coûts ponctuels inférieurs à 0,1 million de dollars encourus par les parties réglementées afin de se familiariser avec les exigences réglementaires et de produire et soumettre des rapports d'enregistrement. Cela comprend également des coûts annuels permanents d'environ 5,9 millions de dollars pendant la période d'analyse pour conserver les résultats des inspections, conserver une liste de l'équipement, des substances et des rapports sur le débit. Une ventilation de ces coûts est présentée au tableau 22.

**Table 22: Incremental administrative costs (in 2022 dollars, discounted at 2%)**

Cost category	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total
<b>Upfront</b>	<b>63,253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63,253</b>
Familiarization with regulatory obligations	37,312	0	0	0	0	37,312
Registration	25,941	0	0	0	0	25,941
<b>Ongoing</b>	<b>646,923</b>	<b>1,509,527</b>	<b>1,367,225</b>	<b>1,238,338</b>	<b>1,121,601</b>	<b>5,883,615</b>
Maintaining inspection results	323,461	754,764	683,613	619,169	560,801	2,941,808
Maintaining equipment lists and substance and throughput records	323,461	754,764	683,613	619,169	560,801	2,941,808
<b>Total</b>	<b>710,176</b>	<b>1,509,527</b>	<b>1,367,225</b>	<b>1,238,338</b>	<b>1,121,601</b>	<b>5,946,868</b>

**Tableau 22 : Frais administratifs supplémentaires (en dollars de 2022, actualisés selon un taux de 2 %)**

Catégorie de coûts	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total
<b>Coûts initiaux</b>	<b>63 253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63 253</b>
Familiarisation avec les obligations réglementaires	37 312	0	0	0	0	37 312
Enregistrement	25 941	0	0	0	0	25 941
<b>Coûts permanents</b>	<b>646 923</b>	<b>1 509 527</b>	<b>1 367 225</b>	<b>1 238 338</b>	<b>1 121 601</b>	<b>5 883 615</b>
Tenue à jour des résultats d'inspection	323 461	754 764	683 613	619 169	560 801	2 941 808
Tenue à jour des listes d'équipement et des registres de substances et de débit	323 461	754 764	683 613	619 169	560 801	2 941 808
<b>Total</b>	<b>710 176</b>	<b>1 509 527</b>	<b>1 367 225</b>	<b>1 238 338</b>	<b>1 121 601</b>	<b>5 946 868</b>

### Government costs

The proposed Regulations would result in program administration, compliance promotion, and enforcement costs for the federal government. The total government costs are estimated at approximately \$10 million over the analytical period.

#### Program administration

Program administration is pivotal in the implementation and management of the proposed Regulations. Key activities include keeping web content up to date, processing and analyzing reports from operators, measuring program performance, and overseeing permit approvals and maintenance under the proposed Regulations' optional permitting systems. Notably, these systems offer permits for using floating roofs as an alternative to vapour control systems for certain tanks containing liquids with high benzene content; permits for novel alternative emissions control equipment; and permits for alternative testing

### Coûts pour le gouvernement

Le projet de règlement engendrerait des coûts pour le gouvernement fédéral du point de vue de l'administration des programmes, de la promotion de la conformité et de l'application de la réglementation. Les coûts totaux pour le gouvernement sont estimés à environ 10 millions de dollars sur la période d'analyse.

#### Administration du programme

L'administration des programmes est essentielle à la mise en œuvre et à la gestion du projet de règlement. Les principales activités comprennent la tenue à jour du contenu du site Web, le traitement et l'analyse des rapports fournis par les exploitants, la mesure du rendement du programme et la supervision de l'approbation et l'entretien des permis dans le cadre des systèmes de permis optionnels prévus par le projet de règlement. Ces systèmes prévoient notamment des permis pour l'utilisation de toits flottants comme alternative aux systèmes de contrôle des vapeurs pour certains réservoirs contenant des liquides à

methods to determine substance properties. Total program administration costs are estimated at approximately \$4.6 million over the analytical period.

#### Compliance promotion

Compliance promotion consists of activities undertaken with the goal of raising awareness and understanding of the regulatory requirements. These include developing, posting and distributing promotional materials such as frequently asked questions and fact sheets, holding information sessions, responding to information or clarification requests, tracking inquiries, sending reminder letters, advertising in trade and association magazines, and attending trade association conferences. Compliance promotion activities are expected to be minimal, as operators comprise only of large enterprises that have the resources and capacity to develop a good understanding of their legal obligations on their own. These costs would be assumed annually and are estimated at approximately \$0.8 million over the analytical period.

#### Enforcement costs

Enforcement consists of measures to bring non-compliant operators into compliance. In particular, enforcement of the proposed Regulations would result in incremental costs to the federal government related to training, strategic intelligence assessment work, inspections, investigations, and measures to deal with any alleged violations. The federal government is expected to bear enforcement costs of \$4.4 million over the analytical period. This includes a one-time cost of \$0.65 million for training enforcement officers and undertaking strategic intelligence assessment work. It also includes total recurring costs of \$3.75 million over the analytical period, for inspections, investigations, and measures to deal with alleged violations.

#### Cost-benefit statement

The results of the CBA are summarized in Tables 23 to 25. The total benefits are estimated to be around \$1.43 billion, while the costs are estimated to be around \$1.09 billion. The net benefits of the proposed Regulations are estimated to be about \$337 million.

The benefits analysis shows that the proposed Regulations would generate \$1.05 billion in health benefits and

haute concentration de benzène, des permis pour de nouveaux équipements de contrôle des émissions de substitution et des permis pour des méthodes d'essai de rechange afin de déterminer les propriétés des substances. Les coûts totaux d'administration du programme sont estimés à environ 4,6 millions de dollars sur la période d'analyse.

#### Promotion de la conformité

La promotion de la conformité comprend les activités réalisées dans le but de faire connaître et comprendre les exigences réglementaires. Il s'agit notamment de l'élaboration, de la publication et de la diffusion de matériel promotionnel, comme des foires aux questions ou des fiches d'information, la tenue de séances d'information, la réponse aux demandes de renseignements ou d'éclaircissements, le suivi des demandes de renseignements, l'envoi de lettres de rappel, la publication d'annonces dans les revues spécialisées et les magazines d'association et la participation à des conférences d'association. Les activités de promotion de la conformité devraient être peu nombreuses, car les exploitants sont essentiellement de grandes entreprises qui disposent des ressources et de la capacité nécessaires pour bien comprendre d'elles-mêmes leurs obligations réglementaires. Ces coûts seraient annuels et sont estimés à environ 0,8 million de dollars sur la période d'analyse.

#### Coûts liés à l'application de la réglementation

L'application de la réglementation comprend les mesures requises pour amener les exploitants non conformes à se conformer. Plus particulièrement, l'application du projet de règlement engendrera des coûts supplémentaires pour le gouvernement fédéral en ce qui a trait à la formation, à l'évaluation du renseignement stratégique, aux inspections, aux enquêtes et aux mesures visant à traiter les infractions alléguées. Le gouvernement fédéral devrait assumer des coûts liés à l'application de la réglementation se chiffrant à 4,4 millions de dollars sur la période d'analyse. Cela inclut un coût ponctuel de 0,65 million de dollars pour la formation des agents d'application et la réalisation des travaux d'évaluation du renseignement stratégique. Cela inclut aussi des coûts récurrents totaux de 3,75 millions de dollars sur la période d'analyse pour les inspections, les enquêtes et les mesures visant à traiter les infractions alléguées.

#### Coûts et avantages

Les résultats de l'ACA sont résumés dans les tableaux 23 à 25. Les avantages totaux sont estimés à environ 1,43 milliard de dollars, tandis que les coûts totaux sont estimés à environ 1,09 milliard de dollars. Les avantages nets du projet de règlement sont estimés à environ 337 millions de dollars.

L'analyse des avantages montre que le projet de règlement générerait 1,05 milliard de dollars en avantages pour la

\$14 million in environmental benefits. Other benefits include \$343 million in production benefits from recovered products and \$24 million in climate change benefits from methane emission reduction. Due to the lack of data, the benefits associated with reductions in releases of carcinogenic substances are not quantified, nor monetized.

The cost analysis shows that the industry would bear compliance costs of about \$1.08 billion to implement the proposed regulatory requirements. This would include \$828 million in capital costs, \$247 million in operating costs, and \$2.8 million in other compliance costs. In addition, the industry and the government would bear administrative costs of nearly \$6 million and \$10 million, respectively.

Number of years: 22 (2024 to 2045)

Base year for costing: 2022

Present value base year: 2024

Discount rate: 2%

santé ainsi que 14 millions de dollars en avantages pour l'environnement. Les autres avantages comprennent les avantages liés à la production découlant des produits récupérés (343 millions de dollars) et les avantages en matière de changements climatiques découlant des réductions des émissions de méthane (24 millions de dollars). En raison du manque de données, les avantages associés à la réduction des rejets de substances cancérigènes ne sont pas quantifiés ni monétisés.

L'analyse des coûts montre que l'industrie devrait assumer des coûts liés à la conformité à hauteur de 1,08 milliard de dollars pour appliquer les exigences réglementaires proposées. Cela inclut 828 millions de dollars en coûts des immobilisations, 247 millions de dollars en coûts de fonctionnement et 2,8 millions de dollars en autres coûts de conformité. En plus des coûts liés à la conformité, l'industrie et le gouvernement devraient assumer des coûts administratifs de près de 6 millions de dollars et de 10 millions de dollars, respectivement.

Nombre d'années : 22 (2024 à 2045)

Année de référence pour l'établissement des coûts : 2022

Année de référence de la valeur actuelle : 2024

Taux d'actualisation : 2 %

**Table 23: Monetized benefits (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Impacted parties	Description of benefits	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Annualized value
Canadians	Health benefits	0.0	226.3	270.2	275.4	277.2	1,049.0	59.4
Canadians	Environmental benefits	0.0	3.3	3.8	3.6	3.4	14.2	0.8
Canadians	Climate change benefits	0.0	4.9	6.2	6.5	6.8	24.3	1.4
Industry	Production benefits	0.0	73.3	98.1	89.5	81.6	342.5	19.4
<b>All parties</b>	<b>Total benefits</b>	<b>0.0</b>	<b>307.7</b>	<b>378.3</b>	<b>375.0</b>	<b>369.0</b>	<b>1,430.0</b>	<b>81.0</b>

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 23 : Avantages monétaires (en millions de dollars de 2022, actualisés selon un taux de 2 %)**

Partie intéressée touchée	Description de l'avantage	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Valeur annualisée
Canadiens	Avantages pour la santé	0,0	226,3	270,2	275,4	277,2	1 049,0	59,4
Canadiens	Avantages environnementaux	0,0	3,3	3,8	3,6	3,4	14,2	0,8
Canadiens	Avantages en matière de changements climatiques	0,0	4,9	6,2	6,5	6,8	24,3	1,4

Partie intéressée touchée	Description de l'avantage	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Valeur actualisée
Industrie	Avantages liés à la production	0,0	73,3	98,1	89,5	81,6	342,5	19,4
<b>Toutes les parties intéressées</b>	<b>Avantages totaux</b>	<b>0,0</b>	<b>307,7</b>	<b>378,3</b>	<b>375,0</b>	<b>369,0</b>	<b>1 430,0</b>	<b>81,0</b>

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

**Table 24: Monetized costs (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Impacted parties	Description of cost	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Annualized value
Industry	Capital costs	0.0	827.9	0.0	0.0	0.0	827.9	46.9
Industry	Operating costs	0.0	55.9	70.1	63.5	57.5	247.0	14.0
Industry	Other compliance costs	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4	2.8	0.2
Industry	Administrative costs	0.7	1.5	1.4	1.2	1.1	5.9	0.3
Government	Program administration	0.5	1.2	1.1	1.0	0.9	4.6	0.3
Government	Compliance promotion	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.8	0.0
Government	Enforcement	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	4.4	0.2
<b>All interested parties</b>	<b>Total costs</b>	<b>3.2</b>	<b>888.2</b>	<b>74.1</b>	<b>67.1</b>	<b>60.8</b>	<b>1,093.5</b>	<b>61.9</b>

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 24 : Coûts monétarisés (en millions de dollars de 2022, actualisés selon un taux de 2 %)**

Partie intéressée touchée	Description des coûts	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Valeur actualisée
Industrie	Coûts des immobilisations	0,0	827,9	0,0	0,0	0,0	827,9	46,9
Industrie	Coûts de fonctionnement	0,0	55,9	70,1	63,5	57,5	247,0	14,0
Industrie	Autres coûts de conformité	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	2,8	0,2
Industrie	Coûts administratifs	0,7	1,5	1,4	1,2	1,1	5,9	0,3
Gouvernement	Administration des programmes	0,5	1,2	1,1	1,0	0,9	4,6	0,3
Gouvernement	Promotion de la conformité	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	0,0
Gouvernement	Application de la réglementation	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	4,4	0,2
<b>Toutes les parties intéressées</b>	<b>Coûts totaux</b>	<b>3,2</b>	<b>888,2</b>	<b>74,1</b>	<b>67,1</b>	<b>60,8</b>	<b>1 093,5</b>	<b>61,9</b>

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

**Table 25: Summary of monetized costs and benefits (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

All interested parties	2024–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	Total	Annualized value
Total benefits	0.0	307.7	378.3	375.0	369.0	1,430.0	81.0
Total costs	3.2	888.2	74.1	67.1	60.8	1,093.5	61.9
<b>Net impact (benefits-costs)</b>	<b>-3.2</b>	<b>-580.5</b>	<b>304.2</b>	<b>307.9</b>	<b>308.2</b>	<b>336.5</b>	<b>19.1</b>

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

**Tableau 25 : Résumé des coûts et des avantages monétaires (en millions de dollars de 2022, actualisés selon un taux de 2 %)**

Toutes les parties intéressées	2024-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	Total	Valeur annualisée
Avantages totaux	0,0	307,7	378,3	375,0	369,0	1 430,0	81,0
Coûts totaux	3,2	888,2	74,1	67,1	60,8	1 093,5	61,9
<b>Répercussions nettes (avantages-coûts)</b>	<b>-3,2</b>	<b>-580,5</b>	<b>304,2</b>	<b>307,9</b>	<b>308,2</b>	<b>336,5</b>	<b>19,1</b>

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

### Quantified (non-monetized) and qualitative impacts

- Health and environmental benefits from air quality improvements attributable to reduced VOC releases from bulk plants (VOC emission reductions quantified but not monetized)
- Health benefits of reductions in exposure carcinogenic substances, like benzene (carcinogenic substances not quantified, non-monetized)

#### Distributional analysis

Compliance costs and VOC emission reductions differ by province/territory and by facility type. The results of this analysis are presented in Tables 26 and Table 27.

Within the provinces, Alberta, Ontario, Quebec, British Columbia, and Saskatchewan would make up 85.3% of compliance costs. The same provinces would also account for 80.4% of VOC emission reductions. Alberta has the highest share of compliance costs and VOC emission reductions as the province has the largest share of Canadian crude oil production and refining capacity.<sup>32</sup>

### Impacts quantifiés (non monétisés) et qualitatifs

- Avantages pour la santé et l'environnement découlant des améliorations de la qualité de l'air attribuables à la réduction des rejets de COV des dépôts routiers (réductions des émissions de COV quantifiées, mais non monétisées)
- Avantages pour la santé associés à la réduction de l'exposition aux substances cancérigènes comme le benzène (réductions des émissions de substances cancérigènes quantifiées, mais non monétisées)

#### Analyse distributionnelle

Les coûts liés à la conformité et les réductions des COV varient selon la province et le territoire ainsi que le type d'installation. Les résultats de cette analyse sont présentés aux tableaux 26 et 27.

Parmi les provinces, l'Alberta, l'Ontario, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan représenteraient 85,3 % des coûts liés à la conformité. Les mêmes provinces représenteraient également 80,4 % des réductions des émissions de COV. L'Alberta devrait assumer la plus grande partie des coûts liés à la conformité et des réductions d'émissions de COV, car la province est celle qui possède la plus grande partie de la production de pétrole brut et de la capacité de raffinage au Canada<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> Provincial and Territorial Energy Profiles – Alberta

<sup>32</sup> Profils énergétiques des provinces et territoires – Alberta

Among the various types of regulated facility, primary terminals, crude oil terminals, and refineries account for 83.7% of compliance costs. Likewise, the same facility types combined account for 85% of VOC emission reductions. Primary terminals have the highest compliance costs and VOC emission reductions because they are the most common type of facility, and they typically store and load volatile products (mostly gasoline) in large volumes.

Parmi les différents types d'installations réglementées, les terminaux principaux, les terminaux de pétrole brut et les raffineries représentent 83,7 % des coûts liés à la conformité. Par ailleurs, les mêmes types d'installations combinés représentent 85 % des réductions des émissions de COV. Les terminaux principaux ont les coûts liés à la conformité et les réductions d'émissions de COV les plus élevés, car ils constituent le type d'installation le plus répandu, et stockent et chargent généralement de grands volumes de produits volatils (surtout de l'essence).

**Table 26: Distribution of capital and operational costs and VOC emission reductions by province/territory**

Province or territory	Total compliance costs (\$million)	Total compliance costs (%)	Total VOC emission reductions (kt)	Total VOC emission reductions (%)
NL	23.1	2.2	34.2	6.9
PE	5.9	0.6	3.1	0.6
NS	35.0	3.3	17.8	3.6
NB	16.5	1.5	17.3	3.5
QC	171.6	16.0	44.7	9.1
ON	185.8	17.3	64.5	13.1
MB	55.4	5.2	22.3	4.5
SK	123.7	11.5	73.2	14.8
AB	288.5	26.8	170.7	34.6
BC	147.1	13.7	43.6	8.8
YT	0.0	0.0	0.0	0.0
NT	22.1	2.1	2.3	0.5
NU	0.0	0.0	0.0	0.0
Canada	1,074.9	100	493.6	100

Note: Percentages may not add up to 100% due to rounding.

**Tableau 26 : Répartition des coûts des immobilisations et de fonctionnement et des réductions des émissions de COV selon la province ou le territoire**

Province ou territoire	Total des coûts liés à la conformité (en millions \$)	Total des coûts liés à la conformité (%)	Total des réductions des émissions de COV (kt)	Total des réductions des émissions de COV (%)
T.-N.-L.	23,1	2,2	34,2	6,9
Î.-P.-É.	5,9	0,6	3,1	0,6
N.-É.	35,0	3,3	17,8	3,6
N.-B.	16,5	1,5	17,3	3,5
Qc	171,6	16,0	44,7	9,1
Ont.	185,8	17,3	64,5	13,1
Man.	55,4	5,2	22,3	4,5
Sask.	123,7	11,5	73,2	14,8
Alb.	288,5	26,8	170,7	34,6
C.-B.	147,1	13,7	43,6	8,8
Yn	0,0	0,0	0,0	0,0



Province ou territoire	Total des coûts liés à la conformité (en millions \$)	Total des coûts liés à la conformité (%)	Total des réductions des émissions de COV (kt)	Total des réductions des émissions de COV (%)
T.-N.-O.	22,1	2,1	2,3	0,5
Nt	0,0	0,0	0,0	0,0
Canada	1 074,9	100	493,6	100

Remarque : Les pourcentages étant arrondis, leur somme pourrait ne pas totaliser 100 %.

**Table 27: Distribution of capital and operational costs and VOC emission reductions by type of regulated facility**

Facility type	Total compliance costs (\$million)	Total compliance costs (%)	Total VOC emission reductions (kt)	Total VOC emission reductions (%)
Primary terminal	391.1	36.4	178.0	36.1
Crude oil terminal	329.7	30.7	126.8	25.7
Refinery	178.6	16.6	114.9	23.3
Refinery terminal	64.4	6.0	36.3	7.4
Chemical facility	59.6	5.5	8.6	1.7
Upgrader	43.8	4.1	21.3	4.3
Bulk plant	7.6	0.7	7.7	1.6
Total	1,074.9	100	493.6	100

Note: Percentages may not add up to 100% due to rounding.

**Tableau 27 : Répartition des coûts des immobilisations et de fonctionnement et des réductions des émissions de COV selon le type d'installation réglementée**

Type d'installation	Total des coûts liés à la conformité (en millions \$)	Total des coûts liés à la conformité (%)	Total des réductions des émissions de COV (kt)	Total des réductions des émissions de COV (%)
Terminal principal	391,1	36,4	178,0	36,1
Terminal de pétrole brut	329,7	30,7	126,8	25,7
Raffinerie	178,6	16,6	114,9	23,3
Terminal de raffinerie	64,4	6,0	36,3	7,4
Installation chimique	59,6	5,5	8,6	1,7
Usine de traitement	43,8	4,1	21,3	4,3
Dépôt routier	7,6	0,7	7,7	1,6
Total	1 074,9	100	493,6	100

Remarque : Les pourcentages étant arrondis, leur somme pourrait ne pas totaliser 100 %.

### Competitiveness analysis

Storage tanks and loading operations are prevalent across the oil and gas value chain and the chemicals sector. Therefore, the impact on competitiveness can be analyzed through three primary lenses:

- Fuel products / Refined products: This category encompasses fuel production and distribution, all gasoline tanks, and crude tanks at refineries. It is projected to bear most of the total regulatory costs, approximately 58%.

### Analyse de compétitivité

Les réservoirs de stockage et les opérations de chargement sont répandus dans la chaîne de valeur du pétrole et du gaz et dans le secteur chimique. Par conséquent, l'impact sur la compétitivité peut être analysé sous trois angles principaux :

- Carburants / produits raffinés : Cette catégorie englobe la production et la distribution de carburant, tous les réservoirs d'essence, et les réservoirs de brut dans les raffineries. Elle devrait supporter la majeure partie des coûts réglementaires totaux, soit environ 58 %.

- Crude oil: This includes upgraders and most crude tanks/terminals, which are expected to incur 37% of the total costs.
- Petrochemicals: Representing a smaller, yet significant, portion of the estimated regulatory costs, this sector accounts for 5% of the total costs.

Each of these sectors is large and complex, with storage and loading representing an important but relatively minor part of capital expenditure budgets and operating and maintenance costs. The net incremental costs for the industry, after deducting the value of product recovery, are estimated at \$741 million. These costs are expected to be mostly incurred within the first five years following the implementation of the proposed Regulations. In order to contextualize these costs relative to overall industry operating expenses, an analysis was conducted on the financial statements of a sample of publicly traded companies operating regulated facilities, accounting for around 50% of the compliance cost. Assuming these costs are evenly distributed from 2026 to 2030, they would constitute 0.2% of the annual operating expense average or the industry's average gross margin for the period from 2018 to 2022. This analysis indicates that the compliance costs are not expected to significantly impact the competitiveness or profitability of the sectors involved, namely fuel product loading operations, crude oil storage, or petrochemical production.

There has been a trend of consolidation at larger urban terminals and bulk plants, which is expected to continue. Although the proposed Regulations exclude very small facilities and provide greater flexibility and lower-cost options for small or medium sized terminals, there is potential that some regulated facilities may close if incremental capital investment in the facility does not have a strong business case. However, a business's decision to close a regulated facility would be more probable if the facility was already, for other reasons, a candidate for potential closure in the future. As stated above, compliance industry costs represent a relatively modest fraction of the annual operating expenditures (or falls with the annual variation of capital expenditures of the affected facilities).

The degree to which production cost may be passed on to consumers is uncertain. Cost pass through depends on various factors, such as the degree of competition within local markets, regulated price increases in some jurisdictions, distribution constraints, the balance between regional demand of petroleum products and local production capacity in those areas, and currency exchange

- Pétrole brut : Cette catégorie comprend les usines de valorisation et la plupart des réservoirs et terminaux de pétrole brut qui devraient supporter 37 % des coûts totaux.
- Pétrochimie : Ce secteur représente une part moins importante, mais significative, des coûts réglementaires estimés, soit 5 % des coûts totaux.

Chacun de ces secteurs est vaste et complexe, le stockage et le chargement représentant une part importante mais relativement mineure des budgets d'immobilisations et des coûts de fonctionnement et de maintenance. Les coûts différentiels nets pour l'industrie, après déduction de la valeur de la récupération des produits, sont estimés à 741 millions de dollars. Ces coûts devraient être principalement assumés au cours des cinq premières années suivant la mise en œuvre du projet de règlement. Afin de contextualiser ces coûts par rapport aux dépenses d'exploitation globales de l'industrie, une analyse a été menée sur les états financiers d'un échantillon de sociétés cotées en bourse qui exploitent des installations réglementées, représentant environ 50 % des coûts de conformité. En supposant que ces coûts soient répartis uniformément entre 2026 et 2030, ils représenteraient 0,2 % de la moyenne annuelle des dépenses d'exploitation ou de la marge brute moyenne du secteur pour la période allant de 2018 à 2022. Cette analyse indique que les coûts de conformité ne devraient pas avoir d'incidence significative sur la compétitivité ou la rentabilité des secteurs concernés, à savoir les opérations de chargement de produits pétroliers, le stockage de pétrole brut ou la production pétrochimique.

On observe une tendance au regroupement aux terminaux urbains de grande taille et aux dépôts routiers, et celle-ci devrait se poursuivre. Le projet de règlement exclut les installations de très petite taille et offre une plus grande marge de manœuvre et des options à plus faible coût pour les terminaux de petite ou de moyenne taille; toutefois, il se pourrait que certaines installations réglementées ferment leurs portes si les investissements en capitaux supplémentaires devant être faits ne sont pas appuyés par une bonne analyse de rentabilisation. Toutefois, la décision d'une entreprise de fermer une installation réglementée serait plus probable si l'installation était déjà, pour d'autres raisons, susceptible d'être fermée à l'avenir. Comme indiqué ci-dessus, les coûts de conformité représentent une fraction relativement modeste des dépenses d'exploitation annuelles (ou correspondent à la variation annuelle des dépenses d'immobilisations des installations concernées).

Le degré de répercussion des coûts de production sur les consommateurs est incertain. La répercussion des coûts dépend de divers facteurs, tels que le degré de concurrence sur les marchés locaux, les augmentations de prix réglementées dans certaines juridictions, les contraintes de distribution, l'équilibre entre la demande régionale de produits pétroliers et la capacité de production locale

rates.<sup>33</sup> In a full cost pass through scenario (i.e. one where all compliance costs are passed on to consumers), the corresponding increase in consumer prices is expected to be low. Potential cost pass down was found to be highest in the 2026–2030 portion of the analytical period due to front-loading of capital costs, when it amounted to \$0.0025/litre (or 0.25¢/litre) of gasoline sold, and less than \$0.0002/litre (or 0.02¢/litre) for diesel and other products. Using 2019 gasoline sales to consumers<sup>34</sup> of 1 153 litres per capita nationwide, and 1 783 litres per capita in Saskatchewan, the province with the highest per-capita consumption, the maximum potential impact to consumers was determined to be \$2.85 per person per year on average, and \$4.40 per person per year in Saskatchewan. It is likely that actual values will be less than these estimates because market competition will prevent industry from passing down all compliance costs.

### *Sensitivity analysis*

Sensitivity analysis allows for the effects of changes in uncertain variables on the outcomes of the proposed Regulations to be factored into the CBA. Two types of analysis were conducted, partial sensitivity analysis and Monte Carlo analysis.

Partial sensitivity analysis was conducted to examine the impact of key variables on the net benefits of the proposed Regulations, while holding other variables constant. This included both single variable and multiple variable sensitivity analysis. The key variables considered were the discount rate (0%, 3%, 7%), capital costs (+/-20%), and fuel price forecasts (+/-20%). The discount rate accounts for time preferences of consumption (consumption today is preferred to consumption in the future) or time value of money (people prefer to make payments later and receive benefits sooner). Therefore, a higher discount rate would generate lower present value for both benefits and costs, resulting in lower net benefits. While capital costs are part of compliance costs, fuel prices are used to calculate the value of recovered products (production benefits). This means that increasing capital costs would reduce net benefits, while increasing fuel prices would increase net benefits.

dans ces régions, et les taux de change<sup>33</sup>. Dans un scénario de répercussion totale des coûts (c'est-à-dire lorsque tous les coûts de mise en conformité sont répercutés sur les consommateurs), l'augmentation correspondante des prix à la consommation devrait être faible. La répercussion potentielle des coûts s'est avérée la plus élevée dans la partie 2026–2030 de la période d'analyse, en raison de la concentration des coûts des immobilisations en début de période, lorsqu'elle s'élevait à 0,0025 \$/litre (ou 0,25 ¢/litre) d'essence vendue, et à moins de 0,0002 \$/litre (ou 0,02 ¢/litre) pour le diesel et d'autres produits. Sur la base des ventes d'essence aux consommateurs en 2019<sup>34</sup>, soit 1 153 litres par habitant à l'échelle nationale et 1 783 litres par habitant en Saskatchewan, la province où la consommation par habitant est la plus élevée, l'impact potentiel maximal sur les consommateurs a été déterminé à 2,85 \$ par personne et par an en moyenne, et à 4,40 \$ par personne et par an en Saskatchewan. Il est probable que les valeurs réelles seront inférieures à ces estimations, car la concurrence du marché empêchera l'industrie de répercuter tous les coûts de conformité.

### *Analyse de sensibilité*

L'analyse de sensibilité permet de tenir compte dans l'ACA des effets des changements dans les variables incertaines sur les résultats du projet de règlement. Deux types d'analyse ont été effectués, soit une analyse de sensibilité partielle et une analyse par la méthode de Monte-Carlo.

Une analyse de sensibilité partielle a été réalisée dans le but d'examiner l'incidence de variables clés sur les avantages nets du projet de règlement tout en gardant les autres variables constantes. L'analyse a été effectuée avec une seule variable et avec des variables multiples. Les principales variables prises en considération étaient le taux d'actualisation (0 %, 3 %, 7 %), les frais d'immobilisations (+/-20 %) et les prévisions des prix du carburant (+/-20 %). Le taux d'actualisation tient compte des préférences temporelles pour la consommation (la consommation d'aujourd'hui est préférable à la consommation future) ou la valeur temporelle de l'argent (les gens préfèrent payer plus tard et recevoir des avantages plus vite). Ainsi, un taux d'actualisation plus élevé générerait une valeur actuelle plus faible tant pour les avantages que pour les coûts, engendrant moins d'avantages nets. Bien que les coûts des immobilisations fassent partie des coûts liés à la conformité, les prix du carburant sont utilisés dans le

<sup>33</sup> Erukto and Hildebrand (2023) find that carbon cost pass-through rates in Canadian gasoline markets in jurisdictions where the federal fuel charge applies vary widely across cities, and can range from 0% to 140%, and attribute the variability from 0% to 100% to the degree of competition in the city, and attribute the "overshifting" above 100% to the "curvature of demand" in the city. See: Erukto, Can, and Vincent Hildebrand (2023), [Carbon tax pass-through in Canadian retail gasoline markets](#), in *Canadian Journal of Economics*, Volume 56, Issue 3, August 2023.

<sup>34</sup> Statistics Canada, [Table 23-10-0066-01](#)

<sup>33</sup> Erukto et Hildebrand (2023) constatent que les taux de répercussion des coûts du carbone sur les marchés canadiens de l'essence dans les juridictions où la redevance fédérale sur les combustibles s'applique varient considérablement d'une ville à l'autre et peuvent aller de 0 % à 140 %, et attribuent la variabilité de 0 % à 100 % au degré de concurrence dans la ville, et attribuent le « surdéplacement » au-delà de 100 % à la « courbure de la demande » dans la ville. Voir : Erukto, Can, et Vincent Hildebrand (2023), [Le transfert de la taxe sur le carbone sur les marchés canadiens de l'essence au détail](#), dans la *Revue canadienne d'économique*, volume 56, numéro 3, août 2023.

<sup>34</sup> Statistique Canada, [Tableau 23-10-0066-01](#)

As shown in Table 28, changing the capital costs or fuel prices does not alter the conclusion that the proposed Regulations generate net benefits to Canadians. However, applying a discount rate of greater than 6.3%, without changing any other variables, generates a net cost for the proposed Regulations. The proposed Regulations break even (i.e. generate net benefits close to \$0) with a discount rate at 3.4%, capital costs at 20% higher, and fuel prices at 20% lower.

**Table 28: Summary results for partial sensitivity analysis (in millions of 2022 dollars, discounted at 2%)**

Variables	Total benefits	Total costs	Net benefits
Central case	1,430.0	1,093.5	336.5
Discount rate at 7%	851.4	898.4	-47.0
Discount rate at 3%	1,278.6	1,046.8	231.8
Discount rate at 0%	1,812.0	1,203.1	608.9
Capital costs at 20% higher	1,430.0	1,259.1	170.9
Capital costs at 20% lower	1,430.0	927.9	502.1
Fuel prices at 20% lower	1,361.5	1,093.5	268.0
Fuel prices at 20% higher	1,498.5	1,093.5	405.0
Discount rate at 7%, capital costs by 20% higher and fuel prices at 20% lower	810.7	1,046.2	-235.6
Discount rate at 3%, capital costs at 20% higher and fuel prices at 20% lower	1,217.4	1,208.6	8.8
Discount rate at 0%, capital costs at 20% lower and fuel prices at 20% higher	1,898.7	1,029.4	869.3

calcul de la valeur des produits récupérés (avantages liés à la production). Cela signifie que l'augmentation des coûts des immobilisations réduirait les avantages nets, tandis que l'augmentation des prix du carburant accroîtrait les avantages nets.

Comme le montre le tableau 28, le fait de changer les coûts des immobilisations ou les prix du carburant ne modifie pas la conclusion selon laquelle le projet de règlement produirait des avantages nets pour les Canadiens. Toutefois, l'application d'un taux d'actualisation supérieur à 6,3 %, sans que les autres variables soient changées, fait en sorte que le projet de règlement aurait un coût net. Le projet de règlement atteint le seuil de la rentabilité (c'est-à-dire produit des avantages nets approchant de 0 \$) quand le taux d'actualisation est à 3,4 %, le coût des immobilisations est 20 % plus élevé et le prix du carburant est 20 % plus bas.

**Tableau 28 : Sommaire des résultats pour l'analyse de sensibilité partielle (en millions de dollars de 2022, actualisés à 2 %)**

Variables	Avantages totaux	Coûts totaux	Avantages nets
Cas central	1 430,0	1 093,5	336,5
Taux d'actualisation de 7 %	851,4	898,4	-47,0
Taux d'actualisation de 3 %	1 278,6	1 046,8	231,8
Taux d'actualisation de 0 %	1 812,0	1 203,1	608,9
Coûts des immobilisations 20 % plus élevés	1 430,0	1 259,1	170,9
Coûts des immobilisations 20 % plus bas	1 430,0	927,9	502,1
Prix du carburant 20 % plus bas	1 361,5	1 093,5	268,0
Prix du carburant 20 % plus élevés	1 498,5	1 093,5	405,0
Taux d'actualisation de 7 %, coûts des immobilisations 20 % plus élevés et prix du carburant 20 % plus bas	810,7	1 046,2	-235,6
Taux d'actualisation de 3 %, coûts des immobilisations 20 % plus élevés et prix du carburant 20 % plus bas	1 217,4	1 208,6	8,8
Taux d'actualisation de 0 %, coûts des immobilisations 20 % plus bas et prix du carburant 20 % plus élevés	1 898,7	1 029,4	869,3

Monte Carlo analysis was also conducted to jointly assess the sensitivity of the three key variables (discount rate, capital costs, and fuel prices). Monte Carlo analysis uses computer-based simulation to perform repeated random sampling of key variables that are identified as being subject to uncertainty. This process generates expected values and statistical probabilities. Thus, one can see the likelihood of the outcome (such as net benefits) occurring when all variables of interest are allowed to vary simultaneously. This simulation had 10 000 iterations, each generating an expected value of the net benefit. Triangular distribution was assumed for the discount rate (0% minimum, 2% modal, 7% maximum) while pert distribution was assumed for changes in capital costs and fuel prices (-20% minimum, 0% most likely, 20% maximum). The results of Monte Carlo analysis showed that the proposed Regulations would result in an average net benefit of \$249 million, with a 90% likelihood that the net benefit would be between \$5 million and \$509 million. As well, there would be a 95% chance that the proposed Regulations would at least result in a net benefit to Canadians and a 5% chance of a net cost.

### *Small business lens*

Analysis under the small business lens concluded that the proposed Regulations would impact small businesses. Based on consultations on the discussion document of the proposed approach, it is estimated that three small businesses<sup>35</sup> may be affected by the proposed Regulations. Additional analysis may be required if more small businesses are identified during *Canada Gazette* consultations.

Equipment requirements of the proposed Regulations are based on a detailed analysis that considers costs, size, scope, health risks and benefits. Lower-cost options were estimated to be within the expected capital and maintenance budgets of the regulated facilities. A cost-effectiveness lens was used to aid in selecting appropriate requirements for various classes of facilities, with an emphasis on minimizing impacts to smaller businesses when risks from emissions are low. Estimates and analysis were based on industry-reported values, vendor quotations, and standard industry practices and methods.

<sup>35</sup> For the purposes of the small business lens, the Treasury Board of Canada Secretariat defines a small business as any business, including its affiliates, that has fewer than 100 employees or between \$30,000 and \$5 million in annual gross revenue ([Policy on Limiting Regulatory Burden on Business](#)).

Une analyse par la méthode de Monte-Carlo a également été réalisée afin d'évaluer ensemble la sensibilité de trois variables clés (taux d'actualisation, coûts des immobilisations et prix du carburant). Ce type d'analyse repose sur une simulation sur ordinateur et consiste en un échantillonnage aléatoire répété de variables clés qui sont considérées comme étant sujettes à l'incertitude. Ce processus permet d'obtenir les valeurs escomptées et les probabilités statistiques. Il est donc possible de voir la probabilité que le résultat (comme des avantages nets) se produise quand toutes les variables peuvent varier simultanément. Cette simulation comptait 10 000 itérations, chacune ayant produit une valeur escomptée de l'avantage net. Une distribution triangulaire a été appliquée pour le taux d'actualisation (0 % minimum, 2 % moyen, 7 % maximum), tandis qu'une distribution PERT a été appliquée aux changements dans les coûts en capital et les prix du carburant (-20 % minimum, 0 % plus probable, 20 % maximum). Les résultats de l'analyse par la méthode de Monte-Carlo ont permis de conclure que le projet de règlement engendrerait un avantage net moyen de 249 M\$, avec une probabilité de 90 % que l'avantage net se chiffre entre 5 M\$ et 509 M\$. De plus, il y aurait 95 % de chances que le projet de règlement engendre au moins un avantage net pour les Canadiens ainsi que 5 % de chances qu'il engendre un coût net.

### *Lentille des petites entreprises*

L'analyse effectuée selon la lentille des petites entreprises a permis de conclure que le projet de règlement aurait des répercussions sur les petites entreprises. D'après les consultations réalisées au sujet du document de discussion relatif à l'approche proposée, on estime que trois petites entreprises<sup>35</sup> pourraient être touchées par le projet de règlement. D'autres analyses pourraient être requises si d'autres petites entreprises sont repérées pendant les consultations de la *Gazette du Canada*.

Les exigences en matière d'équipement du projet de règlement sont fondées sur une analyse détaillée tenant compte des coûts, de la taille, de la portée, des risques pour la santé et des avantages. Selon les estimations, les options à plus faible coût respectent les budgets d'immobilisations et d'entretien des installations réglementées. Une lentille de rentabilité a été utilisée afin de sélectionner les exigences appropriées pour les diverses catégories d'installations dans le but de réduire au minimum l'incidence sur les petites entreprises quand les risques associés aux émissions sont faibles. Les estimations et les analyses étaient fondées sur les valeurs déclarées par l'industrie, les soumissions des fournisseurs ainsi que les pratiques et les méthodes standard de l'industrie.

<sup>35</sup> Pour l'application de la lentille des petites entreprises, le Secrétaire du Conseil du Trésor du Canada donne la définition suivante de « petite entreprise » : toute entreprise, y compris ses filiales, qui compte moins de 100 employés ou qui génère de 30 000 \$ à 5 millions de dollars en revenus bruts annuels ([Politique sur la limitation du fardeau réglementaire sur les entreprises](#)).

The requirements of the proposed Regulations scale in cost according to the size of a regulated facility and associated equipment. Smaller facilities would be permitted to use less costly measures such as vapour combustion or vapour balancing. This would still control VOC emission risks and provide more options to meet the requirements of the proposed Regulations. A variable throughput cut-off is used for determining applicability, which reduces or eliminates scope for small facilities posing minimal VOC emissions risks.

The proposed Regulations exclude facilities that store, load and unload volatile petroleum liquids in volumes below a threshold, generally around 2 000 000 standard litres of storage capacity and 20 000 000 standard litres of combined loading and unloading per year. These exclusions would mean that the proposed Regulations would not apply to most small businesses engaged in the storage and loading of volatile petroleum liquids.

#### Small business lens summary

Number of small businesses impacted: 3

Number of years: 22 (2024 to 2045)

Base year for costing: 2022

Present value base year: 2024

Discount rate: 2%

**Table 29: Compliance costs**

Activity	Annualized value	Present value
Development of inspection program	\$363	\$6,405
Preparing and submitting repair and outage reports	\$1,281	\$22,621
Assisting auditors / enforcement	\$64	\$1,127
Total compliance costs	\$1,708	\$30,153

**Table 30: Administrative costs**

Activity	Annualized value	Present value
Registration	\$18	\$320
Maintaining inspection results	\$1,922	\$33,931
Maintaining equipment lists, and substance and throughput records	\$1,922	\$33,931
Total administrative costs	\$3,862	\$68,182

Le coût associé aux exigences du projet de règlement augmente selon la taille de l'installation réglementée et l'équipement connexe. Les installations de petite taille seraient autorisées à utiliser des mesures moins coûteuses comme la combustion des vapeurs ou l'équilibrage des vapeurs. Celles-ci permettraient quand même de contrôler les risques d'émissions de COV tout en offrant plus d'options pour remplir les exigences du projet de règlement. Un seuil de débit variable est utilisé pour déterminer l'applicabilité, ce qui réduit ou élimine la portée pour les petites installations qui représentent un risque minimal d'émissions de COV.

Le projet de règlement exclut les installations qui stockent, chargent et déchargent des volumes de liquides pétroliers volatils inférieurs à un certain seuil, généralement autour de 2 000 000 litres standard de capacité de stockage et 20 000 000 litres standard en chargement et en déchargement par année. Ces exclusions feraient en sorte que le projet de règlement ne s'appliquerait pas à la plupart des petites entreprises qui stockent et chargent des liquides pétroliers volatils.

#### Résumé de la lentille des petites entreprises

Nombre de petites entreprises touchées : 3

Nombre d'années : 22 (2024 à 2045)

Année de référence pour l'établissement des coûts : 2022

Année de référence de la valeur actuelle : 2024

Taux d'actualisation : 2 %

**Tableau 29 : Coûts liés à la conformité**

Activité	Valeur annualisée	Valeur actuelle
Mise sur pied du programme d'inspection	363 \$	6 405 \$
Préparation et présentation des rapports de réparations et de pannes	1 281 \$	22 621 \$
Appui à la vérification et aux mesures d'application de la réglementation	64 \$	1 127 \$
Total des coûts liés à la conformité	1 708 \$	30 153 \$

**Tableau 30 : Frais administratifs**

Activité	Valeur annualisée	Valeur actuelle
Enregistrement	18 \$	320 \$
Tenue à jour des résultats d'inspection	1 922 \$	33 931 \$
Tenue à jour des listes d'équipement et des registres de substances et de débit	1 922 \$	33 931 \$
Total des frais administratifs	3 862 \$	68 182 \$

**Table 31: Total compliance and administrative costs**

Totals	Annualized value	Present value
Total costs (all impacted small businesses)	\$5,569	\$98,335
Cost per impacted small business	\$1,856	\$32,778

*One-for-one rule*

The one-for-one rule applies since there would be an incremental increase in the administrative burden on business as a result of a new regulatory title being introduced. The administrative costs on operators would include costs for testing, monitoring and reporting to demonstrate compliance with the proposed Regulations. Specifically, these would include costs for the regulated parties to familiarize themselves with regulatory obligations, generate and submit registration reports, maintain inspection results, maintain equipment lists, substance and throughput records, prepare and submit repair and outage reports, and assist with auditing and enforcement activities. This would involve six hours of senior management time (at \$61.80/hour) in upfront costs (borne in 2024) to become familiar with regulatory obligations, for each refinery, upgrader, chemical facility and all owners of terminals, marine terminals, and bulk plants. Additionally, each regulated facility would require 2 hours of staff time (at \$42.96/hour) in upfront costs for facility registration. Lastly, each regulated facility would require 24 hours of staff time (at \$42.96/hour) — or 32 hours of staff time for refineries, upgraders and chemical facilities — every year to maintain records of inspection results, equipment lists, and substance and throughput records. Table 1 provides the number of regulated facilities used in these calculations.

Using 2012 constant dollars, with 2012 as the base year, a 10-year time frame from the year of registration (i.e. 2024 to 2033), and a 7% discount rate, the annualized average increase in the administrative burden on affected businesses is estimated at \$119,963 or an average of \$416.54 per business, as calculated using the Treasury Board Secretariat's Regulatory Cost Calculator tool. This represents an IN under the rule, as per the [Policy on Limiting Regulatory Burden on Business](#).

**Tableau 31 : Coûts totaux liés à la conformité et à l'administration**

Total	Valeur annualisée	Valeur actuelle
Coûts totaux (toutes les petites entreprises touchées)	5 569 \$	98 335 \$
Coût par petite entreprise touchée	1 856 \$	32 778 \$

*Règle du « un pour un »*

La règle du un pour un s'applique, car l'ajout d'un nouveau titre réglementaire engendrerait une augmentation du fardeau administratif sur les entreprises. Les coûts administratifs pour les exploitants comprendraient les coûts associés aux tests, à la surveillance et à la production de rapports visant à démontrer la conformité avec le projet de règlement. Plus précisément, il s'agirait de coûts nécessaires pour que les parties réglementées se familiarisent avec leurs obligations réglementaires, préparent et présentent des rapports d'enregistrement, maintiennent les résultats d'inspection, maintiennent des listes d'équipement et des registres de substances et de débit, préparent et présentent des rapports sur les réparations et les pannes et contribuent aux activités de vérification et d'application de la réglementation. Cela nécessiterait six heures en temps de la haute direction (à 61,80 \$ l'heure) en coûts initiaux (engagés en 2024) pour la familiarisation avec les obligations réglementaires, pour chaque raffinerie, usine de traitement et installation et tous les propriétaires de terminaux, terminaux portuaires et dépôts routiers. De plus, chaque installation réglementée aurait besoin de 2 heures en temps de personnel (à 42,96 \$ l'heure) en coûts initiaux pour l'enregistrement de l'installation. Enfin, chaque installation réglementée aurait besoin de 24 heures en temps de personnel (à 42,96 \$ l'heure) — ou 32 heures en temps de personnel pour les raffineries, les usines de traitement et les installations chimiques — tous les ans pour le maintien des registres des résultats d'inspection, des listes d'équipement et des registres de substances et de débit. Le tableau 1 illustre le nombre d'installations réglementées utilisées dans ces calculs.

En dollars constants de 2012 (l'année de référence) et en fonction d'une période de 10 ans à partir de l'année d'enregistrement (c'est-à-dire 2024 à 2033) ainsi que d'un taux d'actualisation de 7 %, l'augmentation moyenne annualisée du fardeau administratif pour les entreprises touchées est estimée à 119 963 \$ ou une moyenne de 416,54 \$ par entreprise, calculée à l'aide du Calculateur des coûts réglementaires du Secrétariat du Conseil du Trésor. Cela représente un « ajout » en vertu de la règle d'après la [Politique sur la limitation du fardeau réglementaire sur les entreprises](#).



### *Regulatory cooperation and alignment*

All relevant Canadian policy, including voluntary measures, federal regulations and provincial or municipal measures, were reviewed in detail. Requirements were identified in the provinces of Ontario, Quebec and Newfoundland and Labrador, and the municipalities of Montréal and Metro Vancouver.

Federal regulations in the United States (contained in the U.S. *Code of Federal Regulations*)<sup>36</sup> were reviewed in detail and a scan of individual state requirements was performed. Informal discussion with the U.S. Environmental Protection Agency representatives indicated there were no concerns regarding the proposed Regulations.

It was determined that the proposed Regulations align closely with the U.S. policy (the United States has been regulating these emissions sources, using similar requirements, since the 1980s), and also align closely with Canadian provincial and municipal requirements (which largely draw on U.S. requirements and the voluntary CCME codes). The proposed Regulations differ from these requirements in some ways that optimize health risk management, reduce costs to industry and/or update performance requirements, specifically, more stringent requirements for high-benzene liquid tanks, equipment size thresholds, considerations for rural and remote facilities, and inspection and repair procedures.

Other international policies that generally resembled existing U.S. and Canadian policies were found to exist in other regions, including Europe. These international policies were not investigated in detail because it was determined that the benefit of alignment would be small, since international standards are not currently used by industry in Canada and there is no significant integration of petroleum infrastructure or equipment production with countries other than the United States.

Discussions with Transport Canada highlighted a requirement to notify the International Maritime Organization that VOC emissions are to be regulated. The requirements of this notification are detailed in regulation 15 of MARPOL Annex VI and must be submitted at least six months before the effective date.

### *Strategic environmental assessment*

The proposed Regulations would result in a reduction in releases of VOCs and benzene to the atmosphere.

<sup>36</sup> *Code of Federal Regulations*

### *Coopération et harmonisation en matière de réglementation*

Toutes les politiques canadiennes pertinentes, y compris les mesures volontaires, les règlements fédéraux et les mesures provinciales ou municipales, ont été examinées en détail. Des exigences ont été cernées dans les provinces de l'Ontario, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que dans les municipalités de Montréal et du Grand Vancouver.

La réglementation fédérale des États-Unis (contenue dans le *Code of Federal Regulations* des États-Unis<sup>36</sup>) a été examinée en détail et une analyse sommaire des exigences de chaque État a été réalisée. Les discussions informelles ayant eu lieu avec des représentants de l'Environmental Protection Agency des États-Unis ont montré que le projet de règlement ne suscitait pas de préoccupations.

Il a été déterminé que le projet de règlement suit de près la politique des États-Unis (les États-Unis réglementent ces sources d'émissions à l'aide d'exigences semblables depuis les années 1980). Il suit également de près les exigences provinciales et municipales au Canada (inspirées en grande partie des exigences des États-Unis et des codes du CCME à titre volontaire). Le projet de règlement diffère de ces exigences de certaines façons qui optimisent la gestion des risques sanitaires, réduisent les coûts pour l'industrie ou actualisent les exigences de performance, en particulier des exigences plus strictes dans le cas des réservoirs de liquide à haute teneur en benzène, de différents seuils de dimensions de l'équipement, des considérations d'installations rurales et éloignées, et de différentes procédures d'inspection et de réparation.

On a relevé d'autres politiques internationales dans des régions, notamment l'Europe, qui ressemblaient généralement aux politiques existantes aux États-Unis et au Canada. Ces politiques internationales n'ont pas été analysées en détail puisqu'il a été déterminé que l'avantage de la conformité serait minime, vu que l'industrie au Canada n'utilise pas les normes internationales et qu'il n'y a pas d'intégration importante d'infrastructures pétrolières ou de production d'équipement avec d'autres pays à part les États-Unis.

Les discussions avec Transports Canada ont fait ressortir une obligation de notifier l'Organisation maritime internationale que les émissions de COV doivent être réglementées. Les exigences de cette notification sont répertoriées dans la règle 15 de l'annexe VI de MARPOL et elle doit être soumise au moins six mois avant la date d'entrée en vigueur.

### *Évaluation environnementale stratégique*

Le projet de règlement se traduirait par une réduction des rejets de COV et de benzène dans l'atmosphère. Les

<sup>36</sup> *Code of Federal Regulations* (disponible en anglais seulement)



Reductions in releases of VOCs and improved air quality are expected to contribute to improvements in human health and quality of the environment. There would also be an incidental reduction in GHG emissions, primarily methane emission reductions.

The VOC emissions reduction is estimated at approximately 494 kt over the analytical period, while the methane emissions reduction is estimated at approximately 8 kt over the analytical period.

The proposed Regulations would directly contribute to the 2022–2026 Federal Sustainable Development Strategy goal to “Improve access to affordable housing, clean air, transportation, parks, and green spaces, as well as cultural heritage in Canada” by reducing emissions of VOCs and benzene (substances with established risk to human health) in and around populated areas and additionally contribute to the Federal Sustainable Development Strategy goal to “Take action on climate change and its impacts” and the United Nations 2030 Agenda for Sustainable Development’s Goal 13 for “Climate action” by reducing emissions of GHGs, primarily methane.

Most of the human health impact of the proposal is expected to be direct and beneficial, through improved air quality. Any indirect effects on human health and socioeconomic conditions from environmental benefits are likely to be small, but also beneficial. No significant negative effects on either human health or the environment were identified.

#### *Gender-based analysis plus*

This proposal may affect over 700 sites across all provinces and territories (except Nunavut), including sites located in ports, remote areas and within proximity to urban populations. Preliminary analysis indicates that workers at these sites, including inspection and maintenance workers and peoples living nearby, would be impacted by this proposal.

The maintenance and inspection practices for this proposal are well defined and are well aligned with existing practices for inspection and maintenance for this equipment. Therefore, site workers are not expected to be negatively impacted by the proposal. Operators and inspection and maintenance workers could expect positive health benefits from this proposal from reduced exposure to carcinogenic substances, including benzene. Overall, workers in the energy sector (including workers at the affected facilities) are mostly adults between 24 and

réductions des rejets de COV et l’amélioration de la qualité de l’air devraient contribuer à des améliorations de la santé humaine et de la qualité de l’environnement. Il y aurait également une réduction fortuite des émissions de GES, essentiellement des réductions des émissions de méthane.

La réduction des émissions de COV est estimée à environ 494 kt au cours de la période analytique, tandis que la réduction des émissions de méthane est estimée à 8 kt au cours de la période analytique.

Le projet de règlement contribuerait directement à l’atteinte du but de la Stratégie fédérale de développement durable 2022-2026, à savoir « améliorer l’accès au logement abordable, à l’air pur, aux transports, aux parcs et aux espaces verts, ainsi qu’au patrimoine culturel au Canada » en réduisant les émissions de COV et de benzène (substances dont le risque pour la santé humaine est établi) à l’intérieur et autour des zones habitées. Le projet de règlement contribuerait également à l’atteinte du but de la Stratégie fédérale de développement durable de « prendre des mesures relatives aux changements climatiques et leurs impacts » et de l’Objectif 13, « Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques », du Programme de développement durable à l’horizon 2030 des Nations Unies en réduisant les émissions de GES, essentiellement le méthane.

La plupart des répercussions sur la santé humaine du projet sont censées être directes et bénéfiques grâce à une qualité de l’air améliorée. Les éventuels effets indirects sur la santé humaine et les conditions socioéconomiques issus des avantages environnementaux seront probablement modestes, mais bénéfiques également. Aucun effet négatif important sur la santé humaine ou l’environnement n’a été recensé.

#### *Analyse comparative entre les sexes plus*

Le présent projet est susceptible de concerner plus de 700 lieux dans l’ensemble des provinces et des territoires (sauf le Nunavut), y compris des lieux situés dans des ports, des zones éloignées et à proximité de populations urbaines. Une analyse préliminaire indique que les travailleurs dans ces lieux, notamment les préposés à l’inspection et à l’entretien ainsi que les personnes qui vivent tout près, seraient visés par le présent projet.

Les pratiques d’entretien et d’inspection pour le présent projet sont bien définies et sont bien alignées sur les pratiques existantes d’inspection et d’entretien de cet équipement. Par conséquent, on ne s’attend pas à ce que le projet nuise aux travailleurs dans ces lieux. Les exploitants et les préposés à l’inspection et à l’entretien pourraient s’attendre à des effets positifs sur la santé du présent projet de l’exposition réduite à des substances cancérigènes, y compris au benzène. Dans l’ensemble, les travailleurs du secteur de l’énergie (y compris les travailleurs des

64 years of age (91%), whereas 24% are female, and 5.7% are Indigenous.<sup>37</sup>

Several population groups are particularly susceptible to adverse effects following exposure to ground-level ozone and PM<sub>2.5</sub>. These include individuals who are more active outdoors, children, the elderly and individuals with a pre-existing respiratory or cardiac condition. Health risks exist even at low concentration levels of ground-level ozone and PM<sub>2.5</sub>; therefore, the proposal should have positive effects on these groups.

Benzene has been recognized as a human carcinogen. Non-cancer effects from short-term benzene exposure may pose an elevated risk to pregnant women and their developing fetuses. Infants and children may be more affected by benzene concentrations due to differences in breathing rates and body weight. Thus positive effects from the proposal are expected on pregnant women and their developing fetuses, as well as infants and children, due to decreased benzene exposure.

Populations living within close proximity to certain sites, especially in densely populated areas, would expect positive health benefits from improved air quality associated with this proposal. This may include positive impacts to different groups that are particularly vulnerable to adverse effects such as lower-income Canadians, elderly Canadians, women (including pregnant women), children and Indigenous Peoples, and positive impacts to Canadians in general. Specific cases where vulnerable groups were overrepresented among the population near affected sites were identified during the development of the proposed Regulations. At the time of publication, analysis was not available to determine whether vulnerable groups are overrepresented overall in the population of Canadians living near affected sites.

A healthier environment linked to improvements in air quality and reduced exposure to toxic substances such as benzene as a result of this proposal would contribute to protecting vulnerable populations from adverse health impacts of air pollution. It would reduce the risk of cumulative effects of certain air pollutants on populations located near facilities covered by this proposal.

installations touchées) sont principalement des adultes âgés de 24 à 64 ans (91 %), tandis que 24 % sont des femmes et 5,7 % sont des Autochtones<sup>37</sup>.

Plusieurs groupes de population sont particulièrement vulnérables aux effets nocifs de l'exposition à l'ozone troposphérique et aux PM<sub>2,5</sub>. Parmi ces groupes, les personnes les plus actives à l'extérieur, les enfants, les personnes âgées et les personnes ayant déjà un problème respiratoire ou cardiaque. Des risques sanitaires existent même à de faibles niveaux de concentration d'ozone troposphérique et de PM<sub>2,5</sub>; le présent projet devrait donc avoir une incidence positive sur ces groupes les plus menacés par des effets négatifs sur la santé de l'ozone troposphérique et des PM<sub>2,5</sub>.

Le benzène est reconnu comme un agent cancérigène pour les humains. Les effets non cancérigènes de l'exposition au benzène à court terme pourraient constituer un risque accru pour les femmes enceintes et leurs fœtus en développement. Les nourrissons et les enfants risquent d'être plus touchés par les concentrations de benzène en raison des écarts dans les fréquences respiratoires et le poids corporel. Les effets positifs du projet profiteront donc davantage aux femmes enceintes et à leurs fœtus en développement ainsi qu'aux nourrissons et aux enfants en raison d'une réduction de l'exposition au benzène.

Les populations qui vivent à proximité de certains lieux, surtout dans des zones densément peuplées, pourraient s'attendre à des effets positifs sur la santé de l'amélioration de la qualité de l'air associée au présent projet. Ces effets pourraient inclure des répercussions positives pour différents groupes particulièrement vulnérables aux effets néfastes comme les Canadiens à faible revenu, les aînés canadiens, les femmes (dont les femmes enceintes), les enfants et les Autochtones, ainsi que des effets positifs pour les Canadiens en général. Des cas spécifiques où les groupes vulnérables étaient surreprésentés au sein de la population vivant à proximité des sites touchés ont été identifiés au cours de l'élaboration du projet de règlement. Au moment de la publication, aucune analyse n'était disponible pour déterminer si les groupes vulnérables sont surreprésentés dans l'ensemble de la population canadienne vivant à proximité des sites touchés.

Un environnement plus sain lié aux améliorations de la qualité de l'air et à une réduction de l'exposition aux substances toxiques comme le benzène grâce au présent projet contribuerait à protéger les populations vulnérables des effets négatifs sur le plan de l'état de santé de la pollution atmosphérique. Cet environnement réduirait le risque d'effets cumulatifs de certains polluants de l'air sur les populations situées près d'installations visées par le présent projet.

<sup>37</sup> [Statistics Canada, 2021 data.](#)

<sup>37</sup> [Statistique Canada, données de 2021.](#)

### *Rationale*

VOCs are a precursor pollutant to the formation of ground-level ozone and particulate matter, the main constituents of smog. Exposure to ground-level ozone and particulate matter has harmful effects on human health, causing negative respiratory and cardiac outcomes, and increasing the risk of premature death. Higher levels of ground-level ozone can also reduce crop productivity. Releases of VOCs from storage tanks and loading operations may contain carcinogenic compounds (e.g. benzene) that pose risks to Canadians in the vicinity of these facilities. In addition, non-cancer effects from short-term benzene exposure may pose an elevated risk to pregnant people and their developing fetuses. Informed by recent ambient air monitoring data, inhalation exposure to evaporative emissions of benzene is of particular concern for populations in some locations with elevated air concentrations.

Fitting storage tanks and loading racks with emissions control equipment combined with robust inspection and maintenance programs are acknowledged as a best practice for controlling evaporative VOC releases from these facilities. Most facilities have fitted many tanks storing volatile petroleum liquids with vapour controls (e.g. floating roofs), and some facilities have fitted loading racks with vapour control systems. These vapour controls are generally based on the voluntary CCME Code and Guidelines, with the focus on reducing VOC releases from tanks and gasoline truck loading. However, significant areas of improvement have been identified, and some tanks and many loading racks remain in operation without these vapour controls in place. Furthermore, even low concentrations of the carcinogens in volatile petroleum liquids can have harmful effects on human health.

The proposed Regulations were developed to address these issues. A broader range of tanks and loading racks would be fitted with more effective vapour controls that minimize VOC releases, and operators would conduct more frequent inspections on floating roofs tanks. These actions would further reduce releases of VOCs, including benzene. Operators would also be required to operate tanks in specific manners and monitor and repair emissions control equipment within specific timelines to minimize VOC releases.

### *Justification*

Les COV sont un polluant précurseur à la formation d'ozone troposphérique et de particules, principaux composants du smog. L'exposition à l'ozone troposphérique et aux particules a des effets nocifs sur la santé humaine. Elle entraîne des résultats négatifs sur le plan respiratoire et cardiaque et augmente le risque de décès prématuré. Des niveaux d'ozone troposphérique plus élevés risquent également de diminuer la productivité des cultures. Les rejets de COV des réservoirs de stockage et des opérations de chargement sont susceptibles de contenir des composés cancérigènes (par exemple du benzène) qui constituent des risques pour les Canadiens près de ces installations. En outre, les effets non cancérigènes de l'exposition à court terme au benzène pourraient constituer un risque accru pour les femmes enceintes et leurs fœtus en développement. Fondée sur des données récentes de surveillance de l'air extérieur ambiant, l'exposition à l'inhalation d'émissions de benzène est particulièrement préoccupante pour les populations dans certains lieux dont les concentrations dans l'air sont élevées.

Le fait de munir les réservoirs de stockage et les rampes de chargement d'équipement de contrôle des émissions atmosphériques conjugué à de solides programmes d'inspection et d'entretien est une pratique exemplaire reconnue de contrôle des rejets de COV par évaporation de ces installations. La plupart sont munies de nombreux réservoirs qui stockent des produits pétroliers liquides volatils dotés de régulateurs de vapeur (par exemple des toits flottants) et certaines installations sont équipées de rampes de chargement dotées de systèmes de contrôle des émissions de vapeurs. Ces régulateurs d'émissions de vapeurs se fondent généralement sur les codes et lignes directrices du CCME à titre volontaire et portent sur la diminution des rejets de COV des réservoirs et du chargement de camions-citernes. Or, d'importants points à améliorer ont été répertoriés et certains réservoirs et bon nombre de rampes de chargement demeurent en activité sans que ces contrôles des émissions de vapeurs soient en vigueur. Qui plus est, même de faibles concentrations d'agents cancérigènes dans les produits pétroliers liquides volatils risquent d'avoir des effets nocifs sur la santé humaine.

Le projet de règlement a été élaboré pour s'attaquer à ces problèmes. Une gamme plus étendue de réservoirs et de rampes de chargement seraient munis de systèmes plus efficaces de récupération des vapeurs qui limitent autant que possible les rejets de COV. Aussi, les exploitants procéderaient à des inspections plus fréquentes des réservoirs à toit flottant. Ces mesures réduiraient encore les rejets de COV, dont ceux de benzène. Les exploitants seraient également tenus d'exploiter des réservoirs de façons précises et de surveiller et de réparer l'équipement de contrôle des émissions atmosphériques dans des délais précis pour limiter autant que possible les rejets de COV.

The proposed Regulations are designed to harmonize, where possible, with the regulatory requirements of other jurisdictions, including provinces and the United States. In addition, the proposed Regulations would provide regulatory certainty to the industry and other interested parties, which would create a level playing field and encourage them to plan and invest into the future with confidence.

### **Implementation, compliance and enforcement, and service standards**

#### *Implementation*

The proposed Regulations would come into force on the day on which they are registered. The implementation of the proposed Regulations would follow a phased-in approach, requiring regulated facilities to prioritize highest emitting equipment. Regulated facilities would be required to bring a certain percentage of existing storage tanks and loading racks into compliance each year. Tanks containing liquids with particularly high benzene content (exceeding 20% by weight) would be subject to shorter implementation timelines.

Generally, a period of one to three years would be permitted to bring equipment into compliance, depending on its prior condition and emissions risk. In cases where a large proportion of existing tanks or loading racks require the installation of emissions control equipment, a period of up to seven years total could be allowed for tanks and up to five years total for loading racks.

The final Regulations are expected to be published in the *Canada Gazette*, Part II, in 2024.<sup>38</sup>

#### *Compliance promotion*

Compliance promotion activities are intended to encourage the regulated community, composed solely of large enterprises, to achieve compliance. Immediately after publication of the Regulations, and with the coming into force of new requirements in subsequent years, compliance promotion activities could include

- posting of information (e.g. frequently asked questions) on the Department website;
- emailing and mailing out notices to interested parties to highlight the dates by which regulated facilities would be required to take certain actions (e.g. submitting an annual report);

Le projet de règlement a pour objet de s'aligner, lorsqu'il y a lieu, sur les exigences réglementaires d'autres administrations, y compris celles des provinces et des États-Unis. De plus, le projet de règlement apporterait la certitude réglementaire à l'industrie et aux autres parties intéressées, ce qui créerait une égalisation des conditions de concurrence et les inciterait à planifier et à investir dans l'avenir avec confiance.

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

#### *Mise en œuvre*

Le projet de règlement entrerait en vigueur à la date de son enregistrement. L'adoption du projet de règlement suivrait une approche graduelle, obligeant les installations réglementées à prioriser les équipements dont les émissions sont les plus élevées. Dans les installations réglementées, on serait tenu de rendre conformes chaque année un certain pourcentage des réservoirs de stockage et des rampes de chargement existants. Les réservoirs qui renferment des liquides dont le contenu en benzène est particulièrement élevé (dépasse 20 % selon le poids) seraient assujettis à des délais de mise en œuvre plus courts.

En général, une période d'un à trois ans serait autorisée pour mettre l'équipement en conformité, en fonction de son état antérieur et du risque d'émissions. Dans les cas où une forte proportion des réservoirs ou des rampes de chargement existants nécessitent l'installation d'équipement de contrôle des émissions atmosphériques, une période maximale de sept ans pourrait être autorisée dans le cas des réservoirs et de cinq ans dans le cas des rampes de chargement.

La version finale du Règlement devrait être publiée dans la Partie II de la *Gazette du Canada* en 2024.<sup>38</sup>

#### *Promotion de la conformité*

Les activités de promotion de la conformité sont destinées à inciter la communauté réglementée, composée uniquement de grandes entreprises, à obtenir la conformité. Dès la publication du Règlement, et à l'entrée en vigueur des nouvelles exigences dans les années à venir, les activités de promotion de la conformité pourraient inclure ce qui suit :

- affichage de renseignements (par exemple foire aux questions) sur le site Web du ministère;
- envoi d'avis par courriel ou par la poste aux parties intéressées pour faire ressortir les dates limites auxquelles les installations réglementées seraient

<sup>38</sup> Table 3 provides the expected timeline for the proposed Regulations

<sup>38</sup> Le tableau 3 présente l'échéancier prévu du projet de règlement

- arranging conference calls or webinars to review the regulatory requirements and reporting forms with interested parties;
- responding to information or clarification requests; and
- providing a guidance document with more details on implementation and compliance.

Once all of the requirements are in force, compliance promotion activities would possibly be limited to responding to and tracking inquiries. Additional compliance promotion may be required if, following an assessment of the promotional activities, compliance with the Regulations is found to be low.

### *Enforcement*

The proposed Regulations would be made under CEPA, so enforcement officers would, when verifying compliance with the Regulations once they are in force, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA.<sup>39</sup> That Policy sets out the range of possible responses to alleged violations, including warnings, directions, environmental protection compliance orders, tickets, ministerial orders, injunctions, prosecution and environmental protection alternative measures (which are an alternative to a court prosecution after the laying of charges for a CEPA violation). In addition, the Policy explains when the Department will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

To verify compliance, enforcement officers may carry out an inspection. An inspection may identify an alleged violation, and alleged violations may also be identified by the Department's technical personnel, or through complaints received from the public. Whenever a possible violation of any regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations.

If, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the following factors:

- **Nature of the alleged violation:** This includes consideration of the damage, the intent of the alleged violator, whether it is a repeat violation and whether an attempt has been made to conceal information or otherwise subvert the objectives and requirements of CEPA;

tenues de prendre certaines mesures (par exemple présentation d'un rapport annuel);

- préparation de conférences téléphoniques ou de webinaires en vue d'examiner les exigences réglementaires et les formulaires de notification auprès des parties intéressées;
- réponse aux demandes de renseignements ou de précisions;
- offre d'un document d'orientation plus détaillé sur la conformité et l'application.

Une fois l'ensemble des exigences en vigueur, les activités de promotion de la conformité se limiteraient peut-être à répondre aux demandes et à en assurer le suivi. Une promotion de la conformité supplémentaire pourrait être exigée lorsque, après une évaluation des activités promotionnelles, la conformité au Règlement est jugée faible.

### *Application*

Le projet de règlement serait conçu en vertu de la LCPE, de sorte que les agents de l'autorité, au moment de vérifier la conformité au Règlement une fois en vigueur, appliqueraient la Politique de conformité et d'application de la LCPE<sup>39</sup>. Cette politique établit le train de mesures possibles à prendre en cas d'infractions présumées : avertissements, directions, ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, contraventions, ordres ministériels, injonctions, poursuites pénales et mesures de rechange en matière de protection de l'environnement (lesquelles peuvent remplacer une poursuite pénale, une fois que des accusations ont été portées à la suite d'une infraction présumée à la LCPE). De plus, la Politique explique les situations dans lesquelles le Ministère recourra à des poursuites civiles par la Couronne pour le recouvrement des coûts.

Pour vérifier la conformité, les agents de l'autorité peuvent mener une inspection. Une inspection peut révéler une infraction présumée, qui peut aussi être révélée par le personnel technique du Ministère, ou par des plaintes reçues de la population. Chaque fois qu'une infraction possible à l'un des règlements est constatée, les agents de l'autorité peuvent enquêter.

Lorsque, à l'issue d'une inspection ou d'une enquête, les agents de l'autorité relèvent une infraction présumée, ils se baseront sur les facteurs suivants, la ligne de conduite appropriée :

- **La nature de l'infraction présumée :** Il convient notamment de déterminer la gravité des dommages, s'il y a eu une action délibérée de la part du contrevenant, s'il s'agit d'une récidive et s'il y a eu tentative de dissimuler de l'information ou de contourner, d'une façon ou d'une autre, les objectifs ou exigences de la LCPE;

<sup>39</sup> Information is available on Environment and Climate Change Canada's [Compliance and enforcement policy for the Canadian Environmental Protection Act](#) web page.

<sup>39</sup> L'information est accessible sur la page Web [Politique de conformité et d'application de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement](#) d'Environnement et Changement climatique Canada.

- Effectiveness in achieving the desired result with the alleged violator: The desired result is compliance within the shortest possible time and with no further repetition of the violation. Factors to be considered include the violator's history of compliance with CEPA, willingness to cooperate with enforcement officers and evidence of corrective action already taken; and
- Consistency: Enforcement officers will consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce CEPA.

The proposed Regulations also require concurrent amendments to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*. Those Regulations designate certain provisions in various CEPA regulations that are subject to an increased fine regime following the successful prosecution of an offence involving harm or risk of harm to the environment, or obstruction of authority.

#### Service standards

The Department, in its administration of the proposed Regulations, would respond to submissions and inquiries from the regulated community in a timely manner taking into account the complexity and completeness of the request. In addition, the Department intends to develop information sheets and/or a technical guidance document describing the required information and format to be followed when submitting a plan or report.

#### Contacts

Magda Little  
Director  
Oil, Gas and Alternative Energy Division  
Environment and Climate Change Canada  
Email: [covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca](mailto:covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca)

Matthew Watkinson  
Executive Director  
Regulatory Analysis and Valuation Division  
Environment and Climate Change Canada  
Email: [ravd-darv@ec.gc.ca](mailto:ravd-darv@ec.gc.ca)

- L'efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant présumé à obtempérer : Le but est de faire respecter la LCPE dans les meilleurs délais tout en empêchant les récidives. Il sera tenu compte notamment du dossier du contrevenant pour l'inobservation de la LCPE, de sa volonté de coopérer avec les agents de l'autorité et de la preuve que des correctifs ont été apportés;
- La cohérence : Les agents de l'autorité tiendront compte de ce qui a été fait dans des cas semblables en décidant des mesures à prendre pour faire respecter la LCPE.

Le projet de règlement nécessite également l'apport de modifications simultanées au *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application – Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Ce règlement désigne des dispositions dans divers règlements de la LCPE assujettis à un régime d'amendes plus élevées à la suite de poursuites judiciaires fructueuses en cas d'infraction entraînant un préjudice ou un risque de préjudice à l'environnement, ou d'entrave à l'autorité.

#### Normes de service

Le Ministère, dans son application du projet de règlement, donnerait suite rapidement aux présentations et aux demandes de la part de la communauté réglementée en tenant compte de la complexité et de la complétude de la demande. De plus, le Ministère a l'intention de préparer des fiches de renseignements et/ou un document d'orientation technique pour décrire les renseignements et le mode de présentation nécessaires à suivre pour présenter un plan ou un rapport.

#### Personnes-ressources

Magda Little  
Directrice  
Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement  
Environnement et Changement climatique Canada  
Courriel : [covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca](mailto:covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca)

Matthew Watkinson  
Directeur exécutif  
Division de l'analyse réglementaire et de la valuation  
Environnement et Changement climatique Canada  
Courriel : [ravd-darv@ec.gc.ca](mailto:ravd-darv@ec.gc.ca)

## PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, under subsection 332(1)<sup>a</sup> of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>b</sup>, that the

<sup>a</sup> S.C. 2023, c. 12, s. 55

<sup>b</sup> S.C. 1999, c. 33

## PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)<sup>a</sup> de la *Loi canadienne sur la protection de*

<sup>a</sup> L.C. 2023, ch. 12, art. 55

Governor in Council proposes to make the annexed *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations* under subsection 93(1)<sup>c</sup>, section 286.1<sup>d</sup> and subsection 330(3.2)<sup>e</sup> 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 a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333<sup>f</sup> 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, Energy and Transportation Directorate, Environmental Protection Branch, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (email: [covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca](mailto:covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca)).

A person who provides information to the Minister may submit with the information a request for confidentiality under section 313<sup>g</sup> of that Act.

Ottawa, February 19, 2024

Wendy Nixon  
Assistant Clerk of the Privy Council

## TABLE OF PROVISIONS

### Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations

#### Interpretation

**1** Definitions

<sup>c</sup> S.C. 2023, c. 12, sub. 33(1) to (6)

<sup>d</sup> S.C. 2009, c. 14, s. 80

<sup>e</sup> S.C. 2008, c. 31, s. 5

<sup>f</sup> S.C. 2023, c. 12, s. 56

<sup>g</sup> S.C. 2023, c. 12, s. 50

*l'environnement (1999)*<sup>b</sup>, que la gouverneure en conseil, en vertu du paragraphe 93(1)<sup>c</sup>, de l'article 286.1<sup>d</sup> et du paragraphe 330(3.2)<sup>e</sup> de cette loi, se propose de prendre le *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)*, 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<sup>f</sup> 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, Pétrole, gaz et énergie de remplacement, Énergie et transports, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, 351, boulevard Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (courriel : [covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca](mailto:covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector@ec.gc.ca)).

Quiconque fournit des renseignements au ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313<sup>g</sup> de cette loi.

Ottawa, le 19 février 2024

La greffière adjointe du Conseil privé  
Wendy Nixon

## TABLE ANALYTIQUE

### Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)

#### Définitions et interprétation

**1** Définitions

<sup>b</sup> L. C. 1999, ch. 33

<sup>c</sup> L.C. 2023, ch. 12, par. 33(1) à (6)

<sup>d</sup> L.C. 2009, ch. 14, art. 80

<sup>e</sup> L.C. 2008, ch. 31, art. 5

<sup>f</sup> L.C. 2023, ch. 12, art. 56

<sup>g</sup> L.C. 2023, ch. 12, art. 50



	<b>Application</b>		<b>Champ d'application</b>
<b>2</b>	Non-application — facilities	<b>2</b>	Installations non assujetties
<b>3</b>	Non-application — equipment	<b>3</b>	Équipement — application
	<b>General Provisions</b>		<b>Dispositions générales</b>
	<b>In Service</b>		<b>En service</b>
<b>4</b>	Tank	<b>4</b>	Réservoirs
<b>5</b>	Intermittent service tanks	<b>5</b>	Réservoirs en service intermittent
<b>6</b>	Vapour control system	<b>6</b>	Système de contrôle des vapeurs
	<b>Designation</b>		<b>Désignation</b>
<b>7</b>	Tanks	<b>7</b>	Réservoirs
<b>8</b>	Loading racks	<b>8</b>	Rampes de chargement
<b>9</b>	Designation process	<b>9</b>	Processus de désignation
<b>10</b>	Existing tanks	<b>10</b>	Réservoirs existants
	<b>Equipment Identification</b>		<b>Identification de l'équipement</b>
<b>11</b>	Identifier	<b>11</b>	Identifiant
	<b>Internal Volume of a Tank</b>		<b>Volume intérieur du réservoir</b>
<b>12</b>	Internal volume	<b>12</b>	Volume intérieur
	<b>Requirements for Sampling and Testing</b>		<b>Exigences pour l'échantillonnage et les essais</b>
	<b>Properties of Liquids</b>		<b>Propriétés des liquides</b>
<b>13</b>	Immiscible phases	<b>13</b>	Phases non miscibles
<b>14</b>	Gasoline	<b>14</b>	Essence
	<b>Methods for Sampling Liquids</b>		<b>Méthodes d'échantillonnage des liquides</b>
<b>15</b>	Sampling of crude oil and other	<b>15</b>	Échantillonnage de pétroles bruts ou autres
<b>16</b>	Qualified professional	<b>16</b>	Professionnel qualifié
	<b>Test Methods</b>		<b>Méthodes d'essai</b>
<b>17</b>	True Vapour Pressure	<b>17</b>	Pression de vapeur réelle
<b>18</b>	Benzene concentration	<b>18</b>	Concentration de benzène
<b>19</b>	VOC concentrations — liquids	<b>19</b>	Concentration de COV — liquides
<b>20</b>	VOC concentrations — vapour	<b>20</b>	Concentration de COV — vapeur
<b>21</b>	Combustible gas detector — requirements	<b>21</b>	Détecteur de gaz combustibles — exigences
<b>22</b>	Qualified professional	<b>22</b>	Professionnel qualifié



**Alternative Test Methods**

- 23** Application to the Minister
- 24** Rejection of application
- 25** Approval of application
- 26** Begin use of method
- 27** Publication of approved alternative methods

**Requirements for VOC Emissions Control****Emissions Control Equipment**

- 28** Emissions control equipment
- 29** Required training

**Tanks**

- 30** Emissions control equipment
- 31** Vapour control system
- 32** Volatile petroleum liquid tank
- 33** Small volatile petroleum liquid tank
- 34** Position of liquid inlet

**Loading Racks**

- 35** Vapour control systems
- 36** Position of liquid inlet

**Existing High Benzene Tanks — Permit**

- 37** Application for permit
- 38** Conditions for issuing permit
- 39** Revocation of permit

**Design and Operation of Emissions Control Equipment****Vapour Control Systems — Gasoline Loading — Trucks**

- 40** Standard

**Vapour Control Systems — General Requirements**

- 41** Design specifications
- 42** Design, operation and maintenance

**Méthodes d'essai de rechange**

- 23** Demande au ministre
- 24** Rejet de la demande
- 25** Approbation de la demande
- 26** Début de l'utilisation de la méthode
- 27** Publication des méthodes de rechange approuvées

**Exigences relatives au contrôle des émissions de COV****Équipement de contrôle des émissions**

- 28** Équipement de contrôle des émissions
- 29** Formation requise

**Réservoirs**

- 30** Équipement de contrôle des émissions
- 31** Système de contrôle des vapeurs
- 32** Réservoir de liquide pétrolier volatil
- 33** Petit réservoir de liquide pétrolier volatil
- 34** Position de l'entrée du liquide

**Rampes de chargement**

- 35** Systèmes de contrôle des vapeurs
- 36** Position de l'entrée du liquide

**Réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants — permis**

- 37** Demande de permis
- 38** Conditions de délivrance du permis
- 39** Annulation du permis

**Conception et utilisation de l'équipement de contrôle des émissions****Systèmes de contrôle des vapeurs — chargement d'essence — camions**

- 40** Norme

**Systèmes de contrôle des vapeurs — exigences générales**

- 41** Spécifications de conception
- 42** Conception, utilisation et entretien

- 43** Continuous monitoring device
- 44** Standard operating procedures
- 45** Continuous operation
- 46** Scheduled maintenance
- 47** Performance — emissions
- 48** Performance — existing systems
- 49** Temporary vapour control system
- 50** Free of leaks
- 51** Compatible fittings

### Internal Floating Roofs

- 52** Installation
- 53** Float on surface of the liquid
- 54** Remaining afloat
- 55** Exposed seams
- 56** Continuous vapour-tight enclosure
- 57** Gap between seal and wall of tank
- 58** Openings
- 59** Rims
- 60** Materials

### External Floating Roofs

- 61** Installation
- 62** Float on surface of the liquid
- 63** Remaining afloat
- 64** Exposed seams
- 65** Continuous vapour-tight enclosure
- 66** Gap between seal and wall of tank
- 67** Openings
- 68** Rims
- 69** Materials

### Pressure-Vacuum Vents

- 70** Requirements
- 71** Ventilation

### Alternative Emissions Control Equipment

- 72** Application for permit
- 73** Issuance
- 74** Conditions of the permit

- 43** Dispositif de surveillance continue
- 44** Procédures d'utilisation uniformisées
- 45** Fonctionnement de façon continue
- 46** Périodes d'entretien
- 47** Performance — émissions
- 48** Performance — systèmes existants
- 49** Système de contrôle des vapeurs temporaire
- 50** Exempt de fuites
- 51** Raccords compatibles

### Toits flottants internes

- 52** Installation
- 53** Flottaison à la surface du liquide
- 54** À flot
- 55** Joints exposés
- 56** Enceinte continue et étanche à la vapeur
- 57** Interstice entre le joint et la paroi du réservoir
- 58** Ouvertures
- 59** Rebords
- 60** Matériaux

### Toits flottants externes

- 61** Installation
- 62** Flottaison à la surface du liquide
- 63** À flot
- 64** Joints exposés
- 65** Enceinte continue et étanche à la vapeur
- 66** Interstice entre le joint et la paroi du réservoir
- 67** Ouvertures
- 68** Rebords
- 69** Matériaux

### Événements à pression-dépression

- 70** Exigences
- 71** Ventilation

### Équipements de contrôle des émissions de substitution

- 72** Demande de permis
- 73** Délivrance
- 74** Conditions du permis

<b>75</b>	Additional information	<b>75</b>	Renseignements supplémentaires
<b>76</b>	Revocation	<b>76</b>	Annulation
	<b>Requirements for Inspection, Testing and Repair</b>		<b>Exigences : inspection, essais et réparation</b>
	<b>Vapour Control Systems</b>		<b>Systèmes de contrôle des vapeurs</b>
	Inspection and Tests		Inspections et essais
<b>77</b>	Inspection — every 30 days	<b>77</b>	Inspection — tous les trente jours
<b>78</b>	Performance test — defects	<b>78</b>	Essais de performance — défauts
<b>79</b>	Performance test — modifications	<b>79</b>	Essai de performance — adaptations
<b>80</b>	Vapour balancing system — test	<b>80</b>	Retour en boucle des vapeurs — essai
<b>81</b>	Records	<b>81</b>	Dossiers
	Repair		Réparation
<b>82</b>	Repair — deadline	<b>82</b>	Réparation — délai
	<b>Internal Floating Roofs and External Floating Roofs</b>		<b>Toits flottants internes et toits flottants externes</b>
	Inspection of Internal Floating Roof		Inspection du toit flottant interne
<b>83</b>	Every 30 days	<b>83</b>	Tous les trente jours
<b>84</b>	Inspection	<b>84</b>	Inspection
<b>85</b>	Baseline LEL%	<b>85</b>	Pourcentage LIE de référence
<b>86</b>	Inspection — every 20 years	<b>86</b>	Inspection — tous les vingt ans
	Inspection of External Floating Roof		Inspection du toit flottant externe
<b>87</b>	Every 30 days	<b>87</b>	Tous les trente jours
<b>88</b>	Annual inspection	<b>88</b>	Inspection — tous les ans
<b>89</b>	Inspection — every five years	<b>89</b>	Inspection — tous les cinq ans
<b>90</b>	Inspection — every 20 years	<b>90</b>	Inspection — tous les vingt ans
<b>91</b>	Seal replacement measurement	<b>91</b>	Mesure des interstices de joints
<b>92</b>	Inspector Certificate	<b>92</b>	Certificat d'inspecteur
<b>93</b>	Records	<b>93</b>	Dossiers
	Other requirements		Autres exigences
<b>94</b>	Reduced inspection intervals	<b>94</b>	Intervalles d'inspection réduits
<b>95</b>	Report to Minister	<b>95</b>	Rapport au ministre

	Inspections of Existing Tanks Performed Before the Coming into Force of These Regulations		Inspections sur les réservoirs existants effectuées avant l'entrée en vigueur du présent règlement
<b>96</b>	Inspection period	<b>96</b>	Délais d'inspections
<b>97</b>	Defects	<b>97</b>	Défectuosités
	Repair		Réparation
<b>98</b>	Repair — tank not in service	<b>98</b>	Réparation — réservoir hors service
<b>99</b>	Repair — tank in service	<b>99</b>	Réparation — réservoir en service
	VOC Emissions Reduction Plan		Plan de réduction des émissions de COV
<b>100</b>	Cleaning tank or replacing seal	<b>100</b>	Nettoyage du réservoir ou remplacement d'un joint
	<b>Pressure-Vacuum Vent</b>		<b>Événements à pression-dépression</b>
	Inspection		Inspection
<b>101</b>	Pressure-vacuum vent	<b>101</b>	Événement à pression-dépression
	Repair		Réparation
<b>102</b>	Defect detected	<b>102</b>	Défectuosité détectée
	<b>Extended Repair Plan</b>		<b>Plan de réparation prolongé</b>
<b>103</b>	Reasons	<b>103</b>	Motifs
	<b>Inventory</b>		<b>Inventaire</b>
<b>104</b>	Inventory	<b>104</b>	Inventaire
	<b>Record-Keeping</b>		<b>Tenue de dossiers</b>
	<b>Records</b>		<b>Dossiers</b>
<b>105</b>	Tanks	<b>105</b>	Réservoirs
<b>106</b>	Loading racks	<b>106</b>	Rampes de chargement
<b>107</b>	Measurements and calculations	<b>107</b>	Mesures et calculs
<b>108</b>	Training completed	<b>108</b>	Formation suivie
<b>109</b>	Minister's request — records	<b>109</b>	Demandes du ministre — dossiers
	<b>Retention of Records</b>		<b>Conservation</b>
<b>110</b>	Six years	<b>110</b>	Six ans
	<b>Registration of Facility</b>		<b>Enregistrement de l'installation</b>
<b>111</b>	Report of registration	<b>111</b>	Rapport d'enregistrement

## Delayed Application — Existing Tanks and Loading Racks

### Delay

- 112** Floating roofs  
**113** First anniversary — existing tanks  
**114** Third anniversary — existing tanks

### Additional Period of Delayed Application

- 115** Designation  
**116** Fourth year — tanks  
**117** Fifth year — tanks  
**118** Sixth year — tanks  
**119** Seventh year — tanks  
**120** Eighth year — no tanks  
**121** Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

### Coming into Force

- 122** Registration

#### SCHEDULE 1 Control Conditions

- 1**  
  
Procedure

**2**

#### SCHEDULE 2 Control Conditions

- 1**  
  
Procedure

**2**

#### SCHEDULE 3 Total Loading Factor

- 1**  
  
Total Daily Loading Factor

**2**

## Application différée — réservoirs et rampes de chargements existants

### Report

- 112** Toits flottants  
**113** Premier anniversaire — réservoirs existants  
**114** Troisième anniversaire — réservoirs existants

### Période supplémentaire

- 115** Désignation  
**116** Quatrième année — réservoirs  
**117** Cinquième année — réservoirs  
**118** Sixième année — réservoirs  
**119** Septième année — réservoirs  
**120** Huitième année — aucun réservoir  
**121** Modification connexe au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

### Entrée en vigueur

- 122** Enregistrement

#### ANNEXE 1 Conditions de contrôle

- 1**  
  
Procédure

**2**

#### ANNEXE 2 Conditions de contrôle

- 1**  
  
Procédure

**2**

#### ANNEXE 3 Facteur de chargement total

- 1**  
  
Facteur de chargement journalier total

**2**

## Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations

### Interpretation

#### Definitions

**1 (1)** The following definitions apply in these Regulations.

**ASTM** means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

**design specifications** means documents and records relating to any equipment or instrument that establish how the equipment or instrument must be fabricated, constructed, used or maintained to achieve its intended function and level of performance, including engineering drawings, standards, material specifications, manufacturer specifications, commissioning checklists, data sheets and operating procedures. (*spécifications de conception*)

**emissions control equipment** means any type of equipment, including a vapour control system or floating roof, that is used to limit VOC emissions from tanks and loading racks. (*équipement de contrôle des émissions*)

**external floating roof** means a floating roof that is installed in a tank without a fixed roof such that the upper surface of the floating roof is exposed to atmospheric conditions. (*toit flottant externe*)

**facility** means any buildings, other structures and stationary equipment that participate in the storage or loading of volatile petroleum liquid and located on a single property – or on several properties that have at least one operator in common, are connected by piping that transfers volatile petroleum liquid and are separated by a property line to property line distance of no more than 5 km. (*installation*)

**fixed roof** means a roof that is permanently attached to a tank. (*toit fixe*)

**floating roof** means a structure that floats on and is supported by the surface of a liquid and whose purpose is to limit vapour loss of that liquid to the environment. (*toit flottant*)

**gasoline** means

- (a) a fuel that is sold or represented as gasoline; or
- (b) a petroleum distillate, or a mixture of petroleum distillates, oxygenates or additives, that is suitable for use in a spark ignition engine and has the following characteristics, as determined using the applicable test

## Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)

### Définitions et interprétation

#### Définitions

**1 (1)** Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

**ASTM** L'ASTM International, auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

**bâtiment occupé** Structure située à l'extérieur des limites du terrain d'une installation, qui est utilisée comme résidence, lieu de travail, service de garde d'enfants, centre social ou communautaire, ou établissement d'enseignement ou de soins, notamment les maisons mobiles et les bâtiments transportables, à l'exclusion d'autres structures mobiles telles que les tentes, les roulottes ou les bateaux-maisons. (*occupied building*)

**centre de population** S'entend au sens qui lui est donné par Statistique Canada dans sa publication intitulée *Dictionnaire, Recensement de la population, 2021*, qui compte une population de plus de 20 000 habitants. (*population centre*)

**chargement** Tout transfert de liquides ayant un potentiel de déplacement des vapeurs du récipient récepteur – notamment le transfert de liquides pétroliers volatils dans des réservoirs de véhicules et des réservoirs à toit fixe – à l'exception du transfert de liquides pétroliers volatils dans des réservoirs à toit flottant ou des pipelines et celui de carburants dans des réservoirs de carburant de véhicules. (*loading*)

**composé organique volatil** ou **COV** Composé participant à des réactions photochimiques atmosphériques qui n'est pas exclu à l'article 60 de la partie 2 de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*volatile organic compound* or *VOC*)

**équipement de contrôle des émissions** Équipement, y compris les systèmes de contrôle des vapeurs et les toits flottants, utilisé pour limiter les émissions de COV provenant des réservoirs et des rampes de chargement. (*emissions control equipment*)

**équipement de traitement du pétrole** Équipement utilisé pour la séparation, la transformation ou la modification physiques ou chimiques du pétrole, notamment les colonnes de distillation, les réacteurs et les cokeurs, à l'exclusion de l'équipement utilisé uniquement pour le stockage, la manipulation ou le mélange du pétrole, comme

method listed in the National Standard of Canada standard CAN/CGSB-3.5-2021 entitled *Automotive gasoline*:

- (i) a vapour pressure of at least 35 kPa,
- (ii) an antiknock index of at least 80,
- (iii) a distillation temperature at which 10% of the fuel has evaporated of not less than 35°C and not greater than 70°C, and
- (iv) a distillation temperature at which 50% of the fuel has evaporated of not less than 60°C and not greater than 120°C. (*essence*)

**guide pole** means a structure that is placed in a tank equipped with a floating roof for the purpose of preventing the floating roof from rotating within the tank or for the purpose of monitoring or sampling the liquid inside the tank. (*poteau de guidage*)

**high benzene tank** means a tank that is designated under paragraph 7(a). (*réservoir de liquide à haute concentration en benzène*)

**internal floating roof** means a floating roof that is installed in a tank with a fixed roof such that the upper surface of the floating roof is protected from atmospheric conditions. (*toit flottant interne*)

**liquid** means any type of liquid, including volatile petroleum liquid. (*liquide*)

**liquid leak** means a leak for which three drops of liquid per minute or more form at the source. (*fuite de liquide*)

**loading** means any transfer of a liquid during which vapours could be displaced from the receiving vessel, including a transfer of volatile petroleum liquid into a vehicle tank or fixed roof tank, but does not include a transfer of a volatile petroleum liquid into a floating roof tank or pipeline or a transfer of fuel into a vehicle's fuel tank. (*chargement*)

**loading factor** means a numerical value that represents the level of VOC emissions from a loading rack. (*facteur de chargement*)

**loading rack** means all of the equipment, piping and instrumentation used for the loading of volatile petroleum liquids. (*rampe de chargement*)

**lower explosive limit percentage** or **LEL%** means the ratio of the observed concentration of a combustible gas or vapour to the LEL of that gas or vapour, expressed as a percentage. (*pourcentage de la limite inférieure d'explosivité* ou *pourcentage LIE*)

**lower explosive limit (LEL)** or **LEL** means the lowest concentration of a combustible gas or vapour in the

les pompes, les réservoirs ou les pipelines. (*petroleum processing equipment*)

**essence** Selon le cas :

**a)** tout combustible vendu ou présenté comme de l'essence;

**b)** tout distillat du pétrole, ou tout mélange de distillats du pétrole, de produits oxygénés ou d'additifs, qui convient au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies et qui possède les caractéristiques ci-après, selon la méthode d'essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-2021, intitulée *Essence automobile* :

(i) une pression de vapeur d'au moins 35 kPa,

(ii) un indice antidétonant d'au moins 80,

(iii) une température de distillation d'au moins 35 °C et d'au plus 70 °C à laquelle 10 % du carburant s'est évaporé,

(iv) une température de distillation d'au moins 60 °C et d'au plus 120 °C à laquelle 50 % du carburant s'est évaporé. (*gasoline*)

**évent pression-dépression** Dispositif permettant le rejet de gaz dans l'environnement en cas de surpression ou de vide à l'intérieur d'un réservoir à toit fixe. (*pressure-vacuum vent*)

**exploitant** S'agissant d'une installation, la personne qui l'exploite, qui en a la charge ou qui en assure la gestion ou le contrôle. (*operator*)

**facteur de chargement** Valeur numérique représentant les émissions de COV qui proviennent d'une rampe de chargement. (*loading factor*)

**fuite de vapeur** Tout rejet de vapeur, à l'exception des rejets pour lesquels un instrument de surveillance portatif est utilisé pour déterminer que la concentration de COV à la source est inférieure à l'une des concentrations suivantes, selon le cas :

**a)** si le rejet est détecté au plus tard le 31 décembre 2026, 10 000 parties par million en volume (ppmv);

**b)** si le rejet est détecté après le 31 décembre 2026, 1 000 ppmv. (*vapour leak*)

**fuite de liquide** Fuite de trois gouttes de liquide par minute ou plus se formant à la source. (*liquid leak*)

**installation** Ensemble de bâtiments, autres structures et équipements fixes qui participent au stockage ou au chargement de liquides pétroliers volatils qui sont situés sur un seul terrain, ou sur plusieurs terrains ayant au moins un exploitant en commun, qui sont reliés par de la tuyauterie

air that may ignite at a given temperature and pressure. (*limite inférieure d'explosivité* ou *LIE*)

**operator**, in respect of a facility, means the person who operates, has charge of, manages or controls the facility. (*exploitant*)

**occupied building** means a structure located outside of a facility's property boundary that is used as a residence, workplace, place of education, medical establishment, childcare establishment or a social or community centre, including a mobile home or portable building but does not include other mobile structures such as a tent, trailer or houseboat. (*bâtiment occupé*)

**petroleum** means all naturally occurring hydrocarbons such as natural gas, natural gas condensate, crude oil or bitumen, hydrocarbon derivatives of those substances, such as fuels, lubricating oils, petrochemicals or asphalt, and their synthetic or semi-synthetic analogues. (*pétrole*)

**petroleum processing equipment** means equipment that is used to physically or chemically separate, transform or modify petroleum, including equipment such as a distillation column, reactor or coker, but does not include equipment used only for storing, handling or blending petroleum, such as a pump, tank or pipeline. (*équipement de traitement du pétrole*)

**population centre** means a population centre – as defined by Statistics Canada in its publication entitled *Dictionary, Census of Population, 2021* – with a population greater than 20 000. (*centre de population*)

**pressure-vacuum vent** means a device that permits the release of gas to the environment in the event of excess pressure or vacuum inside of a fixed roof tank. (*évent de pression dépression*)

**primary seal** means the rim seal that, on a floating roof that has two or more rim seals, is mounted closest to the surface of the liquid or the rim seal on a tank that has only one rim seal. (*joint primaire*)

**qualified professional** means a scientist or technologist who specializes in an applied science or technology applicable to the duty or function, such as engineering, engineering technology or chemistry, and is registered with the appropriate professional organization. (*professionnel qualifié*)

**secondary seal** means any rim seal mounted above the primary seal on a floating roof that has two or more rim seals. (*joint secondaire*)

**standard m<sup>3</sup>** in respect of the volume of a fluid, means cubic metres when the fluid's volume is measured at a temperature of 15 °C and an absolute pressure of 101.325 kPa. (*m<sup>3</sup> normalisé*)

et qui se trouvent à une distance de cinq kilomètres, au plus, l'un de l'autre, mesurée entre les limites du terrain. (*facility*)

**joint primaire** Joint de rebord, installé le plus près de la surface du liquide sur un toit flottant doté de plus d'un joint de rebord, ou le joint de rebord sur un réservoir qui n'a qu'un seul joint de rebord. (*primary seal*)

**joint secondaire** Joint de rebord installé au-dessus du joint primaire sur un toit flottant doté de deux joints de rebord ou plus. (*secondary seal*)

**limite inférieure d'explosivité** ou **LIE** La concentration la plus faible dans l'air d'un gaz ou d'une vapeur combustibles qui peut s'enflammer à une température et à une pression données. (*lower explosive limit* or *LEL*)

**liquide** Tout type de liquide, notamment les liquides pétroliers volatils. (*liquid*)

**liquide pétrolier volatil** Tout pétrole ou tout mélange qui en contient qui, à la fois :

- a) est à l'état liquide à une température de 20 °C et à une pression absolue de 101,325 kPa;
- b) contient 10 % ou plus en poids de COV;
- c) a une pression de vapeur réelle supérieure à 10 kPa, ou une pression de vapeur réelle supérieure à 3,5 kPa si la concentration de benzène est supérieure à 2 % en poids. (*volatile petroleum liquid*)

**m<sup>3</sup> normalisé** Mètre cube de fluide mesuré à une température de 15 °C et à une pression absolue de 101,325 kPa. (*standard m<sup>3</sup>*)

**pétrole** Tout hydrocarbure naturel tel que le gaz naturel, les condensats de gaz naturel, le pétrole brut ou le bitume, tout dérivé d'hydrocarbure de ces substances, tel que les combustibles, les huiles lubrifiantes, les produits pétrochimiques ou l'asphalte, ainsi que leurs analogues synthétiques ou semi-synthétiques. (*petroleum*)

**poteau de guidage** Structure placée dans un réservoir muni d'un toit flottant afin d'empêcher celui-ci de tourner à l'intérieur du réservoir, ou afin de surveiller ou d'échantillonner le liquide qui est à l'intérieur du réservoir. (*guide pole*)

**pourcentage de la limite inférieure d'explosivité** ou **pourcentage LIE** Rapport entre la concentration observée d'un gaz ou d'une vapeur combustibles et la limite inférieure d'explosivité de ce gaz ou de cette vapeur, exprimé en pourcentage. (*lower explosive limit percentage* or *LEL%*)

**pression de vapeur réelle** ou **PVR** Pression partielle absolue exercée sur les parois closes du récipient qui



**tank** means a tank, vessel, reservoir or container that is used to contain liquids, regardless of its shape or material of construction. (*réservoir*)

**true vapour pressure** or **TVP** means the absolute partial pressure exerted on the walls of a vessel containing a liquid by the gas molecules above that liquid, when the liquid and its vapour are in equilibrium. (*pression de vapeur réelle* ou *PVR*)

**vapour** means any type of vapour or gas containing VOCs, including vapours arising from volatile petroleum liquid. (*vapeur*)

**vapour balancing system** means a vapour control system that conveys vapours displaced during loading operations from the receiving tank to the source tank and prevents them from being released to the environment. (*système de retour en boucle des vapeurs*)

**vapour control system** means a system that captures all vapours emitted from tanks or during loading operations and prevents them from being released to the environment, including a vapour recovery system, a vapour destruction system or a vapour balancing system. (*système de contrôle des vapeurs*)

**vapour destruction system** means a vapour control system that destroys vapours by combustion, thermal oxidation or other means. (*système de destruction des vapeurs*)

**vapour leak** means any release of vapour other than a release for which a portable monitoring instrument is used to determine that the concentration of VOCs at the source is less than

(a) 10 000 parts per million by volume, if the release is detected on or before December 31, 2026; or

(b) 1000 parts per million by volume, if the release is detected after December 31, 2026. (*fuite de vapeur*)

**vapour recovery system** means a vapour control system that captures vapours for use. (*système de récupération des vapeurs*)

**vehicle** means a machine that is designed to be mobile, including a truck, railcar, ship, transport barge or trailer but is not designed or has not been modified to serve as a permanent stationary liquid storage site. (*véhicule*)

**vehicle tank** means a tank attached to or integrated into a vehicle, including a fuel tank. (*réservoir de véhicule*)

**volatile organic compound** or **VOC** means a compound that participates in atmospheric photochemical reactions and that is not excluded under item 60 of Part 2 of Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*composé organique volatil* ou *COV*)

contient un liquide par les molécules de gaz au-dessus de ce liquide, lorsque le liquide et sa vapeur sont en équilibre. (*true vapour pressure* or *TVP*)

**professionnel qualifié** Scientifique ou technologue qui est spécialisé dans une science ou une technologie appliquées qui sont liées à sa tâche ou sa fonction, dont l'ingénierie, la technologie du génie ou la chimie, et qui est inscrit auprès de l'organisation professionnelle appropriée. (*qualified professional*)

**rampe de chargement** Ensemble de l'équipement, de la tuyauterie et de l'appareillage utilisés pour le chargement de liquides pétroliers volatils. (*loading rack*)

**réservoir** Réservoir, cuve, conteneur ou récipient utilisés pour contenir des liquides, peu importe leur forme ou matériau de construction. (*tank*)

**réservoir de liquide à haute concentration de benzène** Réservoir désigné en application de l'alinéa 7a). (*high benzene tank*)

**réservoir de véhicule** Réservoir fixé ou intégré à un véhicule, notamment un réservoir à carburant. (*vehicle tank*)

**spécifications de conception** Dossiers et documents relatifs à tout équipement ou instrument qui établissent ses normes de fabrication, de construction, d'utilisation ou d'entretien pour qu'il remplisse sa fonction et atteigne le niveau de performance attendu. Vise notamment les données techniques, les normes, les spécifications sur les matériaux, les spécifications manufacturières, les listes de vérification pour la mise en opération, les fiches de données et les procédures d'emploi. (*design specifications*)

**système de contrôle des vapeurs** Tout système qui capte toutes les vapeurs émises par les réservoirs ou lors des activités de chargement et qui empêche leur rejet dans l'environnement, notamment le système de récupération des vapeurs, le système de destruction des vapeurs et le système de retour en boucle des vapeurs. (*vapour control system*)

**système de destruction des vapeurs** Système de contrôle des vapeurs qui détruit les vapeurs par combustion, oxydation thermique ou autre. (*vapour destruction system*)

**système de récupération des vapeurs** Système de contrôle des vapeurs qui capte les vapeurs en vue de leur emploi. (*vapour recovery system*)

**système de retour en boucle des vapeurs** Système de contrôle des vapeurs qui achemine les vapeurs déplacées pendant les activités de chargement du réservoir récepteur au réservoir source et qui empêche leur rejet dans l'environnement. (*vapour balancing system*)

**toit fixe** Toit fixé de façon permanente sur un réservoir. (*fixed roof*)

**volatile petroleum liquid** means petroleum or a petroleum mixture that contains petroleum, that

- (a) exists as a liquid at a temperature of 20 °C and an absolute pressure of 101.325 kPa;
- (b) contains 10% or more of volatile organic compounds by weight; and
- (c) has a TVP greater than 10 kPa, or has a TVP greater than 3.5 kPa if the benzene concentration is greater than 2% by weight. (*liquide pétrolier volatil*)

#### Incorporation by reference

(2) Any document that is incorporated by reference in these Regulations is incorporated as amended from time to time.

#### Inconsistencies with these Regulations

(3) In the event of an inconsistency between a provision in a document incorporated by reference into these Regulations and any provision of these Regulations, the provision of these Regulations prevails to the extent of the inconsistency.

## Application

#### Non-application — facilities

2 (1) These Regulations do not apply to the following facilities:

- (a) facilities where petroleum liquids are stored or loaded exclusively for the purposes of retail fuel sales at that facility;
- (b) *upstream oil and gas facilities*, as defined in subsection 2(1) of the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*, except for
  - (i) facilities that separate natural gas liquids into its individual components or fractions,
  - (ii) *oil sands facilities*, as defined in subsection 2(1) of the *Multi-Sector Air Pollutants Regulations*, and
  - (iii) facilities where crude oil or condensate is received by pipeline, truck, rail or marine transfer,

**toit flottant** Structure flottant à la surface d'un liquide, et supportée par ce liquide, et visant à limiter les pertes de vapeur de ce liquide dans l'environnement. (*floating roof*)

**toit flottant externe** Toit flottant installé dans un réservoir sans toit fixe de sorte que la surface supérieure de ce toit flottant est exposée aux conditions atmosphériques. (*external floating roof*)

**toit flottant interne** Toit flottant qui est installé dans un réservoir muni d'un toit fixe, de sorte que la surface supérieure du toit flottant est protégée contre les conditions atmosphériques. (*internal floating roof*)

**vapeur** Tout type de vapeur ou de gaz contenant des COV, notamment les vapeurs provenant de liquides pétroliers volatils. (*vapour*)

**véhicule** Machine conçue pour être mobile, notamment les camions, les wagons porte-rails, les navires, les barges de transport ou les remorques, mais non conçue — ni modifiée — pour servir de dispositif stationnaire permanent de stockage de liquides. (*vehicle*)

#### Incorporation par renvoi

(2) Dans le présent règlement, tout renvoi à un document s'entend de ce document compte tenu de ses modifications successives.

#### Dispositions incompatibles

(3) Les dispositions du présent règlement l'emportent sur les dispositions incompatibles de tout document qui y est incorporé par renvoi.

## Champ d'application

#### Installations non assujetties

2 (1) Le présent règlement ne s'applique pas aux installations suivantes :

- (a) les installations où les liquides pétroliers sont stockés ou chargés exclusivement aux fins de vente au détail de carburant à l'installation;
- (b) les *installations de pétrole et de gaz en amont*, au sens du 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)*, à l'exception des installations suivantes :
  - (i) les installations qui séparent les liquides de gaz naturel en leurs diverses composantes ou en fractions,
  - (ii) les *installations d'exploitation de sables bitumineux*, au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques*,

stored in tanks and then distributed by pipeline, truck, rail or marine transfer, except for facilities that directly receive effluents extracted from wells for the purpose of separation and measurement of petroleum liquids such as crude oil or condensate;

**(c)** offshore facilities that are located more than 5 km from shore;

**(d)** facilities whose property line is located more than 100 km from any population centre, provided that

**(i)** the loading racks at the facility never load volatile petroleum liquids with a benzene concentration greater than 1% by weight,

**(ii)** the sum of the internal volume of all tanks at the facility that are used to store volatile petroleum liquids is less than 5000 m<sup>3</sup>,

**(iii)** the total volume of volatile petroleum liquid loaded at the facility does not exceed 30 000 standard m<sup>3</sup> in a calendar year, and

**(iv)** the total volume of volatile petroleum liquids loaded at the facility does not exceed 2000 standard m<sup>3</sup> in a day;

**(e)** facilities where each tank used to store volatile petroleum liquids and each loading rack used to load volatile petroleum liquids is located more than 300 m from any occupied building, provided that

**(i)** the tanks at the facility never store and the loading racks at the facility never load volatile petroleum liquids with a TVP greater than 76 kPa or a benzene concentration greater than 1% by weight,

**(ii)** the sum of the internal volume of all tanks at the facility used to store volatile petroleum liquids is less than 2000 m<sup>3</sup>,

**(iii)** the total volume of volatile petroleum liquid loaded at the facility does not exceed 25 000 standard m<sup>3</sup> in a calendar year, and

**(iv)** the total volume of volatile petroleum liquid loaded at the facility does not exceed 500 standard m<sup>3</sup> in a day;

**(f)** facilities where the following conditions are met:

**(i)** the tanks at the facility never store and the loading racks at the facility never load volatile petroleum liquids with a TVP greater than 76 kPa or a benzene concentration greater than 1% by weight,

**(iii)** les installations où le pétrole brut ou le condensat sont reçus par pipeline, camion, wagon porte-rails ou navire, stocké dans des réservoirs, puis distribué par pipeline, camion, wagon porte-rails ou navire, à l'exclusion des installations qui reçoivent directement de l'effluent extrait de puits dans le but de séparer et de mesurer les liquides pétroliers tels que le pétrole brut et le condensat;

**c)** les installations en mer situées à plus de cinq kilomètres du rivage;

**d)** les installations situées sur un terrain dont les limites se trouvent à plus de cent kilomètres de tout centre de population, si elles satisfont aux conditions suivantes :

**(i)** les rampes de chargement à l'installation ne chargent pas de liquides pétroliers volatils dont la concentration de benzène est supérieure à 1 % en poids,

**(ii)** la somme des volumes intérieurs des réservoirs utilisés à l'installation utilisés pour stocker des liquides pétroliers volatils est inférieure à 5 000 m<sup>3</sup>,

**(iii)** le volume total des liquides pétroliers volatils chargés à l'installation ne dépasse pas 30 000 m<sup>3</sup> normalisés au cours d'une année civile,

**(iv)** le volume total des liquides pétroliers volatils chargés à l'installation ne dépasse pas 2 000 m<sup>3</sup> normalisés au cours d'une journée;

**e)** les installations où chaque réservoir qui stocke des liquides pétroliers volatils et où chaque rampe de chargement qui charge des liquides pétroliers volatils sont situés à plus de trois cents mètres de tout bâtiment occupé, si elles satisfont aux conditions suivantes :

**(i)** les réservoirs à l'installation ne stockent pas et les rampes de chargement à l'installation ne chargent pas de liquides pétroliers volatils dont la PVR dépasse 76 kPa ou dont la concentration de benzène est supérieure à 1 % en poids,

**(ii)** la somme des volumes intérieurs des réservoirs utilisés à l'installation pour stocker des liquides pétroliers volatils est inférieure à 2 000 m<sup>3</sup>,

**(iii)** le volume total des liquides pétroliers volatils chargés à l'installation ne dépasse pas 25 000 m<sup>3</sup> normalisés au cours d'une année civile,

**(iv)** le volume total des liquides pétroliers volatils chargés à l'installation ne dépasse pas 500 m<sup>3</sup> normalisés au cours d'une journée;

(ii) the sum of the internal volume of all tanks at the facility used to store volatile petroleum liquids is less than 500 m<sup>3</sup>, and

(iii) the total volume of volatile petroleum liquid loaded at the facility does not exceed 1000 standard m<sup>3</sup> in a calendar year; and

(g) facilities that use only the tanks and loading racks referred to in paragraphs 3(1)(a) to (c) and only the vessels referred to in subsection 3(2).

#### Upgrading facilities — application

(2) For greater certainty, these Regulations apply to facilities that engage in the upgrading — by means involving distillation — of crude oil or bitumen, or of blends of crude oil or bitumen with other hydrocarbon compounds.

#### Distance of occupied building

(3) For the purposes of these Regulations, the distance between a tank or loading rack and an occupied building is the minimum distance between any point on the perimeter of the tank or loading rack and any point on the perimeter of the occupied building.

#### Non-application — equipment

3 (1) These Regulations apply to all tanks and loading racks at a facility except for

(a) tanks with an internal volume of less than 4 m<sup>3</sup>;

(b) vehicle tanks; and

(c) tanks and loading racks that are subject to the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* and are equipped with a vapour control system that meets the requirements of those Regulations.

#### Pressure vessels

(2) These Regulations do not apply to pressure vessels that operate without releases to the environment during normal operating conditions, including during filling and emptying of the vessel and during changes in ambient conditions.

f) les installations qui satisfont aux conditions suivantes :

(i) les réservoirs à l'installation de stockent pas et les rampes de chargement à l'installation ne chargent pas de liquides pétroliers volatils dont la PVR dépasse 76 kPa ou dont la concentration de benzène est supérieure à 1 % en poids,

(ii) la somme des volumes intérieurs des réservoirs utilisés à l'installation pour stocker des liquides pétroliers volatils est inférieure à 500 m<sup>3</sup>,

(iii) le volume total des liquides pétroliers volatils chargés à l'installation ne dépasse pas 1 000 m<sup>3</sup> normalisés au cours d'une année civile;

g) les installations qui utilisent uniquement les réservoirs et les rampes de chargement visés aux alinéas 3(1)a) à c) et uniquement les récipients visés au paragraphe 3(2).

#### Installations de valorisation — application

(2) Il est entendu que le présent règlement s'applique aux installations qui valorisent au moyen de procédés liés à la distillation du pétrole brut ou du bitume, ou de mélanges de pétrole brut ou de bitume avec d'autres composés d'hydrocarbures.

#### Distance des bâtiments occupés

(3) Pour l'application du présent règlement, la distance entre un réservoir ou une rampe de chargement et un bâtiment occupé est la distance minimale entre tout point situé sur le périmètre du réservoir ou de la rampe de chargement et tout point situé sur le périmètre du bâtiment.

#### Équipement — application

3 (1) Le présent règlement s'applique à tous les réservoirs et à toutes les rampes de chargement d'une installation, sauf :

a) aux réservoirs dont le volume intérieur est inférieur à 4 m<sup>3</sup>;

b) aux réservoirs de véhicules;

c) aux réservoirs et aux rampes de chargement assujettis au *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* et munis d'un système de contrôle des vapeurs qui satisfait aux exigences de ce règlement.

#### Récipients sous pression

(2) Le présent règlement ne s'applique pas aux récipients sous pression qui fonctionnent sans rejet dans l'environnement dans des conditions normales de fonctionnement, y compris pendant le remplissage et la vidange du récipient et lors de changements aux conditions ambiantes.

## General Provisions

### In Service

#### Tanks

**4 (1)** A tank is considered to be in service beginning on the day on which it first contains a volatile petroleum liquid.

#### Does not contain volatile petroleum liquid

**(2)** Despite subsection (1), a tank is considered to not contain a volatile petroleum liquid if

**(a)** the tank has been cleaned to remove a volatile petroleum liquid, vapour, any sludge and any solid petroleum materials and the value of the LEL% inside the tank is less than 10 without the use of mechanical ventilation; or

**(b)** a liquid other than a volatile petroleum liquid has been introduced into the tank and

**(i)** sampling of the liquid inside the tank indicates that it is not a volatile petroleum liquid, and

**(ii)** the value of the LEL% inside the tank is less than 10 without the use of mechanical ventilation.

#### Tank not in service

**(3)** A tank is considered to not be in service when it does not contain a volatile petroleum liquid.

#### Intermittent service tanks

**5 (1)** The operator may designate no more than three tanks at a single facility as intermittent service tanks if those tanks will be in service for less than 300 hours in a calendar year and if those tanks are designated as belonging to a category referred to in paragraph 7(c) or (d).

#### Variation in properties

**(2)** If the properties of the liquid contained in a tank vary such that the liquid is considered to be a volatile petroleum liquid at certain times, a statistical or engineering analysis must be conducted to demonstrate that the tank is expected to be in service for less than 300 hours in a calendar year before the tank is designated as an intermittent service tank.

#### Exempt from requirements

**(3)** A tank that has been designated as an intermittent service tank is exempt from the emissions control requirements set out in sections 32 and 33.

## Dispositions générales

### En service

#### Réservoirs

**4 (1)** Un réservoir est considéré comme étant en service à compter du jour où il contient un liquide pétrolier volatil pour la première fois.

#### Ne contient pas

**(2)** Malgré le paragraphe (1), un réservoir est considéré comme ne pas contenir de liquide pétrolier volatil si, selon le cas :

**a)** il a été nettoyé de façon à éliminer un liquide volatil pétrolier, de la vapeur, ainsi que toute boue et toute matière pétrolière solide, et que la valeur du pourcentage LIE à l'intérieur du réservoir est inférieure à 10 sans ventilation mécanique;

**b)** un liquide autre qu'un liquide pétrolier volatil a été introduit dans le réservoir et que, à la fois :

**(i)** l'échantillonnage du liquide à l'intérieur du réservoir indique qu'il ne s'agit pas d'un liquide pétrolier volatil,

**(ii)** la valeur du pourcentage LIE à l'intérieur du réservoir est inférieure à 10 sans ventilation mécanique.

#### Réservoirs hors service

**(3)** Un réservoir est considéré comme étant hors service lorsqu'il ne contient pas de liquide pétrolier volatil.

#### Réservoirs en service intermittent

**5 (1)** L'exploitant peut désigner au plus trois réservoirs comme réservoirs en service intermittent — à une même installation — si ces réservoirs sont en service pendant moins de trois cents heures au total par année civile et si ces réservoirs appartiennent à l'une des catégories visées aux alinéas 7c) ou d).

#### Variations des propriétés

**(2)** Si les propriétés du liquide contenu dans un réservoir varient de sorte qu'il est considéré, à certains moments, comme étant un liquide pétrolier volatil, une analyse statistique ou technique doit être effectuée pour démontrer qu'il est prévu que ce réservoir soit en service pendant moins de trois cents heures par année civile avant de le désigner réservoir à service intermittent.

#### Non assujetti aux exigences

**(3)** Les réservoirs désignés réservoirs en service intermittent ne sont pas assujettis aux exigences sur le contrôle des émissions prévues aux articles 32 et 33.

**Notice to Minister — 30 days**

**(4)** The operator must notify the Minister at least 30 days before the day on which the operator designates a tank as an intermittent service tank unless the designation is made within one year after the day on which these Regulations come into force, in which case no notification is required under this subsection.

**Vapour control system**

**6** A vapour control system is considered to be in service beginning on the day on which it is first used at the facility.

**Designation****Tanks**

**7** The operator must designate each tank that is in service at the facility as belonging to one of the following categories:

- (a)** as a high benzene tank, in which case the tank may contain any volatile petroleum liquid;
- (b)** as a high volatility liquid tank, in which case the tank may contain a volatile petroleum liquid only if the benzene concentration of that liquid does not exceed 20% by weight;
- (c)** as a volatile petroleum liquid tank, in which case the tank may contain a volatile petroleum liquid only if the TVP of that liquid does not exceed 76 kPa and its benzene concentration does not exceed 20% by weight; or
- (d)** as a small volatile petroleum liquid tank, in which case the tank
  - (i)** must have an internal volume of less than 100 m<sup>3</sup> and, if the tank is in the form of a vertically-oriented cylinder capable of accommodating a floating roof, an internal diameter of less than 5 m; and
  - (ii)** may contain a volatile petroleum liquid only if the TVP of that liquid does not exceed 76 kPa and its benzene concentration does not exceed 20% by weight.

**Loading racks**

**8 (1)** The operator must designate each loading rack that is used at the facility to load volatile petroleum liquids as belonging to one of the following categories:

- (a)** as a high benzene loading rack, in which case the loading rack may be used to load any volatile petroleum liquid;
- (b)** as a volatile petroleum liquid loading rack, in which case the loading rack may be used to load a volatile

**Avis au ministre — trente jours**

**(4)** L'exploitant avise le ministre au moins trente jours avant la date à laquelle il désigne un réservoir comme réservoir à service intermittent, sauf si la désignation a été effectuée dans l'année suivant la date de l'entrée en vigueur du présent règlement, auquel cas aucun avis n'est nécessaire aux termes du présent paragraphe.

**Système de contrôle des vapeurs**

**6** Un système de contrôle des vapeurs est considéré comme étant en service à compter du jour où il est utilisé à l'installation pour la première fois.

**Désignation****Réservoirs**

**7** L'exploitant désigne chaque réservoir qui est en service à l'installation selon l'une des catégories suivantes :

- a)** réservoir de liquide à haute concentration de benzène, auquel cas le réservoir peut contenir tout liquide pétrolier volatil;
- b)** réservoir de liquide très volatil, auquel cas le réservoir peut contenir un liquide pétrolier volatil seulement si la concentration de benzène de ce liquide ne dépasse pas 20 % en poids;
- c)** réservoir de liquide pétrolier volatil, auquel cas le réservoir peut contenir un liquide pétrolier volatil, seulement si la PVR de ce liquide ne dépasse pas 76 kPa et la concentration de benzène de ce liquide ne dépasse pas 20 % en poids;
- d)** petit réservoir de liquide pétrolier volatil, auquel cas le réservoir doit satisfaire aux conditions suivantes :
  - (i)** doit avoir a un volume intérieur inférieur à 100 m<sup>3</sup> et, si le réservoir a une forme cylindrique verticale qui permet l'installation d'un toit flottant, un diamètre intérieur est inférieur à 5 m,
  - (ii)** peut contenir un liquide pétrolier volatil seulement si la PVR de ce liquide ne dépasse pas 76 kPa et la concentration de benzène de ce liquide ne dépasse pas 20 % en poids.

**Rampes de chargement**

**8 (1)** L'exploitant désigne chaque rampe de chargement qui sert à charger des liquides pétroliers volatils à l'installation selon l'une des catégories suivantes :

- a)** rampe de chargement de liquide à haute concentration de benzène, auquel cas la rampe de chargement peut servir à charger tout liquide pétrolier volatil;
- b)** rampe de chargement de liquide pétrolier volatil, auquel cas la rampe de chargement peut servir à

petroleum liquid only if the benzene concentration of that liquid does not exceed 20% by weight; or

**(c)** as a low throughput loading rack, in which case the loading rack may be used to load a volatile petroleum liquid only if the benzene concentration of that liquid does not exceed 20% by weight and either if

**(i)** the loading rack and any fixed roof tank that receives volatile petroleum liquid from the loading rack are located more than 300 m from any occupied building and if:

**(A)** the total loading factor of the facility calculated according to the method set out in section 1 of Schedule 3 does not exceed 1, and

**(B)** the total daily loading factor of the facility calculated in accordance with the method set out in section 2 of Schedule 3 does not exceed 1, or

**(ii)** the loading rack is located more than 100 km from any population centre and more than 2 km from any occupied building and if

**(A)** the total loading factor of the facility calculated in accordance with the method set out in section 1 of Schedule 3 does not exceed 2, and

**(B)** the total daily loading factor of the facility calculated in accordance with the method set out in section 2 of Schedule 3 does not exceed 2.

#### Low throughput loading rack

**(2)** A loading rack that is designated as a low throughput loading rack under paragraph (1)(c) is exempt from the emissions control requirements set out in section 35.

#### Designation process

**9** The operator must designate the category of a tank or loading rack by updating the inventory established under section 104 and indicating the category in the records maintained under sections 105 and 106.

#### Existing tanks

**10 (1)** A tank that is in service before the day on which these Regulations come into force and that is designated under section 7 within one year after the day on which these Regulations come into force is considered to be an existing tank.

charger un liquide pétrolier volatil seulement si la concentration de benzène de ce liquide ne dépasse pas 20 % en poids;

**c)** rampe de chargement à faible débit, auquel cas la rampe de chargement peut servir à charger un liquide pétrolier volatil seulement si la concentration de benzène de ce liquide ne dépasse pas 20 % en poids et si les conditions ci-après sont réunies :

**(i)** la rampe, et tout réservoir à toit fixe qui reçoit des liquides pétroliers volatils à partir d'elle, sont situés à plus de trois cents mètres de tout bâtiment occupé, et leurs facteurs de chargement sont les suivants :

**(A)** le facteur de chargement total à l'installation, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 1 de l'annexe 3, ne dépasse pas 1,

**(B)** le facteur de chargement journalier total à l'installation, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 2 de l'annexe 3, ne dépasse pas 1,

**(ii)** la rampe est située à plus de cent kilomètres d'un centre de population et à plus de deux kilomètres de tout bâtiment occupé, et ses facteurs de chargement sont les suivants :

**(A)** le facteur de chargement total, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 1 de l'annexe 3 ne dépasse pas 2,

**(B)** le facteur de chargement journalier total à l'installation, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 2 de l'annexe 3 ne dépasse pas 2.

#### Rampes de chargement à faible débit

**(2)** Une rampe de chargement désignée rampe de chargement à faible débit en application de l'alinéa (1)c) n'est pas assujettie aux exigences sur le contrôle des émissions prévues à l'article 35.

#### Processus de désignation

**9** L'exploitant attribue une désignation aux réservoirs ou aux rampes de chargement en mettant à jour l'inventaire établi conformément à l'article 104 et en indiquant la catégorie auquel il appartient dans les dossiers tenus conformément aux articles 105 et 106.

#### Réservoirs existants

**10 (1)** Les réservoirs qui sont en service avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, et qui sont désignés en application de l'article 7 dans un délai d'un an suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, sont considérés comme étant des réservoirs existants.

**Existing loading racks**

**(2)** A loading rack that is used to load a volatile petroleum liquid before the day on which these Regulations come into force and that is designated under subsection 8(1) within one year after the day on which these Regulations come into force is considered to be an existing loading rack.

**Existing vapour control systems**

**(3)** A vapour control system that is in service at the facility before the day on which these Regulations come into force is considered to be an existing vapour control system.

## Equipment Identification

**Identifiant**

**11 (1)** The operator must ensure that each tank, loading rack and vapour control system at the facility is assigned an identifier.

**Marking on equipment**

**(2)** The identifier must be marked on the tank, loading rack or vapour control system or indicated on a site plan such that each tank, loading rack or vapour control system can be identified at any time.

**Records, requests, notices and reports**

**(3)** The identifier must be included in all records that relate to the tank, loading rack or vapour control system and in all requests, notices and reports with respect to the tank, loading rack, or vapour control system that are submitted to the Minister under these Regulations.

## Internal Volume of a Tank

**Internal volume**

**12 (1)** The internal volume of a tank is the sum of the volumes of each space inside the tank that may be occupied by a volatile petroleum liquid.

**Sealed spaces**

**(2)** The volume of any space that has been sealed to prevent the entry of vapour or liquid, including the space above an internal floating roof, is not included in the calculation of the internal volume of a tank.

**Connected tanks**

**(3)** Two or more tanks connected by a shared space or piping through which vapour or liquid may flow and that is not kept closed or isolated under normal operation are considered to be a single tank with an internal volume equal to the sum of the internal volumes of the tanks and the volume of the shared space or the internal volume of the piping.

**Rampes de chargement existantes**

**(2)** Les rampes de chargement qui servent à charger des liquides pétroliers volatils avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, et qui sont désignées en application du paragraphe 8(1) dans un délai d'un an suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, sont considérées comme étant des rampes de chargement existantes.

**Systèmes de contrôle des vapeurs existants**

**(3)** Le système de contrôle des vapeurs qui est en service à l'installation avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement est considéré comme étant un système de contrôle des vapeurs existant.

## Identification de l'équipement

**Identifiant**

**11 (1)** L'exploitant veille à ce qu'un identifiant soit attribué à chaque réservoir, à chaque rampe de chargement et à chaque système de contrôle des vapeurs à son installation.

**Marquage de l'équipement**

**(2)** L'identifiant est marqué sur le réservoir, la rampe de chargement ou le système de contrôle des vapeurs ou indiqué sur un plan du site de manière à ce que chaque réservoir, chaque rampe de chargement et chaque système de contrôle des vapeurs puisse être identifié à tout moment.

**Dossiers, demandes, avis, rapports**

**(3)** L'identifiant est inclus dans tout dossier tenu relativement aux réservoirs, aux rampes de chargement ou aux systèmes de contrôle des vapeurs, ainsi que dans toute demande présentée à leur égard, dans tout avis fourni et dans tout rapport transmis au ministre conformément au présent règlement.

## Volume intérieur du réservoir

**Volume intérieur**

**12 (1)** Le volume intérieur d'un réservoir est la somme du volume de tous les espaces internes du réservoir pouvant être occupés par un liquide pétrolier volatil.

**Espaces scellés**

**(2)** Le volume des espaces qui ont été scellés pour empêcher la pénétration de vapeur ou de liquide, notamment l'espace au-dessus d'un toit flottant interne, n'est pas inclus dans le calcul du volume intérieur du réservoir.

**Réservoirs reliés**

**(3)** Deux réservoirs ou plus reliés par un espace commun ou une tuyauterie commune, dans lesquels de la vapeur ou du liquide peuvent circuler et qui ne sont pas maintenus fermés ou isolés dans des conditions normales de fonctionnement, sont considérés comme étant un seul réservoir ayant un volume intérieur égal à la somme du volume intérieur des réservoirs et de celui de l'espace commun ou du volume intérieur de la tuyauterie commune.



**Tank with separate compartments**

**(4)** If a compartment of a tank is sealed to prevent entry of vapour or liquid from elsewhere in the tank, that compartment is considered to be a separate tank with a separate internal volume.

**Floating roof or variable internal volume**

**(5)** The internal volume of a tank that is equipped with an internal floating roof or has a variable internal volume must be calculated at the highest design liquid fill level of the tank.

## Requirements for Sampling and Testing

### Properties of Liquids

**Immiscible phases**

**13 (1)** For the purposes of these Regulations, the VOC concentration, the TVP or the benzene concentration of a liquid with multiple immiscible phases is the highest value of the VOC concentration, the TVP or the benzene concentration of any single immiscible phase of the liquid.

**Samples**

**(2)** If it is impossible to determine the value referred to in subsection (1), one of the following samples must be used for the purposes of the determination:

**(a)** if an immiscible phase is not present in a large enough quantity to form a separate layer from another more abundant phase, a well-mixed sample of both phases together; or

**(b)** if an immiscible phase forms a stable emulsion in another phase and a sample of the pure phase cannot be obtained, a sample of the emulsion.

**Gasoline**

**14** For the purposes of these Regulations, all gasoline is considered to have a VOC concentration of 100% by weight, a TVP of 65 kPa and a benzene concentration of 1% by weight.

### Methods for Sampling Liquids

**Sampling of crude oil and other**

**15 (1)** The sampling of crude oil, natural gas condensate and other naturally occurring petroleum and the sampling of other liquids that are known or suspected to contain hydrocarbon components that exist as a gas or

**Réservoir divisé en compartiments distincts**

**(4)** Si un compartiment d'un réservoir est scellé pour prévenir la pénétration de vapeur ou de liquide d'un autre endroit dans le réservoir, ce compartiment est considéré comme un réservoir distinct avec un volume intérieur distinct.

**Toit flottant ou volume intérieur variable**

**(5)** Le volume intérieur d'un réservoir muni d'un toit flottant interne, ou dont le volume intérieur est variable, est calculé au niveau nominal de remplissage de liquide le plus élevé du réservoir.

## Exigences pour l'échantillonnage et les essais

### Propriétés des liquides

**Phases non miscibles**

**13 (1)** Pour l'application du présent règlement, la concentration de COV, la PVR ou la concentration de benzène de liquides ayant plusieurs phases non miscibles est la valeur la plus élevée de la concentration de COV, de la PVR ou de la concentration benzène d'une seule phase non miscible de ces liquides.

**Échantillons**

**(2)** S'il est impossible de déterminer l'une ou l'autre de ces valeurs, l'un ou l'autre des échantillons ci-après est utilisé :

**a)** si une phase non miscible n'est pas en quantité suffisante pour former une couche distincte d'une autre phase plus abondante, un échantillon bien mélangé des deux phases;

**b)** si une phase non miscible forme une émulsion stable dans une autre phase et qu'il est impossible d'obtenir un échantillon de la phase pure, un échantillon de l'émulsion.

**Essence**

**14** Pour l'application du présent règlement, toute essence est considérée comme ayant une concentration de 100 % en poids de COV, une PVR de 65 kPa et une concentration de benzène de 1 % en poids.

### Méthodes d'échantillonnage des liquides

**Échantillonnage de pétroles bruts ou autres**

**15 (1)** L'échantillonnage de pétroles bruts, de condensats de gaz naturel et d'autres hydrocarbures naturels et l'échantillonnage d'autres liquides qui contiennent ou qui sont soupçonnés de contenir des composants

vapour under ambient conditions must be performed in accordance with the method set out in the standard ASTM D3700–21, entitled *Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder*.

#### Insufficient pressure

**(2)** Despite subsection (1), if the pressure at the sampling point is insufficient to permit sample collection, the sampling must be performed in accordance with the method set out in the standard ASTM D8009–22, entitled *Standard Practice for Manual Piston Cylinder Sampling for Volatile Crude Oils, Condensates, and Liquid Petroleum Products*.

#### Liquid too viscous

**(3)** Despite subsections (1) and (2), if the liquid is too viscous to permit the use of one of the methods referred to in those subsections, the sampling must be performed in accordance with the method set out in standard ASTM D4057–22, entitled *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*.

#### Other liquids

**(4)** The sampling of liquids other than those referred to in subsection (1) must be performed in accordance with one of the sampling methods referred to in subsections (1) to (3).

#### Sample containers

**(5)** Sample containers must remain sealed after the sample is collected and may be opened only for testing in accordance with the applicable testing method.

#### Qualified professional

**16** The sampling of liquids and vapours must be performed by a qualified professional who has, not more than 12 months before the first time that they perform sampling, received training relevant to the performance of sampling and training on the relevant requirements of these Regulations.

## Test Methods

#### True Vapour Pressure

**17 (1)** The TVP of any liquid must be determined in accordance with one of the following test methods:

**(a)** the method ASTM D2879–18, entitled *Standard Test Method for Vapor Pressure-Temperature Relationship and Initial Decomposition Temperature of Liquids by Isoteniscope*; or

**(b)** the method ASTM D6377–20, entitled *Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure of Crude Oil: VPCR<sub>x</sub> (Expansion Method)*.

d'hydrocarbures qui forment un gaz ou de la vapeur dans des conditions ambiantes est effectué selon la méthode établie dans la norme ASTM D3700–21, intitulée *Standard Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder*.

#### Pression insuffisante

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si la pression au point d'échantillonnage est insuffisante pour permettre le prélèvement des échantillons, l'échantillonnage est effectué selon la méthode établie dans la norme ASTM D8009–22, intitulée *Standard Practice for Manual Piston Cylinder Sampling for Volatile Crude Oils, Condensates, and Liquid Petroleum Products*.

#### Liquide trop visqueux

**(3)** Malgré les paragraphes (1) et (2), si le liquide est trop visqueux pour permettre l'utilisation de l'une ou l'autre des méthodes prévues à ces paragraphes, l'échantillonnage est effectué selon la méthode établie dans la norme ASTM D4057–22, intitulée *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*.

#### Autres liquides

**(4)** L'échantillonnage d'autres liquides que ceux visés au paragraphe (1) est effectué selon l'une ou l'autre des méthodes prévues aux paragraphes (1) à (3).

#### Contenants d'échantillons

**(5)** Le contenant de tout échantillon doit demeurer scellé après le prélèvement et ne peut être ouvert qu'aux fins d'essais conformément à la méthode d'essai applicable.

#### Professionnel qualifié

**16** Tout échantillonnage doit être effectué par un professionnel qualifié ayant suivi une formation relative à l'exécution de cette fonction et portant sur les exigences pertinentes du présent règlement, au plus douze mois avant d'effectuer un échantillonnage pour la première fois.

## Méthodes d'essai

#### Pression de vapeur réelle

**17 (1)** La PVR des liquides est déterminée selon l'une ou l'autre des méthodes d'essai suivantes :

**a)** la méthode ASTM D2879–18, intitulée *Standard Test Method for Vapor Pressure-Temperature Relationship and Initial Decomposition Temperature of Liquids by Isoteniscope*;

**b)** la méthode ASTM D6377–20, intitulée *Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure of Crude Oil : VPCR<sub>x</sub> (Expansion Method)*.

**Vapour-liquid ratio**

**(2)** A vapour-liquid ratio of 0.1 must be used to determine the TVP of a liquid in accordance with the test method referred to in paragraph (1)(b).

**Temperature**

**(3)** The following temperatures must be used to determine the TVP of a liquid in accordance with one of the test methods referred to in subsection (1):

- (a)** if the liquid is stored or loaded at ambient temperature, a 20°C; and
- (b)** if the liquid is artificially heated or cooled, the highest monthly average operating temperature observed during the preceding 12 months.

**Benzene concentration**

**18** The benzene concentration of a liquid is to be determined in accordance with one of the following test methods:

- (a)** the method ASTM D3606–21, entitled *Standard Test Method for Determination of Benzene and Toluene in Spark Ignition Fuels by Gas Chromatography*;
- (b)** the method ASTM D4367–02, entitled *Standard Test Method for Benzene in Hydrocarbon Solvents by Gas Chromatography*;
- (c)** the method ASTM D5134–21, entitled *Standard Test Method for Detailed Analysis of Petroleum Naphthas through n-Nonane by Capillary Gas Chromatography*;
- (d)** the method ASTM D5580–21, entitled *Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, Ethylbenzene, p/m-Xylene, o-Xylene, C9 and Heavier Aromatics, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography*;
- (e)** the method ASTM D5769–22, entitled *Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography/Mass Spectrometry*;
- (f)** the method ASTM D6229–06, entitled *Standard Test Method for Trace Benzene in Hydrocarbon Solvents by Capillary Gas Chromatography*;
- (g)** the method ASTM D7504–21, entitled *Standard Test Method for Trace Impurities in Monocyclic Aromatic Hydrocarbons by Gas Chromatography and Effective Carbon Number*; or
- (h)** the method National Standard of Canada CAN/CGSB-3.0 No. 14.3-2022, entitled *Methods of testing petroleum and associated products Standard test method for the identification of components in automotive gasoline using gas chromatography*.

**Rapport vapeur-liquide**

**(2)** Le rapport vapeur-liquide de 0,1 est utilisé pour déterminer la PVR selon la méthode visée à l'alinéa (1)b).

**Température**

**(3)** Les températures ci-après sont utilisées aux fins de détermination de la PVR selon l'une des méthodes d'essai visées au paragraphe (1) :

- a)** si le liquide est stocké ou chargé à température ambiante, 20 °C;
- b)** si le liquide est chauffé ou refroidi artificiellement, la température moyenne mensuelle de fonctionnement la plus élevée observée au cours des douze mois précédents.

**Concentration de benzène**

**18** La concentration de benzène des liquides est déterminée selon l'une ou l'autre des méthodes d'essai suivantes :

- a)** la méthode ASTM D3606–21, intitulée *Standard Test Method for Determination of Benzene and Toluene in Spark Ignition Fuels by Gas Chromatography*;
- b)** la méthode ASTM D4367–02, intitulée *Standard Test Method for Benzene in Hydrocarbon Solvents by Gas Chromatography*;
- c)** la méthode ASTM D5134–21, intitulée *Standard Test Method for Detailed Analysis of Petroleum Naphthas through n-Nonane by Capillary Gas Chromatography*;
- d)** la méthode ASTM D5580–21, intitulée *Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, Ethylbenzene, p/m-Xylene, o-Xylene, C9 and Heavier Aromatics, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography*;
- e)** la méthode ASTM D5769–22, intitulée *Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography/Mass Spectrometry*;
- f)** la méthode ASTM D6229–06, intitulée *Standard Test Method for Trace Benzene in Hydrocarbon Solvents by Capillary Gas Chromatography*;
- g)** la méthode ASTM D7504–21, intitulée *Standard Test Method for Trace Impurities in Monocyclic Aromatic Hydrocarbons by Gas Chromatography and Effective Carbon Number*;
- h)** la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.0 n° 14.3-2022, intitulée *Méthodes d'essai des produits pétroliers et produits connexes : méthode normalisée d'identification des constituants de l'essence automobile par chromatographie en phase gazeuse*.

**VOC concentrations — liquids**

**19** The VOC concentration in liquids is to be determined in accordance with one of the following test methods:

- (a) the method set out in the standard ASTM E169–16, entitled *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*; or
- (b) the method set out in the standard ASTM E260–96, entitled *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography*.

**VOC concentrations — vapour**

**20 (1)** An instrument used to determine the presence of VOCs in gas or vapour form, including for the purpose of detecting vapour leaks, must be of one of the following types:

- (a) a portable monitoring instrument that meets the requirements set out in subsection 5(1) of the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)*;
- (b) an optical–gas imaging instrument that meets the requirements set out in subsections 5(2) and 5(3) of the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)*; or
- (c) a combustible gas detector that uses a catalytic bead sensor and meets the requirements set out in section 21 of these Regulations.

**Instruments — LEL%**

**(2)** An instrument used to determine the LEL% must be of the type referred to in paragraph (1)(a) or (c).

**Instruments — emission of gas or vapour**

**(3)** An instrument used to determine whether a release of a gas or vapour is a vapour leak must be of the type referred to in paragraph (1)(a).

**Equivalent VOC concentration**

**(4)** If the LEL% is calculated from a measurement obtained with a portable monitoring instrument producing a result in units of volume concentration, a VOC concentration of 140 parts per million by volume is considered to equal 1 LEL%.

**Records**

**(5)** The operator must maintain records that contain the following information and any supporting documents in respect of each instrument at the facility:

- (a) the design specifications for the instrument; and
- (b) the results of each calibration or test performed on the instrument, the date when it was performed and the name of the person who performed it.

**Concentration de COV — liquides**

**19** La concentration de COV des liquides est déterminée selon l'une ou l'autre des méthodes d'essai suivantes :

- a) la méthode établie dans la norme ASTM E169–16, intitulée *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*;
- b) la méthode établie dans la norme ASTM E260–96, intitulée *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography*.

**Concentration de COV — vapeur**

**20 (1)** Tout instrument utilisé pour déterminer la présence de COV sous forme de gaz ou de vapeur, y compris aux fins de détection de fuites de vapeur, doit être de l'un des types suivants :

- a) un instrument de surveillance portatif qui répond aux exigences du paragraphe 5(1) du *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)*;
- b) un instrument optique de visualisation des gaz qui répond aux exigences des paragraphes 5(2) et 5(3) de ce règlement;
- c) un détecteur de gaz combustible utilisant un capteur à billes catalytiques qui répond aux exigences prévues à l'article 21 du présent règlement.

**Instrument — pourcentage LIE**

**(2)** L'instrument utilisé pour déterminer le pourcentage LIE doit être du type visé aux alinéas (1)a) ou c).

**Instrument — gaz ou vapeur**

**(3)** L'instrument utilisé pour déterminer si une émission de gaz ou de vapeur constitue une fuite de vapeur doit être du type visé à l'alinéa (1)a).

**Concentration de COV équivalente**

**(4)** Si le pourcentage LIE est calculé à partir d'une mesure obtenue avec un instrument de surveillance portatif produisant un résultat en unités de concentration volumique, une concentration de COV de 140 ppmv en volume est considérée comme correspondant à un pourcentage LIE de 1.

**Dossiers**

**(5)** L'exploitant tient, pour chaque instrument à l'installation, les dossiers contenant les renseignements ci-après et tout document à l'appui :

- a) les spécifications de conception de l'instrument;
- b) les résultats de tous les étalonnages ou essais effectués sur l'instrument, la date à laquelle ils ont été effectués et le nom de la personne qui les a effectués.

**Combustible gas detector — requirements**

**21 (1)** A combustible gas detector that uses a catalytic bead sensor must meet the following requirements:

- (a) it is calibrated each day before it is used in accordance with its design specifications, with a calibration gas and, if necessary, output correction factors, appropriate for the expected gas or vapour composition;
- (b) it produces an output directly in units of LEL%;
- (c) it has an output range that spans at least 1 LEL% to 100 LEL%; and
- (d) it has an output accuracy that is within plus or minus 5% of a reading or plus or minus 2 LEL%, whichever value is greater, when used with the expected gas or vapour composition.

**Combustible gas detector — environment**

**(2)** A combustible gas detector that uses a catalytic bead sensor must not be used in the following environments:

- (a) an atmosphere that contains less than 10% oxygen by volume;
- (b) an atmosphere that contains substances that is likely to poison the catalyst; or
- (c) any other environment in which, according to the design specifications of the combustible gas detector, may not provide an accurate output.

**Qualified professional**

**22** The testing of liquids and vapours must be performed by a qualified professional who has, not more than 12 months before the first time they perform testing, received training relevant to the performance of testing and training on the relevant requirements of these Regulations.

**Alternative Test Methods****Application to the Minister**

**23 (1)** The operator may apply to the Minister to use an alternative test method to those required under sections 17 to 19 in order to:

- (a) test a substance with properties that fall outside the scope of applicability of all of the required test methods;
- (b) perform automated or continuous testing that cannot be accomplished using any of the required test methods; or

**Détecteur de gaz combustibles — exigences**

**21 (1)** Le détecteur de gaz combustible qui utilise un capteur à billes catalytiques doit satisfaire aux exigences suivantes :

- a) il doit être étalonné chaque jour avant l'emploi, conformément à ses spécifications de conception, avec un gaz d'étalonnage et, si nécessaire, avec des facteurs de correction des résultats, le gaz et les facteurs étant adaptés à la composition prévue du gaz ou de la vapeur;
- b) il doit produire un résultat directement en pourcentage LIE;
- c) il doit avoir une plage de sortie qui s'étend au moins de 1 à 100 % de LIE;
- d) il doit avoir une exactitude de sortie de plus ou moins 5 % de la lecture ou de plus ou moins 2 % de LIE, la valeur de la lecture la plus élevée étant retenue, lorsqu'il est utilisé avec la composition prévue du gaz ou de la vapeur.

**Détecteur de gaz combustibles — milieux**

**(2)** Le détecteur de gaz combustible qui utilise un capteur à billes catalytiques ne doit pas être utilisé dans les milieux suivants :

- a) une atmosphère contenant moins de 10 % d'oxygène en volume;
- b) une atmosphère contenant des substances susceptibles d'empoisonner le catalyseur;
- c) tout autre milieu dans lequel, selon les spécifications de conception du détecteur, il pourrait ne pas fournir un résultat exact.

**Professionnel qualifié**

**22** Tout essai de liquides ou de vapeurs doit être effectué par un professionnel qualifié ayant suivi une formation relative à l'exécution de cette fonction et portant sur les exigences pertinentes du présent règlement, au plus douze mois avant d'effectuer un essai pour la première fois.

**Méthodes d'essai de rechange****Demande au ministre**

**23 (1)** L'exploitant peut présenter une demande au ministre afin d'utiliser une méthode d'essai de rechange que celles exigées aux articles 17 à 19 pour, selon le cas :

- a) tester une substance dont les propriétés n'entrent pas dans le champ d'application des méthodes d'essai prévues;
- b) réaliser des essais automatisés ou continus qui ne peuvent être réalisés par les méthodes d'essai prévues;

(c) use a method where the accuracy or precision of the alternative test method is superior to one of the required test methods.

#### Conditions — alternative test method

(2) The alternative test method must:

(a) measure the same physical properties as one of the test methods required under sections 17 to 19; and

(b) for all cases in which it would be used, be equivalent or superior to, including in precision and accuracy, one of the test methods required under sections 17 to 19.

#### Time limit

(3) The application must be made at least 60 days before the day on which the alternative test method is to be used.

#### Information

(4) The application must contain the following information:

(a) the purposes for which the operator wishes to use an alternative test method under subsection (1);

(b) evidence that the conditions set out in subsection (2) are met;

(c) the name of the alternative test method and its description; and

(d) a description of the circumstances in which the alternative test method would be used, including any limitations or restrictions on when it would be used.

#### Equivalency of method

(5) For the purpose of paragraph (4)(b), the operator must, in accordance with one of the following test methods, evaluate the equivalency of the alternative method to the test methods required under sections 17 to 19:

(a) the method set out in the standard ASTM D3764–23, entitled *Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems*; or

(b) the method set out in the standard ASTM D6708–21, entitled *Standard Practice for Statistical Assessment and Improvement of Expected Agreement Between Two Test Methods that Purport to Measure the Same Property of a Material*.

#### Rejection of application

24 If the Minister determines that the alternative test method is not equivalent to the test methods required

(c) obtenir une exactitude ou une précision supérieures à l'une des méthodes d'essai prévues.

#### Conditions — méthode d'essai de rechange

(2) La méthode d'essai de rechange doit satisfaire aux conditions suivantes :

a) elle mesure les mêmes propriétés physiques que celles que mesure l'une ou l'autre des méthodes d'essai exigées aux articles 17 à 19;

b) elle est équivalente ou supérieure, notamment en ce qui concerne sa précision et son exactitude, dans tous les cas où elle serait utilisée, à celles des méthodes d'essai exigées aux articles 17 à 19.

#### Délai

(3) La demande est présentée au moins soixante jours avant la date d'utilisation prévue de la méthode d'essai de rechange.

#### Renseignements

(4) La demande contient les renseignements suivants :

a) les fins auxquelles l'exploitant souhaite utiliser une méthode d'essai de rechange au titre du paragraphe (1);

b) la preuve que les conditions visées au paragraphe (2) ont été remplies;

c) le nom et la description de la méthode d'essai de rechange;

d) une description des situations où la méthode d'essai de rechange serait utilisée, y compris toute limite ou restriction sur le moment de l'utilisation.

#### Équivalence de la méthode

(5) Pour l'application de l'alinéa (4)b), l'exploitant évalue l'équivalence de la méthode d'essai de rechange avec les méthodes d'essai exigées aux articles 17 à 19, conformément à l'une des deux méthodes d'essai suivantes :

a) la méthode établie dans la norme ASTM D3764–23, intitulée *Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems*;

b) la méthode établie dans la norme ASTM D6708–21, intitulée *Standard Practice for Statistical Assessment and Improvement of Expected Agreement Between Two Test Methods that Purport to Measure the Same Property of a Material*.

#### Rejet de la demande

24 Si le ministre détermine que la méthode d'essai de rechange n'est pas équivalente aux méthodes d'essai

under sections 17 to 19, the Minister must reject the application. The Minister must notify the operator of that conclusion in writing.

#### **Approval of application**

**25** If the Minister determines that the alternative test method is equivalent to the test methods required under sections 17 to 19, the Minister may accept the alternative test method and must notify the operator of the decision in writing.

#### **Begin use of method**

**26** The operator may begin using the alternative test method on receipt of the notice of approval by the Minister.

#### **Publication of approved alternative methods**

**27 (1)** The Minister may publish a list of approved alternative test methods, including the situations in which their use is appropriate.

#### **Use of approved alternative test method**

**(2)** The operator may use an alternative test method that is on the list published under subsection (1) and if they do so, they must maintain records and any supporting documents that demonstrate that the conditions for the use of the approved alternative test method have been met.

## Requirements for VOC Emissions Control

### Emissions Control Equipment

#### **Emissions control equipment**

**28 (1)** The operator must ensure that tanks designated under section 7 and loading racks designated under subsection 8(1), that are at the facility are equipped with emissions control equipment in accordance with the requirements set out in sections 31 to 36, as applicable.

#### **Compliance**

**(2)** The operator must ensure that the emissions control equipment meets the requirements with respect to design and operation set out in sections 40 to 71 and the requirements with respect to inspection, testing and repair set out in sections 77 to 103, as applicable.

exigées aux articles 17 à 19, il rejette la demande et en avise l'exploitant par écrit.

#### **Approbation de la demande**

**25** Si le ministre détermine que la méthode d'essai de rechange est équivalente aux méthodes d'essai exigées aux articles 17 à 19, il peut approuver la demande. Il avise l'exploitant de sa décision par écrit.

#### **Début de l'utilisation de la méthode**

**26** L'exploitant peut commencer à utiliser la méthode d'essai de rechange dès réception de l'avis d'approbation du ministre.

#### **Publication des méthodes de rechange approuvées**

**27 (1)** Le ministre peut publier une liste des méthodes d'essai de rechange approuvées, y compris les situations qui justifient leur utilisation.

#### **Utilisation de la méthode de rechange approuvée**

**(2)** L'exploitant peut utiliser l'une des méthodes d'essai de rechange approuvées et qui figure dans la liste publiée visée au paragraphe (1). Dans ce cas, il tient des dossiers et tout document à l'appui démontrant qu'il satisfait aux conditions d'utilisation de la méthode d'essai de rechange approuvée.

## Exigences relatives au contrôle des émissions de COV

### Équipement de contrôle des émissions

#### **Équipement de contrôle des émissions**

**28 (1)** L'exploitant veille à ce que les réservoirs désignés en application de l'article 7 et les rampes de chargement désignées en application du paragraphe 8(1), à l'installation, soient munis d'un équipement de contrôle des émissions, conformément aux exigences prévues aux articles 31 à 36, selon le cas.

#### **Conformité**

**(2)** L'exploitant veille à ce que l'équipement de contrôle des émissions soit conforme aux exigences en matière de conception et d'utilisation prévues aux articles 40 à 71 et aux exigences en matière d'inspection, d'essais et de réparation prévues aux articles 77 à 103, selon le cas.

**Required training**

**29** The operator must ensure that the emissions control equipment is operated, maintained, inspected and repaired only by a person who has not more than 12 months before the first time that they operate, maintain, inspect or repair the equipment, received training on

- (a) the safe operation, maintenance and calibration of the emissions control equipment and, if applicable, leak detection instruments; and
- (b) the applicable requirements of these Regulations.

**Tanks****Emissions control equipment**

**30** The operator must ensure that each tank at the facility is designed, operated and maintained in a manner that allows for the effective operation of the emissions control equipment that is installed on that tank.

**Vapour control system**

**31** Subject to section 37, the operator must ensure that each high benzene tank and each tank designated as a high volatility liquid tank under paragraph 7(b), are each equipped with a vapour control system.

**Volatile petroleum liquid tank**

**32** The operator must ensure that each tank at the facility that is designated as a volatile petroleum liquid tank under paragraph 7(c) is equipped with at least one of the following:

- (a) a vapour control system;
- (b) an internal floating roof; or
- (c) an external floating roof.

**Small volatile petroleum liquid tank**

**33** The operator must ensure that each tank at the facility that is designated as a small volatile petroleum liquid tank under paragraph 7(d) is equipped with at least one of the following:

- (a) a vapour control system;
- (b) an internal floating roof;
- (c) an external floating roof; or
- (d) a pressure-vacuum vent.

**Formation requise**

**29** L'exploitant veille à ce que l'équipement de contrôle des émissions soit utilisé, entretenu, inspecté ou réparé que par une personne ayant, au plus douze mois avant d'utiliser, d'entretenir, d'inspecter ou de réparer l'équipement, suivi une formation relative :

- a) à l'utilisation, à l'entretien et à l'étalonnage de l'équipement de contrôle des émissions et, le cas échéant, des instruments de détection des fuites, et ce, en toute sécurité;
- b) aux exigences applicables du présent règlement.

**Réservoirs****Équipement de contrôle des émissions**

**30** L'exploitant veille à ce que tout réservoir à l'installation soit conçu, utilisé et entretenu d'une manière qui permet l'utilisation efficace de l'équipement de contrôle des émissions installé sur ce réservoir.

**Système de contrôle des vapeurs**

**31** Sous réserve de l'article 37, l'exploitant veille à ce que chaque réservoir de liquide à haute concentration de benzène et chaque réservoir désigné réservoir de liquide très volatil en application de l'alinéa 7b) à l'installation soient munis d'un système de contrôle des vapeurs.

**Réservoir de liquide pétrolier volatil**

**32** L'exploitant veille à ce que chaque réservoir désigné réservoir de liquide pétrolier volatil en application de l'alinéa 7c) à l'installation soit muni d'au moins un des équipements de contrôle des émissions suivants :

- a) un système de contrôle des vapeurs;
- b) un toit flottant interne;
- c) un toit flottant externe.

**Petit réservoir de liquide pétrolier volatil**

**33** L'exploitant veille à ce que chaque réservoir désigné petit réservoir de liquide pétrolier volatil en application de l'alinéa 7d) à l'installation soit muni d'au moins un des équipements de contrôle des émissions suivants :

- a) un système de contrôle des vapeurs;
- b) un toit flottant interne;
- c) un toit flottant externe;
- d) un événement à pression-dépression.



**Position of liquid inlet**

**34** The liquid inlet of a tank must be positioned such that liquid enters the tank no more than 15 cm above the bottom of the tank unless

- (a) the tank is equipped with a vapour control system;
- (b) the liquid level in the tank always remains above the inlet during normal operation; or
- (c) the tank is an existing tank.

**Loading Racks****Vapour control systems**

**35** The operator must ensure that each loading rack at the facility that is designated as a high benzene loading rack under paragraph 8(1)(a) and as a volatile petroleum liquid loading rack under paragraph 8(1)(b) is equipped with one of the following vapour control systems:

- (a) in the case of a loading rack at a facility where fuel is stored either in fixed roof tanks that are each less than 5 m diameter and 100 m<sup>3</sup> in volume or in underground tanks of any size, a vapour recovery system, a vapour destruction system or a vapour balancing system;
- (b) in the case of a gasoline loading rack that is used for trucks at a facility where more than 250 000 standard m<sup>3</sup> per year of gasoline is loaded per year and was not already equipped with an existing vapour destruction system on the day on which these Regulations came into force, a vapour recovery system; and
- (c) in any other case, a vapour recovery system or a vapour destruction system.

**Position of liquid inlet**

**36** The liquid inlet to any vehicle tanks receiving volatile petroleum liquids from a loading rack is positioned such that liquid enters the tank no more than 15 cm above the bottom of the tank.

**Position de l'entrée du liquide**

**34** L'entrée du liquide du réservoir doit être positionnée de telle sorte que le liquide n'entre pas dans le réservoir à plus de 15 cm au-dessus du fond du réservoir, sauf si l'une ou l'autre des situations suivantes s'applique :

- a) le réservoir est muni d'un système de contrôle des vapeurs;
- b) le niveau de liquide dans le réservoir reste toujours au-dessus de l'entrée pendant son fonctionnement normale;
- c) le réservoir est un réservoir existant.

**Rampes de chargement****Systèmes de contrôle des vapeurs**

**35** L'exploitant veille à ce que chaque rampe de chargement désignée rampe de chargement de liquide à haute concentration de benzène et rampe de chargement de liquide pétrolier volatil en application des alinéas 8(1)a) et b), soient munies des systèmes de contrôle des vapeurs suivants :

- a) s'agissant d'une rampe de chargement à une installation où le carburant est stocké soit dans des réservoirs à toit fixe dont le diamètre individuel est inférieur à cinq mètres et dont le volume est inférieur à 100 m<sup>3</sup>, soit dans des réservoirs souterrains de toute grandeur, d'un système de récupération des vapeurs, d'un système de destruction des vapeurs ou d'un système de retour en boucle des vapeurs;
- b) s'agissant d'une rampe de chargement d'essence utilisée pour les camions à une installation où plus de 250 000 m<sup>3</sup> normalisés d'essence sont chargés par an, qui n'était pas déjà munie d'un système de destruction des vapeurs à la date d'entrée en vigueur du présent règlement, d'un système de récupération des vapeurs;
- c) dans tous les autres cas, d'un système de récupération des vapeurs ou d'un système de destruction des vapeurs.

**Position de l'entrée du liquide**

**36** L'entrée du liquide du réservoir d'un véhicule recevant des liquides pétroliers à partir d'une rampe de chargement est positionnée de telle sorte que le liquide n'entre pas dans le réservoir à plus de 15 cm au-dessus du fond du réservoir.

## Existing High Benzene Tanks — Permit

### Application for permit

**37 (1)** The operator may apply to the Minister for a permit to use an internal floating roof instead of a vapour control system to control VOC emissions from any existing high benzene tank at their facility that satisfies all of the following criteria at the time of the application:

- (a) the tank is located more than 300 m from any occupied building;
- (b) the tank is equipped with an internal floating roof that was installed before the day on which these Regulations come into force; and
- (c) the tank is equipped with an internal floating roof that meets the requirements in sections 52 to 60 and that is free from the defects referred to in subsections 99(5) and (6).

### Deadline

**(2)** The permit application must be made no later than 180 days after the day on which these Regulations come into force.

### Condition — fenceline monitoring program

**(3)** The operator may apply for a permit only if, at the time of the application, the operator has established and maintained one of the following fenceline monitoring programs at the facility:

- (a) a standard fenceline monitoring program in accordance with the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)*;
- (b) a modified fenceline monitoring program in accordance with the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)*;
- (c) an alternative fenceline monitoring program in accordance with the *Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds Regulations (Petroleum Sector)*;
- (d) a fenceline monitoring program in accordance with section 60 of the *Petrochemical – Industry Standard* issued under Ontario Regulation 419/05 (*Air Pollution – Local Air Quality*); or
- (e) a fenceline monitoring program that meets all the requirements of the method published by the United

## Réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants — permis

### Demande de permis

**37 (1)** L'exploitant peut présenter au ministre une demande de permis l'autorisant à utiliser, à son installation, un toit flottant interne plutôt qu'un système de contrôle des vapeurs afin de contrôler les émissions de COV provenant de tout réservoir de liquide à haute concentration de benzène existant qui satisfait, au moment de la demande, aux critères suivants :

- a) le réservoir est situé à plus de trois cents mètres de tout bâtiment occupé;
- b) il est muni d'un toit flottant interne qui a été installé avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement;
- c) il est muni d'un toit flottant interne qui est conforme aux exigences prévues aux articles 52 à 60 et qui ne présente pas l'une ou l'autre des déficiences visées aux paragraphes 99(5) et (6).

### Délai

**(2)** La demande de permis est présentée au plus tard cent quatre-vingts jours après la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

### Conditions — programme de surveillance du périmètre

**(3)** L'exploitant ne peut présenter une demande de permis que si, au moment de la demande, il avait établi et mis en œuvre à son installation l'un ou l'autre des programmes de surveillance du périmètre suivants :

- a) un programme régulier de surveillance du périmètre, conformément au *Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)*;
- b) un programme modifié de surveillance du périmètre, conformément à ce règlement;
- c) un programme de rechange de surveillance du périmètre, conformément au même règlement;
- d) un programme de surveillance du périmètre, conformément à l'article 60 de la *Petrochemical – Industry Standard*, publiée en application du règlement de l'Ontario 419/05, intitulé *Air Pollution – Local Air Quality*;
- e) un programme de surveillance du périmètre conforme à toutes les exigences des méthodes publiées par l'Environmental Protection Agency des États-Unies intitulées *Method 325A – Volatile Organic Compounds*

States Environmental Protection Agency entitled *Method 325A — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, except that the sampling period may range between 13 and 15 days, and of another document entitled *Method 325B — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, and all samples must be analyzed for benzene.

### Information

**(4)** The permit application must contain the following information:

**(a)** the unique identifier of each existing high benzene tank at the facility and an indication of which tanks the operator is seeking to include in the permit;

**(b)** a copy of all records maintained under section 105 for each existing high benzene tank at the facility;

**(c)** a map or site plan that indicates the exact location of each existing high benzene tank at the facility;

**(d)** a description, including dates and locations, of any events that are likely to have significantly affected ambient benzene levels at or near the facility within the previous 24 months, including changes in operating processes, changes in emissions control measures and accidental releases;

**(e)** a description, including dates and locations, of any events that are likely to occur within the next 12 months that may significantly affect future ambient benzene levels at or near the facility, including expected changes in operating processes or emissions control measures;

**(f)** a description of the fenceline monitoring program established and maintained in accordance with subsection (3), including

**(i)** the type of program established, among those referred to in paragraphs 3(a) to (e),

**(ii)** the analysis used to select the fenceline, including the method used, the factors taken into account and the calculations, if any, carried out in the course of the analysis,

**(iii)** the number of sampling tubes and their location at the fenceline, and a description of the analysis used to determine that number and those locations, including the method used, the factors taken into account and the calculations, if any, carried out in the course of the analysis, and

**(iv)** a diagram of the facility that includes the property boundary, fenceline, sampling locations, petroleum processing equipment, tanks, loading racks and wastewater treatment areas; and

*from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, à l'exception de la période d'échantillonnage qui peut être comprise entre treize et quinze jours, et à un autre document intitulé *Method 325B — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, les échantillons devant tous être analysés pour le benzène.

### Renseignements

**(4)** La demande de permis contient les renseignements suivants :

**a)** l'identifiant unique de chaque réservoir de liquide à haute concentration de benzène existant à l'installation que l'exploitant a l'intention d'inclure dans le permis ainsi que ceux de tous les réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants à l'installation;

**b)** une copie des dossiers tenus conformément à l'article 105 pour chaque réservoir de liquide à haute concentration de benzène existant à l'installation;

**c)** une carte ou un plan du site indiquant l'emplacement exact des réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants à l'installation;

**d)** une description, avec indication des dates et des lieux, de tout événement susceptible d'avoir eu une incidence importante sur les niveaux de benzène ambiants à l'installation, ou à proximité de celle-ci, au cours des vingt-quatre derniers mois, y compris de toute modification aux procédés d'exploitation ou aux mesures de contrôle des émissions et de tout rejet accidentel;

**e)** une description, avec indication des dates et des lieux, de tout événement susceptible de se produire au cours des douze prochains mois qui pourrait avoir une incidence importante sur les niveaux de benzène ambiants futurs à l'installation, ou à proximité de celle-ci, y compris de toute modification prévue aux procédés d'exploitation ou aux mesures de contrôle des émissions;

**f)** une description du programme de surveillance du périmètre établi et mis en œuvre en application du paragraphe (3), notamment :

**(i)** le type de programme établi, parmi ceux visés aux alinéas (3)a) à e),

**(ii)** l'analyse utilisée pour sélectionner le périmètre, notamment la méthode utilisée, les éléments pris en considération et les calculs effectués, le cas échéant,

**(iii)** le nombre de tubes d'échantillonnage et leur emplacement sur le périmètre ainsi qu'une description de l'analyse utilisée pour déterminer ce nombre et ces emplacements, notamment la méthode suivie,

**(g)** all monitoring data from the fenceline monitoring program established and maintained in accordance with subsection (3), including the concentration of benzene for each sampling period at each sampling location, as well as the concentration of benzene in each field blank and duplicate sample, in respect of the following periods:

**(i)** in the case of a facility that has maintained a fenceline monitoring program for at least 38 months before the day on which the application is made, a continuous period of 36 months ending no earlier than 60 days before the day on which the application is made, or

**(ii)** in the case of a facility that has maintained a fenceline monitoring program for less than 38 months before the day on which the application is made, a continuous period beginning at the earliest time when data is available and no later than 60 days after the day on which these Regulations come into force and ending no earlier than 60 days before the day on which the application is made.

### Conditions for issuing permit

**38 (1)** The Minister may issue a permit if, at every sampling location of the fenceline monitoring program, both of the following conditions are met:

**(a)** the benzene concentrations measured in at least 24 of the 26 most recent sampling periods were below the following values:

**(i)** in the case of a sampling period that ends before the day on which these Regulations come into force or during the first year after the day on which these Regulations come into force,  $19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(ii)** in the case of a sampling period that ends during the second year after the day on which these Regulations come into force,  $17 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(iii)** in the case of a sampling period that ends during the third year after the day on which these Regulations come into force,  $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , or

**(iv)** in the case of a sampling period that ends during the fourth year after the day on which these

les éléments pris en compte et les calculs effectués, le cas échéant,

**(iv)** un diagramme de l'installation comportant les limites du terrain, le périmètre, les emplacements d'échantillonnage, l'équipement de traitement du pétrole, les réservoirs, les rampes de chargement et les zones de traitement des eaux usées;

**g)** toutes les données de surveillance du programme de surveillance du périmètre établi et mis en œuvre en application du paragraphe (3), notamment la concentration de benzène pour chaque période d'échantillonnage à chaque emplacement d'échantillonnage, ainsi que la concentration de benzène dans chaque blanc de terrain et chaque double échantillon, couvrant l'une ou l'autre des périodes suivantes :

**(i)** si l'installation met en œuvre un programme de surveillance du périmètre depuis au moins trente-huit mois avant la date de la présentation de la demande, une période continue de trente-six mois se terminant au plus tôt soixante jours avant la date de la présentation de la demande,

**(ii)** si l'installation met en œuvre un programme de surveillance du périmètre depuis moins de trente-huit mois avant la date de la présentation de la demande, une période continue débutant à la première date à laquelle les données sont disponibles mais au plus tard soixante jours après la date d'entrée en vigueur du présent règlement et se terminant au plus tôt soixante jours avant la date de la présentation de la demande.

### Conditions de délivrance du permis

**38 (1)** Le ministre peut délivrer un permis si, à chaque emplacement d'échantillonnage du programme de surveillance du périmètre, les conditions suivantes sont réunies :

**a)** les concentrations de benzène mesurées au cours d'au moins vingt-quatre des vingt-six périodes d'échantillonnage les plus récentes étaient inférieures aux valeurs suivantes :

**(i)** si la période d'échantillonnage prend fin avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement ou pendant la première année de son entrée en vigueur,  $19 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(ii)** si la période d'échantillonnage prend fin pendant la deuxième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement,  $17 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(iii)** si la période d'échantillonnage prend fin pendant la troisième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement,  $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

Regulations come into force or during any subsequent years,  $13 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ; and

**(b)** the arithmetic average of the benzene concentrations measured for the 26 most recent sampling periods was below the following values:

**(i)** if the most recent sampling period ends before the day on which these Regulations come into force or during the first year after the day on which these Regulations come into force,  $6.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(ii)** if the most recent sampling period ends during the second year after the day on which these Regulations come into force,  $5.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(iii)** if the most recent sampling period ends during the third year after the day on which these Regulations come into force,  $4.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ , or

**(iv)** if the most recent sampling period ends during the fourth year after the day on which these Regulations come into force or during any subsequent years,  $3.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

#### Permit

**(2)** The issued permit must set out its period of validity and indicate which existing high benzene tanks at the facility may be equipped with an internal floating roof instead of a vapour control system to control VOC emissions.

#### Notice — no permit issued

**(3)** If the conditions referred to in subsection (1) are not met, the Minister must not issue the permit and must notify the operator in writing to that effect and provide them with an opportunity to make written representations concerning the refusal.

#### Update of information to maintain permit

**(4)** For the purposes of maintaining the validity of the permit, the permit holder must provide the Minister with the information set out for each of the following periods within the time indicated for each:

**(a)** annually, within 30 days after the anniversary of the date on which the permit is effective,

**(i)** an update of the information referred to in paragraphs 37(4)(a) to (f), and

**(ii)** an update of the fenceline monitoring data referred to in paragraph 37(4)(g) including the most recent available data;

**(b)** within 30 days after the day on which the permit holder receives data that would establish that the

**(iv)** si la période d'échantillonnage prend fin pendant la quatrième année suivant la date d'entrée en vigueur ou durant toute année subséquente,  $13 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ;

**b)** la moyenne arithmétique des concentrations de benzène qui ont été mesurées pendant les vingt-six périodes d'échantillonnage les plus récentes était inférieure aux valeurs suivantes :

**(i)** si la période d'échantillonnage la plus récente prend fin avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement ou pendant la première année de son entrée en vigueur,  $6,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(ii)** si la période d'échantillonnage la plus récente prend fin pendant la deuxième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement,  $5,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(iii)** si la période d'échantillonnage la plus récente prend fin pendant la troisième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement,  $4,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

**(iv)** si la période d'échantillonnage la plus récente prend fin pendant la quatrième année suivant la date d'entrée en vigueur ou durant toute année subséquente,  $3,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

#### Permis

**(2)** Le permis délivré énonce sa période de validité et indique quels réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants à l'installation peuvent être munis d'un toit flottant interne au lieu d'un système de contrôle des vapeurs pour contrôler les émissions de COV.

#### Avis — aucun permis délivré

**(3)** Si les conditions de délivrance du permis prévues au paragraphe (1) ne sont pas remplies, le ministre ne le délivre pas, en informe par écrit l'exploitant et donne à celui-ci la possibilité de présenter des observations écrites au sujet du refus.

#### Validité du permis — mise à jour des renseignements

**(4)** Aux fins de la validité du permis, le titulaire du permis fournit au ministre les renseignements suivants :

**a)** annuellement, dans un délai de trente jours suivant la date d'anniversaire de la date de prise d'effet du permis :

**(i)** une mise à jour des renseignements visés aux alinéas 37(4)a) à f),

**(ii)** une mise à jour des données sur la surveillance du périmètre visées à l'alinéa 37(4)g) pour y inclure les données disponibles les plus récentes;

**b)** dans un délai de trente jours suivant la date de réception par le titulaire de données établissant que les conditions visées au paragraphe (1) ne sont plus

conditions referred to in subsection (1) are no longer met, an update of the fence line monitoring data referred to in paragraph 37(4)(g) including the most recent available data; and

(c) within 30 days after the day on which an inspection is carried out, the results of any inspection of the tanks to which the permit applies during which a defect referred to in subsection 99(5) or (6) is detected.

#### **Revocation of permit**

**39 (1)** The Minister must revoke the permit if the conditions for issuing the permit that are set out in subsection 38(1) are no longer met.

#### **Modification of permit**

(2) The Minister may modify the permit to exclude a tank if the tank no longer meets the criteria set out in subsection 37(1).

#### **Benzene emissions**

(3) The Minister may modify the permit to exclude a tank or revoke the permit if the Minister determines that the revocation or modification will reduce benzene emissions at the facility.

#### **Use after revocation or modification**

(4) After the permit is revoked or modified, the Minister may allow the permit holder to continue to use internal floating roofs instead of vapour control systems for the following periods:

- (a) if the revocation or modification relates to no more than two tanks, a period of up to one year; or
- (b) if the revocation or modification relates to three or more tanks, a period of no more than six months multiplied by the number of tanks.

#### **Temporary vapour control system**

(5) The Minister may allow the permit holder to continue to use an internal floating roof instead of a vapour control system if the permit holder installs a temporary vapour control system referred to in subsection 49(1) on the tank before the date specified by the Minister.

#### **Unrelated release of benzene**

(6) Despite subsections (1) and 38(3), the Minister may issue or maintain a permit if the Minister determines that the conditions set out in subsection 38(1) were not met due to a release of benzene at the facility that is unrelated to the existing high benzene tanks at the facility, or a release of benzene outside the facility.

réunies, une mise à jour des données sur la surveillance du périmètre visées à l'alinéa 37(4)g) pour y inclure les données disponibles les plus récentes;

c) dans un délai de trente jours suivant la date d'une inspection, les résultats de toute inspection effectuée sur un réservoir visé par le permis où une déféctuosité visée aux paragraphes 99(5) ou (6) a été détectée.

#### **Annulation du permis**

**39 (1)** Le ministre annule le permis si les conditions de délivrance prévues au paragraphe 38(1) ne sont plus remplies.

#### **Modification du permis**

(2) Le ministre peut modifier le permis afin d'en exclure un réservoir si celui-ci ne remplit plus les critères prévus au paragraphe 37(1).

#### **Émissions de benzène**

(3) Le ministre peut annuler le permis ou le modifier de manière à exclure un réservoir s'il détermine que cela réduira les émissions de benzène à l'installation.

#### **Utilisation après l'annulation ou la modification**

(4) Le ministre peut permettre au titulaire du permis de continuer d'utiliser un toit flottant interne plutôt qu'un système de contrôle des vapeurs, après l'annulation ou la modification du permis, pendant les périodes suivantes :

- a) si l'annulation ou la modification concerne au plus deux réservoirs, une période d'au plus un an;
- b) si l'annulation ou la modification concerne trois réservoirs ou plus, une période d'au plus six mois multiplié par le nombre de réservoirs.

#### **Système de contrôle des vapeurs temporaire**

(5) Le ministre peut permettre au titulaire du permis de continuer d'utiliser un toit flottant interne plutôt qu'un système de contrôle des vapeurs si ce dernier installe sur le réservoir, avant la date indiquée par le ministre, un système de contrôle des vapeurs temporaire visé au paragraphe 49(1).

#### **Rejet de benzène non lié aux réservoirs**

(6) Malgré les paragraphes (1) et 38(3), le ministre peut délivrer un permis, ou en préserver la validité, si le ministre détermine que le non-respect des conditions prévues au paragraphe 38(1) s'explique au rejet de benzène à l'installation, qui n'est pas lié aux réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants à l'installation ou au rejet de benzène à l'extérieur de l'installation.

**Notice of modification or revocation**

**(7)** The Minister must notify the permit holder in writing with written reasons of any revocation or modification of the permit at least 30 days before the day on which a modification or revocation takes effect and provide the permit holder with an opportunity to make written representations concerning the modification or the revocation.

## Design and Operation of Emissions Control Equipment

### Vapour Control Systems – Gasoline Loading – Trucks

**Standard**

**40** The operator must ensure that the requirements of the National Standard of Canada CAN/CGSB-3.1000-2019, entitled *Vapour Control Systems in Gasoline Distribution Networks* are met, with the exception of the record-keeping and reporting requirements, if a vapour control system is used at the facility to control VOC emissions from trucks loading gasoline.

### Vapour Control Systems – General Requirements

**Design specifications**

**41** The operator must ensure that each vapour control system at the facility is installed, operated, and maintained in accordance with the design specifications of that system.

**Design, operation and maintenance**

**42** In the case of a vapour recovery system or vapour destruction system, the operator must ensure that it is designed, operated and maintained to

- (a)** collect all vapours discharged from the tank or loading rack and from any vehicle tanks receiving volatile petroleum liquids from the loading rack;
- (b)** capture or destroy the VOCs present in all the collected vapours in accordance with the performance requirements in section 48 for the full range of inlet vapour flow rates and VOC concentrations; and
- (c)** minimize the accumulation of liquid within the vapour piping.

**Avis d'annulation ou de modification**

**(7)** Le ministre avise par écrit le titulaire du permis de toute annulation ou de toute modification du permis au moins trente jours avant la date à laquelle elle prend effet, indique les motifs de l'annulation ou de la modification, et lui donne la possibilité de présenter des observations écrites à cet égard.

## Conception et utilisation de l'équipement de contrôle des émissions

### Systèmes de contrôle des vapeurs – chargement d'essence – camions

**Norme**

**40** L'exploitant veille à ce que les exigences de la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.1000-2019, intitulée *Systèmes de récupération des vapeurs dans les réseaux de distribution d'essence*, à l'exception de celles relatives à la tenue de documents et aux rapports, soient respectées lorsqu'un système de contrôle des vapeurs est utilisé à l'installation pour contrôler les émissions de COV de camions chargeant de l'essence.

### Systèmes de contrôle des vapeurs – exigences générales

**Spécifications de conception**

**41** L'exploitant veille à ce que chaque système de contrôle des vapeurs à l'installation soit installé, utilisé et entretenu conformément à ses spécifications de conception.

**Conception, utilisation et entretien**

**42** S'agissant d'un système de récupération des vapeurs ou d'un système de destruction des vapeurs, l'exploitant veille à ce que le système soit conçu, utilisé et entretenu pour :

- a)** collecter toutes les vapeurs rejetées par le réservoir ou la rampe de chargement, ainsi que par tout réservoir d'un véhicule recevant des liquides pétroliers volatils de la rampe de chargement;
- b)** capter ou détruire les COV, conformément aux exigences de performance prévues à l'article 48, dans toutes les vapeurs collectées pour toute la gamme de débits de vapeur à l'entrée et de concentrations de COV;
- c)** réduire au minimum l'accumulation des liquides dans la tuyauterie de vapeur.

**Continuous monitoring device**

**43 (1)** The operator must ensure that the vapour recovery system or vapour destruction system is equipped with a continuous monitoring device that is considered to be part of the vapour control system and that

(a) generates an accurate measurement that indicates VOC capture or destruction, either by directly measuring VOC vapour concentration in the exhaust gas or by measuring other physical parameters such as combustor temperature;

(b) alerts the operator if VOC capture or destruction does not meet the performance requirements in section 48; and

(c) operates at all times when the vapour control system is in service.

**Accurate measurement**

**(2)** A measurement generated by the continuous monitoring device is considered to be accurate if the device:

(a) measures VOC concentration with an accuracy of plus or minus 5% of a full-scale reading; or

(b) measures temperature with an accuracy of plus or minus 2°C.

**Standard operating procedures**

**44** The operator must, for each vapour control system, keep written standard operating procedures that

(a) are available at the facility to all individuals who operate or maintain the vapour control system; and

(b) contain all information required to operate and maintain the vapour control system in accordance with the requirements of these Regulations.

**Continuous operation**

**45 (1)** The operator must ensure that the vapour control system operates continuously during all periods when the tank is in service or when the loading rack is being used to load volatile petroleum liquids.

**Maintenance and repair**

**(2)** Despite subsection (1), the operation of the vapour control system may be interrupted for a period of maintenance or repair of not more than 5% of the periods in a calendar year when the tank is in service or when the loading rack is being used to load volatile petroleum liquids.

**Dispositif de surveillance continue**

**43 (1)** L'exploitant veille à ce que le système de récupération des vapeurs ou le système de destruction des vapeurs soit muni d'un dispositif de surveillance continue, considéré comme faisant partie du système de contrôle des vapeurs, lequel :

a) produit une mesure exacte de la capture ou la destruction des COV, en mesurant soit directement la concentration de COV dans les gaz d'échappement, soit d'autres paramètres physiques tels que la température de la chambre de combustion;

b) signale l'exploitant lorsque la capture ou la destruction des COV ne satisfait pas aux exigences de performance prévues à l'article 48;

c) fonctionne en tout temps lorsque le système de contrôle des vapeurs est en service.

**Mesure exacte**

**(2)** Une mesure générée par le dispositif de surveillance continue est considérée comme étant exacte dans les cas suivants :

a) si le dispositif mesure la concentration de COV, il le fait avec une précision de plus ou moins 5 % de la pleine échelle;

b) si le dispositif mesure la température, il le fait avec une précision de plus ou moins 2 °C.

**Procédures d'utilisation uniformisées**

**44** L'exploitant conserve, par écrit, des procédures d'utilisation uniformisées pour chaque système de contrôle des vapeurs, lesquelles :

a) sont mises à la disposition, à l'installation, de toute personne qui utilise ou entretient le système;

b) contiennent tous les renseignements nécessaires pour utiliser et entretenir le système conformément aux exigences du présent règlement.

**Fonctionnement de façon continue**

**45 (1)** L'exploitant veille à ce que le système de contrôle des vapeurs fonctionne de façon continue lorsque le réservoir est en service ou lorsque la rampe de chargement est utilisée pour charger des liquides pétroliers volatils.

**Entretien ou réparation**

**(2)** Malgré le paragraphe (1), le fonctionnement du système de contrôle des vapeurs peut être interrompu pour une période d'entretien ou de réparation qui ne dure que 5 % des périodes, dans une année civile, où le réservoir est en service ou des périodes où la rampe de chargement est utilisée pour charger des liquides pétroliers volatils.



**Report to the Minister**

**(3)** If the period of maintenance or repair of the vapour control system is a continuous period of more than 24 hours and the use of the tank or the loading rack is needed during that period, the operator must, within five days after the day on which the maintenance or repair has begun, submit a report to the Minister and it must include the following information:

- (a)** a description of the vapour control system, including its identifier;
- (b)** a description of the maintenance or repair activity;
- (c)** the expected period during which the vapour control system will be inoperative; and
- (d)** a description of any measures that will be taken to reduce VOC emissions during the period of maintenance or repair.

**Report update**

**(4)** The operator must update the report required under subsection (3) within five days after the day on which the maintenance and repair of the vapour control system has been completed and the system has returned to normal operation.

**Scheduled maintenance**

**46** When the vapour control system is not in operation during a period of maintenance that is not the result of an unexpected failure of the vapour control system, VOC emissions must be controlled by

- (a)** in the case of a tank, a temporary vapour control system; and
- (b)** in the case of a loading rack
  - (i)** a temporary vapour control system, or
  - (ii)** limiting loading so that the facility's total daily loading factor, as calculated in accordance with the method set out in section 2 of Schedule 3, is less than 1 in a day, or, if the facility does not load volatile petroleum liquids with a benzene concentration greater than 1% by weight, so that the total throughput of volatile petroleum liquids is less than 500 standard m<sup>3</sup> each day.

**Rapport au ministre**

**(3)** Si la période d'entretien ou de réparation est d'une durée continue de plus de vingt-quatre heures et qu'il est nécessaire d'utiliser le réservoir ou la rampe de chargement pendant cette période, l'exploitant transmet un rapport au ministre contenant les renseignements ci-après, dans les cinq jours suivant la date du début de l'activité d'entretien ou de réparation :

- a)** une description du système de contrôle des vapeurs, y compris son identifiant;
- b)** une description de l'activité d'entretien ou de réparation;
- c)** la période prévue durant laquelle le système de contrôle des vapeurs ne sera pas en fonction;
- d)** une description des mesures qui seront prises pour réduire les émissions de COV durant cette période.

**Mise à jour du rapport**

**(4)** L'exploitant met à jour le rapport dans les cinq jours suivant la date à laquelle l'entretien ou la réparation sont terminés et le système de contrôle des vapeurs fonctionne normalement.

**Périodes d'entretien**

**46** Lorsqu'une période d'entretien du système de contrôle des vapeurs n'a pas été initiée en raison d'une défaillance inattendue du système et que le système n'est pas en fonction, les émissions de COV sont contrôlées, selon le cas :

- a)** s'agissant d'un réservoir, par un système de contrôle des vapeurs temporaire;
- b)** s'agissant d'une rampe de chargement, de l'une ou l'autre des manières suivantes :
  - (i)** par un système de contrôle des vapeurs temporaire,
  - (ii)** en limitant les chargements de manière à ce que le facteur de chargement journalier total à l'installation, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 2 de l'annexe 3, soit inférieur à un par jour ou, si l'installation ne charge pas de liquides pétroliers volatils ayant une concentration de benzène supérieure à 1 % en poids, de manière à ce que le débit total de liquides pétroliers volatils soit inférieur à 500 m<sup>3</sup> normalisés par jour.

**Performance — emissions**

**47 (1)** At all times during its operation, a vapour recovery system or vapour destruction system must not emit more than 10 g of VOCs per m<sup>3</sup> of vapour vented or 10 g of VOCs per standard m<sup>3</sup> of volatile petroleum liquid loaded and the following requirements must be met:

- (a) if the system is a thermal oxidizer, the gas in the system must be maintained at a temperature of at least 760°C for a residence time of at least 0.75 seconds;
- (b) if the system is a catalytic oxidizer, the gas in the system must be maintained at a temperature of at least 400°C; and
- (c) if the system is a vapour destruction system, the NO<sub>x</sub> emission intensity must not exceed 50 g NO<sub>x</sub> per GJ of the total VOCs and supplemental fuel provided to the flare, quantified on a higher heating value basis.

**Exception — benzene concentration**

**(2)** Despite subsection (1), if the benzene concentration of the volatile petroleum liquid is equal to or exceeds 20% by weight, the vapour recovery system or vapour destruction system must not emit more than 10 mg of VOCs per m<sup>3</sup> of vapour vented or 10 mg of VOCs per standard m<sup>3</sup> of volatile petroleum liquid loaded.

**Performance — existing systems**

**48 (1)** Despite subsection 47(1), at all times during its operation, an existing vapour recovery system or vapour destruction system must not emit more than 35 g of VOCs per m<sup>3</sup> of vapour vented or 35 g of VOCs per standard m<sup>3</sup> of volatile petroleum liquid loaded and the following requirements must be met:

- (a) if the system is a thermal oxidizer, the gas in the system must be maintained at a temperature of at least 760°C for a residence time of at least 0.75 seconds; and
- (b) if the system is a catalytic oxidizer, the gas in the system must be maintained at a temperature of at least 400°C.

**Exception — benzene concentration**

**(2)** Despite subsection (1), if the benzene concentration of the volatile petroleum liquid is equal to or exceeds 20% by weight, the existing vapour recovery system or vapour destruction system must not emit more than 50 mg of VOCs per m<sup>3</sup> of vapour vented or 50 mg of VOCs per standard m<sup>3</sup> of volatile petroleum liquid loaded.

**Performance — émissions**

**47 (1)** À tout moment durant son fonctionnement, le système de récupération des vapeurs ou le système de destruction des vapeurs ne doivent pas émettre plus de 10 g de COV par mètre cube de vapeur évacuée ou plus de 10 g de COV par m<sup>3</sup> normalisé de liquide pétrolier volatil chargé et les exigences suivantes doivent être respectées :

- a) s'ils sont thermiques, le gaz à l'intérieur doit être maintenu à une température d'au moins 760 °C pendant un temps de séjour d'au moins 0,75 seconde;
- b) s'ils sont catalytiques, le gaz à l'intérieur doit être maintenu à une température d'au moins 400 °C;
- c) dans le cas du système de destruction des vapeurs, l'intensité des émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) ne doit pas dépasser 50 g de NO<sub>x</sub> par gigajoule (GJ) de COV totaux et de combustible d'appoint fourni à la torche, quantifiés sur la base d'un pouvoir calorifique supérieur.

**Exception — concentration de benzène**

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si la concentration de benzène du liquide pétrolier volatil est égale ou supérieure à 20 % en poids, le système de récupération des vapeurs ou le système de destruction des vapeurs ne doivent pas émettre plus de 10 mg de COV par mètre cube de vapeur évacuée ou plus de 10 mg de COV par m<sup>3</sup> normalisé de liquide pétrolier volatil chargé.

**Performance — systèmes existants**

**48 (1)** Malgré le paragraphe 47(1), à tout moment durant son fonctionnement, le système de récupération des vapeurs ou le système de destruction des vapeurs existants ne doivent pas émettre plus de 35 g de COV par mètre cube de vapeur évacuée ou plus de 35 mg de COV par m<sup>3</sup> normalisé de liquide pétrolier volatil chargé et les exigences suivantes doivent être respectées :

- a) s'ils sont thermiques, le gaz à l'intérieur doit être maintenu à une température d'au moins 760 °C pendant un temps de séjour d'au moins 0,75 seconde;
- b) s'ils sont catalytiques, le gaz à l'intérieur doit être maintenu à une température d'au moins 400 °C.

**Exception — concentration de benzène**

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si la concentration de benzène du liquide pétrolier volatil est égale ou supérieure à 20 % en poids, le système de récupération des vapeurs ou le système de destruction des vapeurs existants ne doivent pas émettre plus de 50 mg de COV par mètre cube de vapeur évacuée ou plus de 50 mg de COV par m<sup>3</sup> normalisé de liquide pétrolier volatil chargé.

**Temporary vapour control system**

**49 (1)** The operator may use a temporary vapour control system on a tank or loading rack at a facility for a period not exceeding 135 days or for one of the applicable periods referred to in subsection 39(4).

**Requirements**

**(2)** The temporary vapour control system must be a vapour recovery system or vapour destruction system and must meet the performance requirements for existing systems that are set out in section 48 and all other requirements for vapour control systems under these Regulations.

**Exception — openings**

**(3)** Despite subsection (2), subsection 50(2) does not apply to a temporary vapour control system that has been fitted to a tank equipped with an internal floating roof.

**Free of leaks**

**50 (1)** The operator must ensure that at all times during its operation, a vapour control system is free of vapour leaks and liquid leaks.

**Sealed during operation**

**(2)** All maintenance hatches and other openings in piping, tanks, vehicle tanks or other equipment that connect to the vapour space must be kept sealed during operation of the vapour control system, except during tank maintenance, inspection and repair.

**Compatible fittings**

**51 (1)** Before volatile petroleum liquids are loaded into a vehicle tank, the operator must ensure that the vehicle tank is equipped with interconnecting fittings that are compatible with the fittings of the vapour control system being used during loading.

**Vehicle tank free of leaks**

**(2)** Before volatile petroleum liquids are loaded into a vehicle tank, the operator must ensure that the operator of the vehicle provides evidence that the vehicle tank is free of vapour leaks in accordance with the applicable standards and, if the vehicle is a truck, that the truck tank was tested annually in accordance with the requirements set out in section 5.3.1 of the National Standard of Canada CAN/CGSB-3.1000-2019, entitled *Vapour Control Systems in Gasoline Distribution Networks*.

**Système de contrôle des vapeurs temporaire**

**49 (1)** L'exploitant peut utiliser un système de contrôle des vapeurs temporaire pour un réservoir ou une rampe de chargement à l'installation pendant une période d'au plus cent trente-cinq jours ou pendant l'une des périodes applicables prévues au paragraphe 39(4).

**Exigences**

**(2)** Le système de contrôle des vapeurs temporaire doit être un système de récupération des vapeurs ou un système de destruction des vapeurs et satisfaire aux exigences de performance d'un système existant prévues à l'article 48 et à toutes les autres exigences d'un système de contrôle des vapeurs prévues au présent règlement.

**Exception — ouvertures**

**(3)** Malgré le paragraphe (2), le paragraphe 50(2) ne s'applique pas à un système de contrôle des vapeurs temporaire qui est rattaché à un réservoir muni d'un toit flottant interne.

**Exempt de fuites**

**50 (1)** L'exploitant veille à ce que le système de contrôle des vapeurs soit exempt de fuites de vapeur ou de fuites de liquides à tout moment durant son fonctionnement.

**Scellé pendant le fonctionnement**

**(2)** Les trappes d'entretien ou autres ouvertures des tuyaux, des réservoirs, des réservoirs de véhicules ou d'autres équipements qui sont reliés à l'espace vapeur doivent demeurer scellées pendant le fonctionnement du système de contrôle des vapeurs, sauf durant l'entretien, l'inspection ou la réparation des réservoirs.

**Raccords compatibles**

**51 (1)** Avant le chargement de liquides pétroliers volatils dans un réservoir de véhicule, l'exploitant veille à ce que le réservoir du véhicule soit muni de raccords d'interconnexion compatibles à ceux du système de contrôle des vapeurs utilisé lors du chargement.

**Réservoirs de véhicules exempts de fuites**

**(2)** Avant le chargement de liquides pétroliers volatils dans un réservoir de véhicule, l'exploitant veille à ce que l'exploitant du véhicule fournisse une preuve que le réservoir du véhicule est exempt de fuites de vapeur, conformément aux normes applicables, et, s'agissant d'un camion, que son réservoir a fait l'objet de l'essai annuel conformément à l'article 5.3.1 de la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.1000-2019, intitulée *Systèmes de récupération des vapeurs dans les réseaux de distribution d'essence*.

## Internal Floating Roofs

### Installation

**52** An internal floating roof and any of its components, including seals and fittings, must be installed in accordance with its design specifications.

### Float on surface of the liquid

**53 (1)** An internal floating roof must, at all times, float on the surface of the liquid and move freely with changes in the liquid level.

### Maximum 30 days

**(2)** Despite subsection (1) and subject to subsection (3), an internal floating roof may rest on a support structure or otherwise be suspended for a maximum of 30 days in a calendar year.

### More than 30 days

**(3)** An internal floating roof may rest on a support structure or otherwise be suspended for more than 30 days in a calendar year if the diameter of the tank is 10 m or less and the tank is used after a batch or semi-batch process to temporarily hold liquid for quality control or testing purposes.

### Remaining afloat

**54 (1)** An internal floating roof with multiple floatation compartments must be capable of remaining afloat on the surface of the liquid with:

- (a)** one pontoon or compartment punctured and flooded with liquid, if the diameter of the roof is 6 m or less;
- (b)** the deck and two adjacent pontoons punctured and flooded with liquid, if the roof is a single-deck pontoon type and has a diameter greater than 6 m; or
- (c)** two adjacent compartments punctured and flooded with liquid, if the roof is a double-deck type and has a diameter greater than 6 m.

### Double dead weight

**(2)** An internal floating roof must be capable of supporting at least double its dead weight, including the weight of all roof components and the force exerted by all seals during the filling of a tank.

### Exposed seams

**55** All seams in an internal floating roof that are exposed to vapour or liquid must

- (a)** be free of vapour leaks and liquid leaks; and
- (b)** have an estimated life expectancy equal to the estimated life expectancy of the roof.

## Toits flottants internes

### Installation

**52** Le toit flottant interne et ses composants — notamment les joints et les raccords — doivent être installés conformément à leurs spécifications de conception.

### Flottaison à la surface du liquide

**53 (1)** Le toit flottant interne doit en tout temps flotter sur la surface du liquide et suivre librement les variations du niveau du liquide.

### Au plus trente jours

**(2)** Malgré le paragraphe (1) et sous réserve du paragraphe (3), le toit flottant interne peut reposer sur une structure de support ou un système de suspension pendant au plus trente jours par année civile.

### Plus de trente jours

**(3)** Le toit flottant interne peut reposer sur une structure de support ou un système de suspension pendant plus de trente jours par année civile si le diamètre du réservoir est de dix mètres ou moins et s'il est utilisé après un procédé discontinu ou semi-discontinu pour retenir temporairement du liquide à des fins de contrôle de la qualité ou d'essai.

### À flot

**54 (1)** Le toit flottant interne à compartiments de flottaisons multiples doit pouvoir rester à flot sur la surface du liquide de l'une ou l'autre des manières suivantes :

- a)** si le diamètre du toit est inférieur ou égal à six mètres, par un flotteur ou un compartiment perforé et inondé de liquide;
- b)** si le toit est de type flotteur à simple pont et que son diamètre est supérieur à six mètres, par le pont et deux flotteurs adjacents perforés et inondés de liquide;
- c)** si le toit est de type double pont et que son diamètre est supérieur à six mètres, par deux compartiments adjacents perforés et inondés de liquide.

### Double de son poids mort

**(2)** Le toit flottant interne doit être en mesure de soutenir au moins le double de son poids mort, lequel comprend le poids de tous les composants du toit, ainsi que la force exercée par les joints pendant le remplissage d'un réservoir.

### Joints exposés

**55** Tous les joints du toit flottant interne exposés à la vapeur ou au liquide doivent posséder les qualités suivantes :

- a)** être exempts de fuites de vapeur et de fuites de liquides;

**Continuous vapour-tight enclosure**

**56 (1)** The internal floating roof must be equipped with a rim seal that forms a continuous vapour-tight enclosure around the entire perimeter of the floating roof, except where it is in contact with the tank wall, at which point the seal gap must meet the requirements set out in subsection 57(2).

**Rim seals — types**

**(2)** The following rim seal configurations are permitted:

- (a)** a primary seal and one or more secondary seals of any kind; or
- (b)** a primary seal that is either:
  - (i)** a foam seal or liquid-filled seal that rests in continuous contact with the surface of the liquid, or
  - (ii)** a mechanical shoe seal composed of a curved metal sheet designed to be in continuous contact with the tank wall for a distance extending at least 10 cm above and 10 cm below the surface of the liquid and measuring at least 30 cm in height.

**Gap between seal and wall of tank**

**57 (1)** Any space that is between the rim seal of the internal floating roof and the wall of the tank and through which a uniform cylindrical probe with a diameter of 0.3 cm can pass freely is considered to be a seal gap which must be measured in accordance with the control conditions and procedure for measuring seal gaps that are set out in Schedule 1.

**Size**

**(2)** The seal gap must be less than

- (a)** 4 cm at every point and less than a cumulative total of 200 cm<sup>2</sup> per m of the tank's diameter, if the seal is the primary seal; and
- (b)** 1.3 cm at every point and less than a cumulative total of 20 cm<sup>2</sup> per m of the tank's diameter, if the seal is a secondary seal.

**More than one secondary seal**

**(3)** If the internal floating roof is equipped with more than one secondary seal, only one of the secondary seals is required to meet the size requirements set out in paragraph (2)(b).

**b)** avoir une durée utile prévue égale à la durée utile prévue du toit.

**Enceinte continue et étanche à la vapeur**

**56 (1)** Le toit flottant interne doit être muni d'un joint de rebord qui forme une enceinte continue et étanche à la vapeur sur tout le périmètre du toit flottant, sauf là où il est en contact avec la paroi du réservoir, auquel cas il doit être conforme aux exigences sur les interstices de joints prévus au paragraphe 57(2).

**Joints de rebord — types**

**(2)** Les configurations suivantes de joints de rebord sont permises :

- a)** un joint primaire et un ou plusieurs joints secondaires, de tout type;
- b)** un seul joint primaire de l'un des types suivants :
  - (i)** un joint de mousse ou un joint rempli de liquide qui reste en contact permanent avec la surface du liquide,
  - (ii)** un joint mécanique à sabot constitué d'une feuille de métal incurvée conçue pour être en contact continu avec la paroi du réservoir sur une distance d'au moins 10 cm au-dessus et au-dessous de la surface du liquide et mesurant au moins 30 cm de hauteur.

**Interstice entre le joint et la paroi du réservoir**

**57 (1)** Tout espace entre le joint de rebord du toit flottant interne et la paroi du réservoir où une sonde cylindrique uniforme de 0,3 cm de diamètre peut passer librement est considéré comme étant un interstice de joints, lequel est mesuré conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1.

**Dimensions**

**(2)** Tout interstice de joint doit être inférieur aux dimensions suivantes :

- a)** 4 cm en tout point, jusqu'à un total cumulé de 200 cm<sup>2</sup> par mètre de diamètre du réservoir, si le joint de rebord est un joint primaire;
- b)** 1,3 cm en tout point, jusqu'à un total cumulé de 20 cm<sup>2</sup> par mètre de diamètre du réservoir, si le joint de rebord est un joint secondaire.

**Plus d'un joint secondaire**

**(3)** Si le toit flottant interne est muni de plus d'un joint secondaire, un seul de ceux-ci doit satisfaire aux exigences sur les dimensions prévues à l'alinéa (2)b).

**Openings**

**58 (1)** Subject to subsections (2) and (3), all openings in the deck of an internal floating roof must be sealed at all times such that they are free of vapour leaks and liquid leaks.

**Opening — passage of moving component**

**(2)** The openings in the deck of an internal floating roof that allow a component of the tank to move relative to the floating roof when the liquid level in the tank changes must be equipped with

- (a)** a flexible sleeve that encloses the component; or
- (b)** a gasket that is in contact with the entire perimeter of the component and, if there is an internal space in the component that allows for the passage of vapour, an internal float.

**Exceptions**

**(3)** The openings may be unsealed when necessary to prevent excess pressure or vacuum in the tank or for tank maintenance, inspection or repair.

**Rims**

**59** An internal floating roof must be equipped, around its periphery and around all of its openings, with rims that are free of vapour leaks and liquid leaks and that extend

- (a)** at least 15 cm above the liquid, except for the rims around drains; and
- (b)** at least 10 cm below the liquid, except for the rims around vents or vacuum breakers.

**Materials**

**60** Each component of an internal floating roof must be made of materials that

- (a)** are impermeable to vapours;
- (b)** are chemically compatible with the liquid in the operating environment such that they do not suffer damage that reduces the emissions control efficacy of the component during its estimated life expectancy; and
- (c)** are physically compatible with weather conditions at the facility such that they do not suffer damage that reduces the emissions control efficacy of the component during its estimated life expectancy.

**Ouvertures**

**58 (1)** Sous réserve des paragraphes (2) et (3), toutes les ouvertures du pont du toit flottant interne doivent être scellées en tout temps de façon à ce qu'elles soient exemptes de fuites de vapeur et de fuites de liquides.

**Ouvertures — composante mobile**

**(2)** Les ouvertures du pont du toit flottant interne qui permettent à une composante du réservoir de suivre les changements du niveau du liquide dans le réservoir doivent être munies de l'un des dispositifs suivants :

- a)** d'un manchon flexible qui forme une enceinte autour de la composante;
- b)** d'un joint d'étanchéité qui est en contact avec tout le périmètre de la composante et, lorsqu'un espace à l'intérieur de la composante permet le passage de la vapeur, d'un flotteur interne.

**Exceptions**

**(3)** Les ouvertures peuvent être descellées lorsque cela est nécessaire pour éviter une pression ou un vide excessifs dans le réservoir ou pour son entretien, son inspection ou sa réparation.

**Rebords**

**59** Le toit flottant interne doit être muni de rebords, à la périphérie du toit et autour de toutes ses ouvertures, qui sont exempts de fuites de vapeur et de fuites de liquides et qui respectent les conditions suivantes :

- a)** s'étendre au moins 15 cm au-dessus du liquide, sauf pour les rebords autour des drains;
- b)** s'étendre au moins 10 cm au-dessous du liquide, sauf pour les rebords autour des événements ou des brise-vides.

**Matériaux**

**60** Les composants du toit flottant interne doivent être faits de matériaux qui possèdent les caractéristiques suivantes :

- a)** ils sont imperméables aux vapeurs;
- b)** ils sont compatibles chimiquement avec le liquide dans l'environnement opérationnel, de sorte qu'ils ne subissent pas de dommages qui réduisent l'efficacité en matière de contrôle des émissions du composant pendant sa durée de vie prévue;
- c)** ils sont compatibles physiquement avec les conditions météorologiques à l'installation, de sorte qu'ils ne subissent pas de dommages qui réduisent l'efficacité en matière de contrôle des émissions du composant pendant sa durée de vie prévue.

## External Floating Roofs

### Installation

**61** An external floating roof and any of its components, including seals and fittings, must be installed in accordance with its design specifications.

### Float on surface of the liquid

**62 (1)** An external floating roof must, at all times, float on the surface of the liquid and move freely with changes in the liquid level.

### Maximum 30 days

**(2)** Despite subsection (1), an external floating roof may rest on a support structure or otherwise be suspended for a maximum of 30 days in a calendar year.

### Remaining afloat

**63 (1)** An external floating roof must be a single-deck pontoon type or double-deck type capable of remaining afloat on the surface of the liquid with:

- (a)** one pontoon or compartment punctured and flooded with liquid, if the diameter of the roof is 6 m or less;
- (b)** the deck and two adjacent pontoons punctured and flooded with liquid, if the roof is a single-deck pontoon type and has a diameter greater than 6 m; and
- (c)** two adjacent compartments punctured and flooded with liquid, if the roof is a double-deck type and has a diameter greater than 6 m.

### Rain

**(2)** An external floating roof must be capable of remaining afloat on the surface of the liquid after receiving 25 cm of rain over the surface of its deck in a 24-hour period with the primary drains disabled, unless the external floating roof is a double-deck roof equipped with emergency drains that are designed to reduce the accumulation of water on the roof to a volume that the roof may safely support.

### Exposed seams

**64** All seams in an external floating roof that are exposed to vapour or liquid must

- (a)** be free of vapour leaks and liquid leaks; and
- (b)** have an estimated life expectancy equal to the estimated life expectancy of the roof.

## Toits flottants externes

### Installation

**61** Le toit flottant externe et ses composants — notamment les joints et les raccords — doivent être installés conformément à leurs spécifications de conception.

### Flottaison à la surface du liquide

**62 (1)** Le toit flottant externe doit en tout temps flotter sur la surface du liquide et suivre librement les variations du niveau du liquide.

### Au plus trente jours

**(2)** Malgré le paragraphe (1), le toit flottant externe peut reposer sur une structure de support ou un système de suspension pendant au plus trente jours par année civile.

### À flot

**63 (1)** Le toit flottant externe doit être de type flotteur à simple pont ou de type double pont et doit pouvoir rester à flot sur la surface du liquide dans les circonstances suivantes :

- a)** si le diamètre du toit est inférieur ou égal à six mètres, par un flotteur ou un compartiment perforé et inondé de liquide;
- b)** si le toit est de type flotteur à simple pont et que son diamètre est supérieur à six mètres, par le pont et deux flotteurs adjacents perforés et inondés de liquide;
- c)** si le toit est de type double pont et que son diamètre est supérieur à six mètres, par deux compartiments adjacents perforés et inondés de liquide.

### Pluie

**(2)** Le toit flottant externe doit pouvoir rester à flot sur la surface du liquide après avoir reçu, sur la surface du pont, vingt-cinq centimètres de pluie en vingt-quatre heures, les drains primaires étant désactivés, sauf si le toit est de type double pont muni de drains d'urgence conçus pour réduire l'accumulation d'eau sur le toit à un volume que le toit peut supporter de façon sécuritaire.

### Joints exposés

**64** Tous les joints du toit flottant externe exposés à la vapeur ou au liquide doivent posséder les qualités suivantes :

- a)** être exempts de fuites de vapeur et de fuites de liquides;
- b)** avoir une durée de vie prévue égale à la durée de vie du toit.

**Continuous vapour-tight enclosure**

**65 (1)** The external floating roof must be equipped with a primary seal and a secondary seal that form a continuous vapour-tight enclosure around the entire perimeter of the floating roof, except where it is in contact with the tank wall, at which point the seal gap must meet the requirements referred to in subsection 66(2).

**Primary seal — types**

**(2)** The primary seal must be one of the following types:

- (a)** a foam seal or liquid-filled seal that rests in continuous contact with the surface of the liquid; or
- (b)** a mechanical shoe seal composed of a curved metal sheet designed to be in continuous contact with the tank wall for a distance extending at least 60 cm above and 10 cm below the surface of the liquid.

**Secondary seal — type**

**(3)** The secondary seal must be of a type that is mounted on the rim of the external floating roof.

**Not considered a secondary seal**

**(4)** A peripheral structure that covers a primary or secondary seal for the primary purpose of providing it shelter from rain, snow or ultraviolet radiation is not considered to be a secondary seal.

**Gap between seal and wall of tank**

**66 (1)** Any space that is between the rim seal of the external floating roof and the wall of the tank is considered to be a seal gap which must be measured in accordance with the control conditions and procedure for measuring seal gaps that are set out in Schedule 1.

**Size**

**(2)** The seal gap must be less than

- (a)** 4 cm at every point and less than a cumulative total of 200 cm<sup>2</sup> per m of the tank's diameter, if the seal is the primary seal; and
- (b)** 1.3 cm at every point and less than a cumulative total of 20 cm<sup>2</sup> per m of the tank's diameter, if the seal is a secondary seal.

**More than one secondary seal**

**(3)** If the external floating roof is equipped with more than one secondary seal, only one of the secondary seals is required to meet the size requirements set out in paragraph (2)(b).

**Enceinte continue et étanche à la vapeur**

**65 (1)** Le toit flottant externe doit être muni d'un joint primaire et d'un joint secondaire qui forment une enceinte continue et étanche à la vapeur sur tout le périmètre du toit flottant, sauf là où il est en contact avec la paroi du réservoir, auquel cas ils doivent être conformes aux exigences sur les interstices de joints prévus au paragraphe 66(2).

**Joints primaires — types**

**(2)** Les joints primaires doivent être de l'un des types suivants :

- a)** un joint de mousse ou un joint rempli de liquide qui reste en contact permanent avec la surface du liquide;
- b)** un joint mécanique à sabot constitué d'une feuille de métal incurvée conçue pour être en contact continu avec la paroi du réservoir sur une distance d'au moins soixante centimètres au-dessus de la surface du liquide et d'au moins dix centimètres au-dessous de la surface du liquide.

**Joints secondaires — types**

**(3)** Le joint secondaire doit être du type qui peut être monté sur le rebord du toit flottant externe.

**Pas considérée comme un joint secondaire**

**(4)** Une structure périphérique qui recouvre un joint primaire ou un joint secondaire dans le but principal de le protéger de la pluie, de la neige ou des rayons ultraviolets n'est pas considérée comme étant un joint secondaire.

**Interstice entre le joint et la paroi du réservoir**

**66 (1)** Tout espace entre le joint de rebord du toit flottant externe et la paroi du réservoir est considéré comme étant un interstice de joints, lequel est mesuré conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1.

**Dimensions**

**(2)** L'interstice de joints doit être inférieur aux dimensions suivantes :

- a)** si le joint de rebord est un joint primaire, 4 cm en tout point, jusqu'à un total cumulé de 200 cm<sup>2</sup> par mètre de diamètre du réservoir;
- b)** si le joint de rebord est un joint secondaire, 1,3 cm en tout point, jusqu'à un total cumulé de 20 cm<sup>2</sup> par mètre de diamètre du réservoir.

**Plus d'un joint secondaire**

**(3)** Si le toit flottant externe est muni de plus d'un joint secondaire, un seul de ceux-ci doit satisfaire aux exigences sur les dimensions prévues à l'alinéa (2)b).



### Openings

**67 (1)** Subject to subsections (2) to (4), all openings in the deck of an external floating roof must be sealed at all times such that they are free of vapour leaks and liquid leaks.

### Emergency drain

**(2)** An opening in the deck of an external floating roof that is an emergency drain must be equipped with a cover that encloses at least 90% of the area of the opening.

### Opening — passage of moving component

**(3)** The openings in the deck of an external floating roof that allow a component of the tank to move relative to the floating roof when the liquid level in the tank changes must be equipped with

- (a)** a flexible sleeve that encloses the component; or
- (b)** a gasket that is in contact with the entire perimeter of the component and, if there is an internal space in the component that allows for the passage of vapour, an internal float.

### Exceptions

**(4)** The openings may be unsealed when necessary to prevent excess pressure or vacuum in the tank or for tank maintenance, inspection or repair.

### Rims

**68** An external floating roof must be equipped, around its periphery and around all of its openings, with rims that are free of vapour leaks and liquid leaks and that extend at least 10 cm below the liquid, except for the rims around vents or vacuum breakers.

### Materials

**69** Each component of an external floating roof must be made of materials that

- (a)** are impermeable to vapours;
- (b)** are chemically compatible with the liquid in the operating environment such that they do not suffer damage that reduces the emissions control efficacy of the component during its estimated life expectancy; and
- (c)** are physically compatible with weather conditions at the facility such that they do not suffer damage that reduces the emissions control efficacy of the component during its estimated life expectancy.

### Ouvertures

**67 (1)** Sous réserve des paragraphes (2) à (4), toutes les ouvertures du pont du toit flottant externe doivent être scellées en tout temps de façon à ce qu'elles soient exemptes de fuites de vapeur et de fuites de liquides.

### Drain d'urgence

**(2)** Une ouverture dans le pont du toit flottant externe qui sert de drain d'urgence doit être munie d'un couvercle qui forme un enceinte autour d'au moins 90 % de la superficie de l'ouverture.

### Ouvertures — composante mobile

**(3)** Les ouvertures du pont du toit flottant externe qui permettent à une composante du réservoir de suivre les changements du niveau du liquide dans le réservoir doivent être munies de l'un des dispositifs suivants :

- a)** d'un manchon flexible qui forme une enceinte autour de la composante;
- b)** d'un joint d'étanchéité qui est en contact avec tout le périmètre de la composante et, lorsqu'un espace à l'intérieur de la composante permet le passage de la vapeur, d'un flotteur interne.

### Exceptions

**(4)** Les ouvertures peuvent être descellées lorsque cela est nécessaire pour éviter une pression ou un vide excessifs dans le réservoir ou pour son entretien, son inspection ou sa réparation.

### Rebords

**68** Le toit flottant externe doit être muni de rebords, à la périphérie du toit et autour de toutes ses ouvertures, qui sont exempts de fuites de vapeur et de fuites de liquides et qui s'étendent au moins 10 cm au-dessous du liquide, sauf pour les rebords autour des événements ou des brise-vides.

### Matériaux

**69** Les composants du toit flottant externe doivent être faits de matériaux qui possèdent les caractéristiques suivantes :

- a)** ils sont imperméables aux vapeurs;
- b)** ils sont compatibles chimiquement avec le liquide dans l'environnement opérationnel, de sorte qu'ils ne subissent pas de dommages qui réduisent l'efficacité en matière de contrôle des émissions du composant pendant sa durée de vie prévue;
- c)** ils sont compatibles physiquement avec les conditions météorologiques à l'installation, de sorte qu'ils ne subissent pas de dommages qui réduisent l'efficacité en matière de contrôle des émissions du composant pendant sa durée de vie prévue.

## Pressure-Vacuum Vents

### Requirements

**70** A pressure-vacuum vent must meet the following requirements:

- (a) it must close and form a seal that is free from vapour and liquid leaks when there is no pressure differential between the inside of the tank and the environment;
- (b) its pressure and vacuum relief settings must be set to the design pressure and vacuum of the tank; and
- (c) it must be installed, operated and calibrated in accordance with its design specifications.

### Ventilation

**71** The tank may open to the atmosphere through the pressure-vacuum vent only, except during sampling, tank maintenance, inspection or repair or when the tank is not in service.

## Alternative Emissions Control Equipment

### Application for permit

**72 (1)** The operator may apply to the Minister for a permit to use alternative equipment rather than the emissions control equipment required under any of sections 31 to 33 and 35.

### Prohibited substitutions

**(2)** However, the operator may not apply for a permit to use the following substitutions:

- (a) an internal floating roof or external floating roof in place of a vapour control system; or
- (b) a pressure-vacuum vent in place of an internal floating roof, external floating roof or vapour control system.

### Contents of application

**(3)** The permit application must contain the following information:

- (a) a technical description, including design schematics, of the alternative equipment;
- (b) a description of the circumstances in which the alternative equipment would be used, including
  - (i) the civic address, the name, if any, and the geographic coordinates of the facility in which the equipment would be operated,

## Événements à pression-dépression

### Exigences

**70** L'événement à pression-dépression doit respecter les exigences suivantes :

- a) il doit se fermer et former un scellé exempt de fuites de vapeur et de fuites de liquides lorsqu'il n'y a pas de différence de pression entre l'intérieur du réservoir et le milieu extérieur;
- b) les réglages de décharge de la pression et du vide doivent être réglés à la pression de calcul et de vide du réservoir;
- c) il doit être installé, utilisé et calibré conformément à ses spécifications de conception.

### Ventilation

**71** Le réservoir ne peut être ouvert au milieu extérieur que par l'événement à pression-dépression, sauf pendant l'échantillonnage, pendant l'entretien, l'inspection ou la réparation du réservoir ou lorsque le réservoir est hors service.

## Équipements de contrôle des émissions de substitution

### Demande de permis

**72 (1)** L'exploitant peut présenter au ministre une demande de permis d'utilisation d'un autre type d'équipement de contrôle des émissions pour substituer à celui visé à l'un ou l'autre des articles 31 à 33 et 35.

### Substitutions prohibées

**(2)** Toutefois, la demande de permis ne peut être présentée à l'égard des substitutions suivantes :

- a) celle d'un toit flottant interne ou d'un toit flottant externe à un système de contrôle des vapeurs;
- b) celle d'un événement à pression-dépression à un toit flottant interne, un toit flottant externe ou un système de contrôle des vapeurs.

### Renseignements

**(3)** La demande de permis contient les renseignements suivants :

- a) une description technique, y compris la conception schématique, de l'équipement de substitution;
- b) une description des circonstances dans lesquelles l'équipement de substitution serait utilisé, notamment :
  - (i) l'adresse municipale, le nom, le cas échéant, et les coordonnées géographiques de l'installation dans laquelle l'équipement serait utilisé,

**(ii)** the identifier and design specifications of any tank to which the equipment would apply,

**(iii)** the identifier, design specifications and the throughput from the previous calendar year of any loading rack to which the equipment would apply,

**(iv)** the types of volatile petroleum liquids that could be stored in any tank to which the equipment would apply, and

**(v)** the types of volatile petroleum liquids that could be loaded with any loading rack to which the equipment would apply;

**(c)** a technical description of any procedures, maintenance practices or inspections that would be used to ensure the emissions control efficacy of the alternative equipment, including the frequency with which those procedures, maintenance practices or inspections would be performed and any criteria or objective parameters that would be used during an inspection;

**(d)** an analysis demonstrating that the alternative equipment is at least as effective in controlling VOC emissions as the emissions control equipment required under any of sections 31 to 33 and 35, as applicable, in all the situations in which it would be used, supported either

**(i)** by the results of an emissions test performed with the alternative equipment on either full-sized tanks or full-sized loading racks, or on scale models, in which VOC emissions are measured under environmental and operating conditions representative of the conditions under which the alternative emissions control equipment would be used, or

**(ii)** by evidence demonstrating that the alternative equipment can operate free of vapour and liquid leaks and entirely contain VOC emissions from the source under normal operating conditions; and

**(e)** a description of the analysis referred to in paragraph (d), including the experimental test methods and results, any supporting monitoring or measurement data and any calculations.

#### **Multiple facilities**

**(4)** The permit application may be for more than one of the operator's facilities.

**(ii)** l'identifiant et les spécifications de conception du réservoir auquel l'équipement se substituerait,

**(iii)** l'identifiant, les spécifications de conception et le débit, pour l'année civile précédente, de la rampe de chargement à laquelle l'équipement se substituerait,

**(iv)** les types de liquides pétroliers volatils qui pourraient être stockés dans le réservoir auquel l'équipement se substituerait,

**(v)** les types de liquides pétroliers volatils qui pourraient être chargés avec la rampe de chargement à laquelle l'équipement se substituerait;

**(c)** une description technique des procédures et des pratiques d'entretien ou d'inspection qui seraient utilisées pour assurer l'efficacité de l'équipement de substitution en matière de contrôle des émissions, notamment leur fréquence et les critères ou paramètres objectifs qui seraient utilisés lors d'une inspection;

**(d)** une analyse démontrant que l'équipement de substitution contrôle les émissions de COV de manière aussi efficace que celle de l'équipement substitué visé à l'un ou l'autres des articles 31 à 33 et 35, selon le cas, et ce dans toutes les situations où l'équipement de substitution serait utilisé, appuyée de l'une ou l'autre des manières suivantes :

**(i)** les résultats d'un essai relatifs aux émissions effectué avec l'équipement de substitution sur des réservoirs pleine grandeur ou des rampes de chargement pleine grandeur, ou sur des modèles réduits, dans le cadre duquel les émissions de COV sont mesurées dans des conditions environnementales et d'exploitation qui sont représentatives de celles dans lesquelles l'équipement de contrôle de substitution serait utilisé,

**(ii)** une preuve démontrant que l'équipement de contrôle des émissions de substitution peut fonctionner en étant exempt de fuites de vapeur et de fuites de liquides et qu'il peut contenir entièrement les émissions de COV à la source dans des conditions normales de fonctionnement;

**(e)** une description de l'analyse exigée à l'alinéa d), y compris les méthodes d'essai expérimentales et leurs résultats, les données de surveillance ou de mesure à l'appui de l'analyse et les calculs.

#### **Plusieurs installations**

**(4)** Une demande peut porter sur plusieurs installations d'un même exploitant.

**Clarifications**

**(5)** The Minister may, on receiving the application, require that any clarifications be provided if they are necessary for the application to be considered.

**Notice of change to information**

**(6)** The operator must notify the Minister in writing of any change to the information provided under this section within five days after the day on which the operator is informed of the change.

**Issuance**

**73 (1)** Subject to subsection (2), the Minister may issue the permit referred to in subsection 72(1) if the Minister has determined that the operator has established that the analysis referred to in paragraph 72(3)(d) demonstrates that the alternative emissions control equipment is, in all cases in which it could be used, at least as effective at controlling VOC emissions as the equipment it would replace.

**Refusal**

**(2)** The Minister must refuse to issue the permit if

**(a)** the Minister has reasonable grounds to believe that the operator has provided false or misleading information in support of their application; or

**(b)** the information required under subsection 72(3) has not been provided or is insufficient to enable the Minister to consider the application.

**Notice of refusal**

**(3)** If the Minister refuses to issue a permit, the Minister must notify the operator in writing and must give them an opportunity to make written representations concerning the refusal.

**Conditions of the permit**

**74** The Minister may set out in the permit conditions respecting

**(a)** the design and operation requirements for the alternative emissions control equipment;

**(b)** the circumstances in which the alternative emissions control equipment may be used;

**(c)** the required procedures and practices for the maintenance, inspection and repair of the alternative equipment;

**(d)** record-keeping requirements; and

**(e)** any other requirement that the Minister considers necessary for the purpose of these Regulations.

**Précisions**

**(5)** À la réception de la demande, le ministre peut exiger toute précision dont il a besoin pour l'étudier.

**Avis de modification des renseignements**

**(6)** L'exploitant avise le ministre par écrit de toute modification apportée aux renseignements fournis en application du présent article dans les cinq jours suivant la date où il est informé de la modification.

**Délivrance**

**73 (1)** Sous réserve du paragraphe (2), le ministre peut délivrer le permis visé au paragraphe 72(1) s'il détermine que l'exploitant a établi que l'analyse visée à l'alinéa 72(3)d démontre que l'équipement de contrôle des émissions de substitution est aussi efficace pour contrôler les émissions de COV que l'équipement substitué, et ce, dans tous les cas où il pourrait être utilisé.

**Refus**

**(2)** Le ministre refuse de délivrer le permis dans les cas suivants :

**a)** il a des motifs raisonnables de croire que l'exploitant a fourni des renseignements faux ou trompeurs à l'appui de sa demande;

**b)** les renseignements exigés aux termes du paragraphe 72(3) n'ont pas été fournis ou sont insuffisants pour lui permettre d'étudier la demande.

**Avis de refus**

**(3)** Si le ministre refuse de délivrer le permis, il avise par écrit l'exploitant du refus et lui donne la possibilité de présenter des observations écrites à cet égard.

**Conditions du permis**

**74** Le ministre peut préciser dans le permis les conditions suivantes :

**a)** les exigences sur la conception et l'utilisation de l'équipement de contrôle des émissions de substitution;

**b)** les circonstances dans lesquelles l'équipement de substitution peut être utilisé;

**c)** les exigences sur les procédures et les pratiques d'entretien, d'inspection et de réparation de l'équipement de substitution;

**d)** les exigences sur la tenue de dossiers;

**e)** toute autre exigence que le ministre estime nécessaire pour l'application du présent règlement.

**Additional information**

**75** The Minister may require that any additional information be provided if the information is necessary to determine whether the conditions set out in the permit under section 74 are met or to determine the effectiveness of the alternative emissions control equipment.

**Revocation**

**76 (1)** The Minister must revoke a permit issued under subsection 73(1) if the Minister has reasonable grounds to believe that

- (a) the conditions set out in the permit under section 74 have not been met;
- (b) the alternative emissions control equipment does not control VOC emissions as effectively as the equipment that it replaced;
- (c) the operator has provided false or misleading information; or
- (d) the operator has not complied with other requirements of these Regulations.

**Notice of revocation**

**(2)** Before revoking a permit, the Minister must provide the operator with written reasons for the revocation and an opportunity to make written representations concerning the revocation.

## Requirements for Inspection, Testing and Repair

### Vapour Control Systems

#### Inspection and Tests

**Inspection — every 30 days**

**77 (1)** The operator must, every 30 days at a minimum, visually inspect all components of the vapour control system for vapour leaks or liquid leaks or any other defects that can be detected visually.

**Inspection — annually**

**(2)** The operator must, at least once in a calendar year and no more than 14 months after the day on which the previous inspection was performed, inspect the vapour control system for vapour leaks with any of the leak detection instruments referred to in subsection 20(1).

**Records**

**(3)** The operator must maintain a record of each inspection that contains the following information and any supporting documents:

- (a) the date of the inspection;

**Renseignements supplémentaires**

**75** Le ministre peut exiger tout renseignement supplémentaire dont il a besoin pour déterminer si les conditions visées à l'article 74 ont été remplies ou pour évaluer l'efficacité de l'équipement de contrôle des émissions de substitution.

**Annulation**

**76 (1)** Le ministre annule le permis délivré au titre du paragraphe 73(1) s'il a des motifs raisonnables de croire à l'existence de l'une ou l'autre des situations suivantes :

- a) les conditions du permis visées à l'article 74 ne sont pas remplies;
- b) l'équipement de contrôle des émissions de substitution n'est pas en mesure de contrôler les émissions de COV de manière aussi efficace que l'équipement substitué;
- c) l'exploitant lui a fourni des renseignements faux ou trompeurs;
- d) l'exploitant ne s'est pas conformé aux autres exigences du présent règlement.

**Avis d'annulation**

**(2)** Avant d'annuler le permis, le ministre avise par écrit l'exploitant des motifs de l'annulation et lui donne la possibilité de présenter des observations écrites à cet égard.

## Exigences : inspection, essais et réparation

### Systèmes de contrôle des vapeurs

#### Inspections et essais

**Inspection — tous les trente jours**

**77 (1)** L'exploitant effectue, au minimum tous les trente jours, l'inspection visuelle de tous les composants du système de contrôle des vapeurs pour détecter toute fuite de vapeur et toute fuite de liquide ou toute autre défectuosité qui peut être détectée visuellement.

**Inspection — tous les ans**

**(2)** Au moins une fois par année civile, et au plus quatorze mois après la date de l'inspection précédente, l'exploitant vérifie l'étanchéité du système de contrôle des vapeurs en utilisant l'un ou l'autre des instruments de détection de fuites visés au paragraphe 20(1).

**Dossiers**

**(3)** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs aux inspections du système de contrôle des vapeurs :

- a) la date de l'inspection;

- (b)** the identifier of the inspected vapour control system;
- (c)** if the inspection is performed visually or using a leak detection instrument, and, in the latter case, the type of instrument that is used;
- (d)** the results of the inspection, including a description and the location of any detected leak or defect; and
- (e)** the name of the person who performed the inspection and the name of their employer.

#### Performance test — defects

**78** The operator must test the performance of the vapour control system, at least once in a calendar year and no more than 14 months after the day on which the previous test was performed, for the defects referred to in subsection 82(3).

#### Performance test — modifications

**79 (1)** If the vapour control system is a vapour recovery system or vapour destruction system, the performance test referred to in section 78 must be performed in accordance with section 7 of the National Standard of Canada CAN/CGSB 3.1000–2019, entitled *Vapour Control Systems in Gasoline Distribution Networks*, with the following modifications:

- (a)** the test method applies to all vapour recovery systems and vapour destruction systems;
- (b)** a reference to “terminal” is to be read as a reference to “facility”;
- (c)** a reference to “gasoline” is to be read as a reference to “volatile petroleum liquid”;
- (d)** a reference to “gasoline vapour” is to be read as a reference to “VOC vapour”;
- (e)** if the vapour control system is used to control VOC emissions from a tank, the performance test period must be of the same duration as the test set out in the standard and include at least one hour during which the tank is being filled at the maximum rate;
- (f)** the use of alternate test methods, including continuous emissions monitoring, is not permitted;
- (g)** the total hydrocarbon analyzer must be a separate device from the continuous monitoring device and both devices must independently collect data throughout the test period;
- (h)** detections of methane and ethane may be excluded from the results collected by the total hydrocarbon analyzer, either

- b)** l’identifiant du système de contrôle des vapeurs qui a fait l’objet de l’inspection;
- c)** si l’inspection était visuelle ou si elle était faite à l’aide d’un instrument de détection des fuites, et le cas échéant, le type d’instrument utilisé;
- d)** les résultats de l’inspection, notamment une description et l’emplacement de la fuite ou de la défectuosité qui a été observée;
- e)** le nom de la personne qui a effectué l’inspection, ainsi que le nom de son employeur.

#### Essais de performance — déficiences

**78** L’exploitant effectue, au moins une fois par année civile, et au plus quatorze mois après la date de l’essai précédent, un essai de performance du système de contrôle des vapeurs pour détecter les déficiences visées au paragraphe 82(3).

#### Essai de performance — adaptations

**79 (1)** Si le système de contrôle des vapeurs est un système de récupération des vapeurs ou un système de destruction des vapeurs, l’essai de performance visé à l’article 78 s’effectue conformément à la section 7 de la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.1000-2019, intitulée *Systèmes de récupération des vapeurs dans les réseaux de distribution d’essence*, compte tenu des adaptations suivantes :

- a)** la méthode d’essai s’applique à tous les systèmes de récupération des vapeurs et à tous les systèmes de destruction des vapeurs;
- b)** la mention de terminal vaut mention d’installation;
- c)** la mention d’essence vaut mention de liquide pétrolier volatil;
- d)** la mention de vapeurs d’essence vaut mention de vapeurs de COV;
- e)** si le système de contrôle des vapeurs est utilisé pour contrôler les émissions de COV émanant d’un réservoir, la période d’essai de la performance doit être de la même durée que l’essai de performance prévu dans la norme et doit comprendre au moins une heure pendant laquelle le réservoir est rempli au taux maximal de remplissage;
- f)** l’utilisation d’autres méthodes d’essai, y compris la surveillance continue des émissions, n’est pas autorisée;
- g)** l’analyseur des hydrocarbures totaux doit être un dispositif distinct du dispositif de surveillance continue et les deux dispositifs doivent collecter des données de manière indépendante pendant toute la durée de l’essai;

**(i)** by using a device of a type that is insensitive to those substances, or

**(ii)** by subtracting the effect of those substances from the reading using a calibration or correction factor that is established on the day of the test and appropriate for the testing conditions, including temperature, pressure, overall atmospheric composition and actual gas or vapour composition;

**(i)** in all calculations and calibrations, references to propane or the properties of propane, including density or molecular mass, must be replaced by references to another appropriate substance or to the properties of that other substance whenever necessary to accurately represent the properties of a volatile petroleum liquid;

**(j)** the volume of substances that are not volatile petroleum liquids must not be included in calculations relating to the volume of liquid loaded; and

**(k)** the results of all calculations may indicate the performance of the vapour control system in terms of the mass of VOCs emitted per m<sup>3</sup> of vapour vented instead of the mass of VOCs emitted per litre of liquid loaded.

### Continuous monitoring device

**(2)** The measure of accuracy of a continuous monitoring device referred to in subsection 43 (1) is evaluated by comparing the measurements generated by the device during the test to the results of the performance test referred to in section 78.

### Vapour balancing system — test

**80 (1)** If the vapour control system is a vapour balancing system, the performance test referred to in section 78 must cover the entire duration of the loading from a tank to a vehicle and the entire duration of the loading from a vehicle to a tank.

### Test elements

**(2)** The test must include the following elements:

**(a)** the use of a calibrated pressure gauge to monitor the pressure at the vapour outlet of the vehicle tank during loading; and

**(b)** the use of visual, auditory or olfactory methods to monitor the pressure-vacuum vents on the vehicle tank and the tank to determine whether any of the vents open during loading.

**h)** les détections de méthane et d'éthane peuvent être exclues des résultats recueillis par l'analyseur d'hydrocarbures totaux :

**(i)** soit au moyen d'un dispositif d'un type qui est insensible à ces substances,

**(ii)** soit par la soustraction, de la lecture de l'effet de ces substances en fonction d'un facteur d'étalonnage ou de correction établi le jour de l'essai et adapté aux conditions d'essai, y compris la température, la pression, la composition atmosphérique globale et la composition réelle du gaz ou de la vapeur;

**i)** dans tous les calculs et étalonnages, les références au propane et aux propriétés du propane, y compris la densité ou la masse moléculaire, doivent être remplacées par des références à une autre substance appropriée et par les propriétés de cette substance, chaque fois que cela est nécessaire pour représenter avec précision les propriétés d'un liquide pétrolier volatil;

**j)** le volume des substances qui ne sont pas des liquides pétroliers volatils n'est pas inclus dans les calculs relatifs au volume de liquide chargé;

**k)** les résultats des calculs peuvent indiquer, au lieu de la masse de COV émise par litre de liquide chargé, le rendement du système de contrôle des vapeurs en matière de masse de COV émise par mètre cube de vapeur évacuée.

### Dispositif de surveillance continue

**(2)** La mesure de la précision du dispositif de surveillance continue visée au paragraphe 43(1) est évaluée en comparant les mesures générées par le dispositif durant l'essai aux résultats de l'essai de performance visé à l'article 78.

### Retour en boucle des vapeurs — essai

**80 (1)** Si le système de contrôle des vapeurs est un système de retour en boucle des vapeurs, l'essai visé à l'article 78 doit couvrir toute la durée du chargement d'un réservoir à un véhicule et toute la durée du chargement d'un véhicule à un réservoir.

### Éléments de l'essai

**(2)** L'essai inclut les éléments suivants :

**a)** l'utilisation d'un manomètre étalonné pour surveiller la pression à la sortie des vapeurs du réservoir du véhicule durant le chargement;

**b)** l'utilisation de méthodes visuelles, auditives ou olfactives pour surveiller les événements à pression-dépression sur le réservoir du véhicule et sur le réservoir pour déterminer si l'un des événements s'ouvre durant le chargement.

**Loading during the test**

**(3)** During the test, loading must be performed in accordance with the operator's standard operating procedures, involve vehicles typically used at the facility and be performed without modifications to enhance system performance for the purpose of the test.

**Records**

**81** The operator must maintain a record of each performance test performed on the vapour control system that contains the following information and any supporting documents:

- (a)** the date of the test;
- (b)** the identifier of the vapour control system that was tested;
- (c)** the test methods followed;
- (d)** the instruments used to perform the test;
- (e)** the calibration test method for the instruments used to perform the test, the dates of the calibration tests and the results of the calibration tests;
- (f)** the operating conditions under which the test is performed;
- (g)** the results of the test and all data collected during the test;
- (h)** any discrepancies identified between the results of the test and the performance indicated by the continuous monitoring device; and
- (i)** the name of the person who performed the test and the name of their employer.

Repair

**Repair — deadline**

**82 (1)** The operator must repair a defect of the vapour control system no later than 15 days after the day on which it was detected.

**Repair deadline exception**

**(2)** Despite subsection (1), if the operation of the vapour control system is not required on the last day of the period referred to in subsection (1), the defect must be repaired before the operation of the vapour control system is next required.

**Defects**

**(3)** The following situations constitute defects of a vapour control system:

- (a)** a vapour leak or liquid leak;

**Chargement durant l'essai**

**(3)** Le chargement durant l'essai doit être effectué conformément aux procédures d'utilisation uniformisées de l'exploitant, avec des véhicules représentatifs des véhicules utilisés à l'installation, sans modifications pour améliorer le rendement du système en vue de l'essai.

**Dossiers**

**81** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs aux essais de performance effectués sur le système de contrôle des vapeurs :

- a)** la date de l'essai;
- b)** l'identifiant du système de contrôle des vapeurs qui a fait l'objet de l'essai;
- c)** la méthode d'essai suivie;
- d)** les instruments utilisés pour l'essai;
- e)** la méthode d'essai d'étalonnage à l'égard des instruments utilisés pour l'essai, les dates des essais d'étalonnage et les résultats de ces essais;
- f)** les conditions de fonctionnement dans lesquelles l'essai a été effectué;
- g)** les résultats de l'essai et toutes les données recueillies;
- h)** tout écart identifié entre les résultats de l'essai et la performance établie par le dispositif de surveillance continue;
- i)** le nom de la personne qui a effectué l'essai ainsi que celui de son employeur.

Réparation

**Réparation — délai**

**82 (1)** L'exploitant répare, au plus tard quinze jours après la date de sa détection, toute défectuosité du système de contrôle des vapeurs.

**Délai — exception**

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si le fonctionnement du système de contrôle des vapeurs n'est pas requis le dernier jour de la période visée au paragraphe (1), la défectuosité doit être réparée avant que le fonctionnement du système ne soit requis de nouveau.

**Défectuosités**

**(3)** Les situations ci-après constituent des défectuosités du système de contrôle des vapeurs :

- a)** les fuites de vapeur ou les fuites de liquides;



**(b)** if the system is a vapour recovery system or vapour destruction system, a continuous monitoring device that does not meet the requirements of section 43;

**(c)** if the system is a vapour recovery system or vapour destruction system, insufficient VOC recovery or destruction performance under sections 47 to 49, as applicable;

**(d)** if the system is a vapour balancing system, a measured pressure in excess of 4.5 kPa at the vehicle tank vapour outlet;

**(e)** if the system is a vapour balancing system, open pressure-vacuum vents during loading activities; and

**(f)** any other defect that is likely to reduce the vapour control system's performance.

#### Records

**(4)** The operator must maintain a record of each repair that contains the following information and any supporting documents:

**(a)** the identifier of the vapour control system and the identifier of the tank or loading rack on which the vapour control system was installed;

**(b)** the date on which the defect was first detected;

**(c)** a description of the defect;

**(d)** the date of the repair; and

**(e)** a description of the repair.

### Internal Floating Roofs and External Floating Roofs

#### Inspection of Internal Floating Roof

##### Every 30 days

**83 (1)** The operator must inspect the space above the internal floating roof at least once every 30 days unless the tank is equipped with a vapour control system.

##### Inspection omitted

**(2)** Despite subsection (1), up to a maximum of three inspections in one calendar year may be omitted if weather conditions or unforeseen circumstances cause safety concerns or access problems that render inspection impracticable.

**b)** s'agissant d'un système de récupération des vapeurs ou d'un système de destruction des vapeurs, la non-conformité du dispositif de surveillance continue avec les exigences prévues à l'article 43;

**c)** s'agissant d'un système de récupération des vapeurs ou d'un système de destruction des vapeurs, toute performance insuffisante en matière de capture ou de destruction des COV, aux termes des articles 47 à 49, selon le cas;

**d)** s'agissant d'un système de retour en boucle des vapeurs, toute pression mesurée supérieure à 4,5 kPa à la sortie des vapeurs du réservoir du véhicule;

**e)** s'agissant d'un système de retour en boucle des vapeurs, l'ouverture des événements à pression-dépression durant les activités de chargement;

**f)** toute autre défectuosité susceptible de réduire la performance du système de contrôle des vapeurs.

#### Dossiers

**(4)** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs aux réparations effectuées sur le système de contrôle des vapeurs :

**a)** l'identifiant du système de contrôle des vapeurs et celui du réservoir ou de la rampe de chargement sur lequel le système de contrôle des vapeurs a été installé;

**b)** la date à laquelle la défectuosité a été détectée pour la première fois;

**c)** une description de la défectuosité;

**d)** la date de la réparation;

**e)** une description de la réparation .

### Toits flottants internes et toits flottants externes

#### Inspection du toit flottant interne

##### Tous les trente jours

**83 (1)** L'exploitant inspecte l'espace au-dessus du toit flottant interne au moins une fois tous les trente jours, sauf si le réservoir est muni d'un système de contrôle des vapeurs.

##### Omission d'inspections

**(2)** Malgré le paragraphe (1), au plus trois inspections peuvent être omises pendant une année civile, si les conditions météorologiques ou des circonstances imprévues occasionnent des problèmes de sécurité ou d'accessibilité et rendent l'inspection pratiquement impossible.

**Inspection record**

**(3)** The operator must document the reason why an inspection was omitted under subsection (2) in the inspection record.

**Inspection**

**84 (1)** An inspection referred to in subsection 83(1) must include

**(a)** a visual inspection of the internal floating roof, using additional lighting if required, to determine if the defects referred to in paragraph 99(5)(e) or (f) are present; and

**(b)** a determination of the value of the LEL% in the space above the internal floating roof in accordance with the control conditions and procedure described in Schedule 2.

**Control conditions**

**(2)** During at least one of the inspections referred to in subsection 83(1) that are performed each calendar year, the control conditions set out in paragraph 1(e) of Schedule 2 must be met.

**Baseline LEL%**

**85 (1)** The operator must calculate a baseline LEL% for the purposes of evaluating the performance of the internal floating roof.

**Calculation**

**(2)** Subject to subsection (3), the baseline LEL% is the arithmetic average of all the values of the LEL% determined in the space above the internal floating roof over the previous four years.

**Excluded**

**(3)** The following values are excluded from the calculation of the baseline LEL%:

**(a)** all values of the LEL% determined before the total replacement of the primary or secondary seal;

**(b)** all values of the LEL% that exceed 20, or 10 if the benzene concentration of the volatile petroleum liquid in the tank is equal to or greater than 20% by weight; and

**(c)** all values of the LEL% determined before the day on which these Regulations come into force.

**No established baseline LEL%**

**(4)** Despite subsection (1), there is no established baseline LEL% if there are less than 12 LEL% values included in the calculation.

**Dossier d'inspection**

**(3)** L'exploitant consigne la raison pour laquelle il omet une inspection en application du paragraphe (2) dans le dossier d'inspection.

**Inspection**

**84 (1)** L'inspection visée au paragraphe 83(1) comprend les éléments suivants :

**a)** une inspection visuelle du toit flottant interne, en utilisant de l'éclairage supplémentaire au besoin, pour déterminer si le toit flottant présente l'une ou l'autre des déficiences visées aux alinéas 99(5)e) ou f);

**b)** la détermination de la valeur du pourcentage LIE dans l'espace au-dessus du toit conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 2.

**Conditions de contrôle**

**(2)** Au moins l'une des inspections visées au paragraphe 83(1) doit aussi satisfaire aux conditions de contrôle prévues à l'alinéa 1e) de l'annexe 2, par année civile.

**Pourcentage LIE de référence**

**85 (1)** L'exploitant calcule un pourcentage LIE de référence aux fins d'évaluation de la performance du toit flottant interne.

**Calcul**

**(2)** Sous réserve du paragraphe (3), le pourcentage LIE de référence est la moyenne arithmétique de toutes les valeurs du pourcentage LIE déterminées dans l'espace au-dessus du toit flottant interne au cours des quatre dernières années.

**Valeurs exclues**

**(3)** Les valeurs ci-après sont exclues du calcul du pourcentage LIE de référence :

**a)** les valeurs du pourcentage LIE déterminées avant le remplacement complet du joint primaire ou du joint secondaire;

**b)** les valeurs du pourcentage LIE qui dépassent 20, ou 10 si la concentration de benzène du liquide pétrolier volatil dans le réservoir est égale ou supérieure à 20 % en poids;

**c)** les valeurs du pourcentage LIE déterminées avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

**Pourcentage LIE de référence non établi**

**(4)** Malgré le paragraphe (1), le pourcentage LIE de référence n'est pas établi si moins de douze valeurs du pourcentage LIE sont incluses dans son calcul.

**Maximum thresholds**

**(5)** The value of the LEL% in the space above the internal floating roof must be 20 or less and below the following thresholds:

- (a)** 150% of the baseline LEL%, if the baseline LEL% is greater than 5;
- (b)** 7.5, if the baseline LEL% is less than 5; and
- (c)** 10, if the benzene concentration of the volatile petroleum liquid in the tank is equal to or greater than 20% by weight.

**Excess LEL% – first inspection**

**(6)** Subject to subsection (7), if, during a first inspection, the value of the LEL% is in excess of one of the thresholds set out in subsection (5), that value is considered to be a defect under subsection 99(5) or (6).

**Excess LEL% – second inspection**

**(7)** If, during the first inspection referred to in subsection (6), the value of the LEL% does not exceed one of the thresholds set out in subsection 99(6), a second inspection may be performed within seven days after the day of the first inspection, and, if, during the second inspection, the value of the LEL% does not exceed one of the thresholds set out in subsection (5), the value determined during the first inspection is not considered to be a defect under subsection 99(5) or (6).

**Inspection – every 20 years**

**86** The operator must inspect the interior of the tank and the internal floating roof every 20 years while the tank is not in service and the inspection must include

- (a)** a measurement of the seal gap in accordance with the control conditions and procedure set out in Schedule 1, unless the rim seal is being replaced at the time of the inspection;
- (b)** an inspection of all hatches, covers and other emissions control devices, including seals and guide pole floats, to locate tears, holes, corrosion, swelling, embrittlement or any other damage that would reduce their emissions control efficacy;
- (c)** if applicable, a test operation of the hatch system to verify that it seals automatically after use;
- (d)** the servicing, testing or replacement of vents and vacuum breakers to ensure that they are in good working order and that they will remain closed when the floating roof is floating on the liquid;
- (e)** an inspection of the floating roof and all other emissions control equipment for structural defects and corrosion;

**Seuils maximaux**

**(5)** Les valeurs du pourcentage LIE dans l'espace au-dessus du toit flottant interne ne doivent dans aucun cas dépasser 20 et ne doivent pas dépasser les seuils suivants :

- a)** 150 % du pourcentage LIE de référence, si le pourcentage LIE de référence est supérieur à 5;
- b)** 7,5, si le pourcentage LIE de référence est inférieur à 5;
- c)** 10, si la concentration de benzène du liquide pétrolier volatil dans le réservoir est égale ou supérieure à 20 % en poids.

**Pourcentage LIE supérieur – première inspection**

**(6)** Sous réserve du paragraphe (7), si lors d'une première inspection, la valeur du pourcentage LIE dépasse l'un des seuils indiqués au paragraphe (5), elle signale la présence d'une défectuosité au sens des paragraphes 99(5) ou (6).

**Pourcentage LIE supérieur – deuxième inspection**

**(7)** Si lors de la première inspection, la valeur du pourcentage LIE ne dépasse pas l'un des seuils indiqués au paragraphe 99(6), une deuxième inspection peut être effectuée dans les sept jours suivant la date de la première inspection, et, si lors de cette deuxième inspection la valeur du pourcentage LIE ne dépasse pas l'un des seuils indiqués au paragraphe (5), la valeur déterminée lors de la première inspection ne signale pas la présence d'une défectuosité au sens des paragraphes 99(5) ou (6).

**Inspection – tous les vingt ans**

**86** L'exploitant inspecte l'intérieur du réservoir et le toit flottant interne tous les vingt ans pendant que le réservoir est hors service, laquelle inspection comprend les éléments suivants :

- a)** la mesure des interstices de joints conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1, sauf si le joint de rebord est remplacé au moment de l'inspection;
- b)** l'inspection des trappes, couvercles et autres dispositifs de contrôle des émissions, y compris les joints et les flotteurs internes, afin de repérer les déchirures, les trous, la corrosion, le gonflement, la fragilisation ou tout autre dommage qui réduiraient leur efficacité en matière de contrôle des émissions;
- c)** des essais de fonctionnement du système de trappes en vue de vérifier l'étanchéité automatique après leur utilisation, s'il y a lieu;
- d)** l'entretien ou le remplacement des événements et des brise-vides, ou leur mise à l'essai, en vue de s'assurer qu'ils sont en bon état de fonctionnement et qu'ils resteront fermés lorsque le toit flottant flotte sur le liquide;

**(f)** an inspection of the seams in the internal floating roof for potential vapour leaks or liquid leaks, openings or damage;

**(g)** if applicable, an inspection of the inside of the pontoons and a determination of the value of the LEL% inside of the pontoons to detect vapour leaks and liquid leaks;

**(h)** if applicable, an inspection of the bolting bar on the rim-mounted secondary seals for corrosion and broken welds;

**(i)** if applicable, a test operation of the alarms and automatic gauging systems and alarms;

**(j)** an inspection of the internal floating roof's guide poles or stabilizers that prevent rotation, including the attachment welds between the guide pole and the tank wall, for corrosion, wear, distortion and alignment;

**(k)** if applicable, a visual inspection inside the guide pole for protrusions that are likely to damage the vapour control float;

**(l)** if applicable, an inspection of the vapour control float or cover inside the guide pole;

**(m)** an inspection of the liquid inlet diffuser pipe and supports for corrosion, erosion and thinning; and

**(n)** an inspection of the internal wall of the tank for grooving, corrosion, coating failures and out of roundness.

**e)** l'inspection visant à repérer tout défaut structurel et toute corrosion du toit flottant interne et de tout autre équipement de contrôle des émissions;

**f)** l'inspection des joints du toit flottant interne en vue de détecter des fuites de vapeur ou des fuites de liquides potentielles, des ouvertures ou des dommages;

**g)** l'inspection de l'intérieur des flotteurs et la détermination de la valeur du pourcentage LIE à l'intérieur des flotteurs en vue de détecter les fuites de vapeur et les fuites de liquides, s'il y a lieu;

**h)** l'inspection de la barre de boulonnage sur les joints secondaires de rebord, s'il y a lieu, en vue de détecter la corrosion et les soudures cassées;

**i)** des essais de fonctionnement du système de jaugeage automatique et des alarmes, s'il y a lieu;

**j)** l'inspection des poteaux de guidage ou des stabilisateurs du toit flottant interne destinés à empêcher la rotation, afin de détecter la corrosion, l'usure, la déformation et l'alignement, y compris des soudures de fixation entre le poteau de guidage et la paroi du réservoir;

**k)** l'inspection visuelle de l'intérieur du poteau de guidage afin de déceler toute protubérance susceptible d'endommager la flotte de contrôle des vapeurs, s'il y a lieu;

**l)** l'inspection du flotteur de contrôle des vapeurs ou du couvercle situé à l'intérieur du poteau de guidage, s'il y a lieu;

**m)** l'inspection visant à repérer la corrosion, l'érosion et l'amincissement du tube diffuseur de l'entrée de liquide et des supports du tube diffuseur;

**n)** l'inspection de la paroi interne du réservoir afin de détecter les rainures, la corrosion, les défaillances du revêtement et les faux ronds.

### Inspection of External Floating Roof

#### Every 30 days

**87 (1)** The operator must visually inspect the upper surface of the external floating roof at least once every 30 days for the defects referred to in paragraphs 99(5)(e) to (g).

#### Inspection without delay

**(2)** Despite subsection (1), if weather conditions or unforeseen circumstances cause safety concerns or access problems that render the inspection impracticable, the operator must perform the inspection without delay when the circumstances permit but must not delay the inspection by more than seven days.

### Inspection du toit flottant externe

#### Tous les trente jours

**87 (1)** L'exploitant inspecte visuellement la surface supérieure du toit flottant externe au moins une fois tous les trente jours pour détecter toute défectuosité visée aux alinéas 99(5)e) à g).

#### Inspection sans délai

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si les conditions météorologiques ou des circonstances imprévues occasionnent des problèmes de sécurité ou d'accessibilité et rendent l'inspection pratiquement impossible, l'exploitant procède à l'inspection sans délai dès que les circonstances le permettent, ce délai ne dépassant pas sept jours.

**Inspection record**

**(3)** The reason why an operator has delayed an inspection under subsection (2) must be documented in the inspection record.

**Annual inspection**

**88 (1)** The operator must visually inspect the upper surface of the external floating roof annually – with each inspection performed no more than 14 months after the day on which the previous inspection was performed – for the defects referred to in paragraphs 99(5)(a) and (c) to (h) and measure the secondary seal gaps annually in accordance with the control conditions and procedure set out in Schedule 1.

**No more than two metres**

**(2)** When inspecting the openings of the external floating roof deck as part of the visual inspection referred to in subsection (1), the inspection must be performed from a distance of no more than two metres.

**Inspection – every five years**

**89** The operator must inspect the exposed part of the internal wall of the tank and the external floating roof every five years, and the inspection must include

- (a)** a measurement of the primary seal gaps in accordance with the control conditions and procedure set out in Schedule 1, unless the rim seal is being replaced at the time of the inspection;
- (b)** an inspection of primary and secondary seals in which they are pulled back all around the internal wall and checked for their proper operation;
- (c)** an inspection of the secondary seal for signs of buckling or indications that the angle with the internal wall is too shallow;
- (d)** an inspection of all hatches, covers and other emissions control devices, including seals and guide pole floats, to locate tears, holes, corrosion, swelling, embrittlement or any other damage that would substantially reduce their emissions control efficacy;
- (e)** an inspection of the internal wall of the tank for grooving, corrosion, coating failures and out of roundness;
- (f)** if applicable, an inspection of the automatic gauging guide of the tank and the lower sheave housing for signs of liquid leaks or vapour leaks;
- (g)** an inspection of wind girder for corrosion damage;
- (h)** a visual inspection of the floating roof for inadequate drainage;
- (i)** if applicable, a test operation of the hatch system to verify that it seals automatically after use;

**Dossier d'inspection**

**(3)** La raison pour laquelle l'exploitant reporte une inspection en application du paragraphe (2) est consignée dans le dossier d'inspection.

**Inspection – tous les ans**

**88 (1)** L'exploitant inspecte visuellement chaque année, et au plus quatorze mois après la date de l'inspection précédente, la surface supérieure du toit flottant externe pour détecter toute défektivité visée aux alinéas 99(5)a et c) à h), et mesure les interstices des joints secondaires conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1.

**Au plus deux mètres**

**(2)** Lorsque l'inspection visuelle vise les ouvertures du pont du toit flottant externe, elle s'effectue à une distance maximale de deux mètres de chaque ouverture.

**Inspection – tous les cinq ans**

**89** L'exploitant inspecte la partie exposée de la paroi interne du réservoir et le toit flottant externe tous les cinq ans, laquelle inspection comprend les éléments suivants :

- a)** la mesure des interstices de joints primaires conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1, sauf si le joint de rebord est remplacé au moment de l'inspection;
- b)** l'inspection des joints primaires et secondaires, par leur retrait tout autour de la paroi interne, en vue de vérifier leur bon fonctionnement;
- c)** l'inspection du joint secondaire en vue de vérifier qu'il n'est pas déformé ou que l'angle qu'il forme avec la coque n'est pas trop petit;
- d)** l'inspection des trappes, couvercles et autres dispositifs de contrôle des émissions, y compris les joints et les flotteurs internes, afin de repérer les déchirures, les trous, la corrosion, le gonflement, la fragilisation ou tout autre dommage qui réduiraient considérablement leur efficacité en matière de contrôle des émissions;
- e)** l'inspection de la paroi interne du réservoir en vue de détecter les rainures, la corrosion, les défaillances du revêtement et les faux ronds;
- f)** l'inspection du jaugeage automatique du réservoir et du logement de la poulie inférieure en vue de détecter les fuites de vapeur et les fuites de liquides, s'il y a lieu;
- g)** l'inspection de la poutre de vent en vue de détecter toute corrosion;
- h)** l'inspection visuelle du toit flottant externe afin de vérifier que le drainage est adéquat;

- (j)** if applicable, an inspection of all guide poles and gauge wells for thinning and signs of grooving or wear;
- (k)** an inspection of the levelness of the external floating roof at a minimum of three locations, in which the distance from the roof rim to a horizontal weld seam that is above the floating roof is measured;
- (l)** an inspection of the emergency drains for adequate covers or sealing;
- (m)** if applicable, an inspection of the inside of the pontoons and a determination of the value of the LEL% inside of the pontoons to detect vapour leaks and liquid leaks;
- (n)** an inspection of the upper deck of the external floating roof for paint failure and corrosion on the roof; and
- (o)** if applicable, an inspection of the bolting bar on the rim-mounted secondary seals for corrosion and broken welds.

#### Inspection — every 20 years

**90** The operator must inspect the interior of the tank and the external floating roof every 20 years while the tank is not in service and the inspection must include

- (a)** the servicing, testing or replacement of the vents and vacuum breakers to ensure that they are in good working order and that they remain closed when the floating roof is floating on the liquid;
- (b)** an inspection of the floating roof and all other emissions control equipment for structural defects and corrosion;
- (c)** an inspection of the seams in the external floating roof for potential vapour leaks or liquid leaks, openings or damage;
- (d)** an inspection of the upper and lower surfaces of the external floating roof for corrosion and damage;
- (e)** an inspection of the drains on the external floating roof for corrosion, damage and proper functioning;
- (f)** an inspection of the external floating roof's guide poles or stabilizers that prevent rotation including attachment welds between the guide pole and the tank wall for corrosion, wear, distortion and alignment;
- (g)** if applicable, a test operation of the alarms and automatic gauging systems and alarms;

- i)** des essais de fonctionnement du système de trappes afin de vérifier l'étanchéité automatique après leur utilisation, s'il y a lieu;
- j)** l'inspection des poteaux de guidage et des puits de jauge en vue de déceler un amincissement et des signes de rainurage ou d'usure, s'il y a lieu;
- k)** l'inspection de la nivelance du toit flottant externe en au moins trois endroits par la mesure de la distance entre le bord du toit et un cordon de soudure horizontal situé au-dessus du toit flottant;
- l)** l'inspection des drains d'urgence afin de s'assurer qu'ils sont recouverts ou scellés de manière adéquate;
- m)** l'inspection de l'intérieur des flotteurs et la détermination de la valeur du pourcentage LIE à l'intérieur des flotteurs en vue de détecter les fuites de vapeur et les fuites de liquides, s'il y a lieu;
- n)** l'inspection du pont supérieur du toit flottant externe en vue de détecter les défauts de peinture et la corrosion sur le toit;
- o)** l'inspection de la barre de boulonnage sur les joints secondaires de rebord, s'il y a lieu, en vue de détecter la corrosion et les soudures cassées.

#### Inspection — tous les vingt ans

**90** L'exploitant inspecte l'intérieur du réservoir et le toit flottant externe tous les vingt ans pendant que le réservoir est hors service, laquelle inspection comprend les éléments suivants :

- a)** l'entretien ou le remplacement des événements et des brise-vides, ou leur mise à l'essai, pour s'assurer qu'ils sont en bon état de fonctionnement et qu'ils restent fermés lorsque le toit flottant flotte sur le liquide;
- b)** l'inspection visant à repérer tout défaut structurel et toute corrosion du toit flottant externe et de tout autre équipement de contrôle des émissions;
- c)** l'inspection des joints du toit flottant externe en vue de détecter des fuites de vapeur ou des fuites de liquides potentielles, des ouvertures ou des dommages;
- d)** l'inspection des surfaces supérieures et inférieures du toit flottant externe en vue de vérifier qu'ils ne sont pas endommagés et qu'ils ne sont pas corrodés;
- e)** l'inspection des drains sur le toit flottant externe afin de vérifier qu'ils ne sont pas endommagés, qu'ils ne sont pas corrodés et qu'ils fonctionnent correctement;
- f)** l'inspection des poteaux de guidage ou des stabilisateurs du toit flottant externe destinés à empêcher la rotation, afin de détecter la corrosion, l'usure, la déformation et l'alignement, y compris des soudures de

**(h)** if applicable, a visual inspection inside the guide pole for protrusions that are likely to damage the vapour control float;

**(i)** if applicable, an inspection of the vapour control float or cover inside the guide pole;

**(j)** an inspection of the liquid inlet diffuser pipe and supports for corrosion, erosion and thinning; and

**(k)** an inspection of the internal wall of the tank for grooving, corrosion, coating failures and out of roundness.

#### Seal replacement measurement

**91** Within 60 days after the day on which a seal is replaced, the operator must measure the seal gaps in accordance with the control conditions and procedure set out in Schedule 1.

#### Inspector Certificate

**92** The operator must ensure that all inspections referred to in sections 86, 89 and 90 are performed by a person who holds a valid *API 653 – Aboveground Storage Tank Inspector* certificate issued by the American Petroleum Institute.

#### Records

**93** The operator must maintain a record of each inspection of the internal floating roof or external floating roofs that contains the following information and any supporting documents:

- (a)** the date of the inspection;
- (b)** the identifier of the inspected tank;
- (c)** all inspection activities that are performed and the method by which they are performed;
- (d)** the results of the inspection, including a description and the location of any detected defects;
- (e)** the reason for any omission of an inspection under subsection 83(2) or delays in the required inspection intervals under subsection 87(2);
- (f)** in the case of an internal floating roof, the baseline LEL%, including the calculation of the baseline LEL% under subsection 85(2), if applicable;
- (g)** in the case of an inspection performed under section 86, 89 or 90, the name of the person who performed

fixation entre le poteau de guidage et la paroi du réservoir;

**g)** des essais de fonctionnement du système de jaugeage automatique et des alarmes, s'il y a lieu;

**h)** l'inspection visuelle de l'intérieur du poteau de jauge afin de déceler toute protubérance susceptible d'endommager la flotte de contrôle des vapeurs, s'il y a lieu;

**i)** l'inspection de la flotte de contrôle des vapeurs ou du couvercle à l'intérieur de la perche de jauge, s'il y a lieu;

**j)** l'inspection visant à repérer la corrosion, l'érosion et l'amincissement du tube diffuseur de l'entrée de liquide et des supports du tube diffuseur;

**k)** l'inspection de la paroi interne du réservoir afin de détecter les rainures, la corrosion, les défaillances du revêtement et les faux ronds.

#### Mesure des interstices de joints

**91** L'exploitant mesure les interstices de joints, conformément aux conditions de contrôle et à la procédure prévues à l'annexe 1, dans les soixante jours suivant la date de remplacement du joint de rebord.

#### Certificat d'inspecteur

**92** L'exploitant veille à ce que les inspections visées aux articles 86, 89 et 90 soient effectuées par une personne détenant un certificat valide intitulé *API 653 – Aboveground Storage Tank Inspector* de l'American Petroleum Institute.

#### Dossiers

**93** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs aux inspections effectuées sur le toit flottant interne et le toit flottant externe :

- a)** la date de l'inspection;
- b)** l'identifiant du réservoir qui a fait l'objet de l'inspection;
- c)** les activités d'inspection réalisées et la méthode suivie pour les réaliser;
- d)** les résultats de l'inspection, y compris une description et l'emplacement de la déféctuosité qui a été observée;
- e)** les raisons pour lesquelles des inspections ont été omises par application du paragraphe 83(2) ou reportées par application du paragraphe 87(2);
- f)** s'agissant du toit flottant interne, le pourcentage LIE de référence calculé en application du paragraphe 85(2);

the inspection and proof demonstrating that they hold the certificate required under section 92;

**(h)** any measurement of a seal gap that was taken in accordance with subsection 88(1) or section 89 or 91;

**(i)** any inspection intervals reduced under section 94; and

**(j)** in the case of any other inspection of the internal floating roof or external floating roof, the name of the person who performed the inspection and the name of their employer, if applicable.

#### Other requirements

##### Reduced inspection intervals

**94** If design specifications or inspection findings indicate that the estimated life expectancy of any component of an internal floating roof or an external floating roof is shorter than the relevant inspection intervals specified in section 86, 89 or 90, as the case may be, the interval between inspections in respect of the component must be reduced to match its estimated life expectancy.

##### Report to Minister

**95 (1)** Whenever a defect of an internal floating roof or external floating roof is detected and two or more defects were detected in that roof in the 24-month period preceding the most recent detection, the operator must submit a report to the Minister within 30 days after the most recent detection.

##### Information

**(2)** The report must include the following information:

**(a)** the identifier of the tank in which the defects were detected;

**(b)** a description of the liquids stored in the tank, including their TVP and benzene concentration;

**(c)** the dates on which the defects were detected;

**(d)** a description of the defects detected;

**(e)** a description of all repairs to which have been made to the defects; and

**(f)** a description of all steps that have been taken or will be taken, if any, to reduce the risk of the defects recurring.

**g)** s'agissant des inspections effectuées en application des articles 86, 89 ou 90, le nom de la personne qui a effectué l'inspection et la preuve démontrant qu'elle a obtenu la certification visée à l'article 92;

**h)** les mesures des interstices de joints prises en application du paragraphe 88(1) ou des articles 89 ou 91;

**i)** tout intervalle d'inspection réduit au titre de l'article 94;

**j)** s'agissant de toute autre inspection effectuée sur les toits flottants internes et externes, le nom de la personne qui a effectué l'inspection ainsi que celui de son employeur, s'il y a lieu.

#### Autres exigences

##### Intervalles d'inspection réduits

**94** Si les spécifications de conception ou les résultats d'inspection indiquent que la durée de vie prévue d'un composant d'un toit flottant interne ou d'un toit flottant externe est plus courte que les intervalles d'inspection pertinents prévus aux articles 86, 89 ou 90, selon le cas, les intervalles d'inspection portant sur ce composant sont réduits pour correspondre à la durée de vie prévue.

##### Rapport au ministre

**95 (1)** Lorsqu'une défectuosité est détectée sur un toit flottant interne ou un toit flottant externe et que des défectuosités ont été détectées sur ce toit à au moins deux occasions au cours des vingt-quatre mois précédents la date de la détection la plus récente, l'exploitant transmet un rapport au ministre dans les trente jours suivant la détection la plus récente.

##### Renseignements

**(2)** Le rapport contient les renseignements suivants :

**a)** l'identifiant du réservoir dans lequel les défectuosités ont été détectées;

**b)** une description des liquides qui sont stockés dans le réservoir, notamment leur PVR et leur concentration de benzène;

**c)** les dates auxquelles les défectuosités ont été détectées;

**d)** une description des défectuosités détectées;

**e)** une description des réparations effectuées sur ces défectuosités;

**f)** une description des mesures prises ou qui seront prises, le cas échéant, pour réduire le risque que les défectuosités se reproduisent.



## Inspections of Existing Tanks Performed Before the Coming into Force of These Regulations

### Inspection periods

**96 (1)** For existing tanks, the inspections referred to in sections 86 and 90 begin on the later of the following days:

(a) the day on which the tank was first in service, provided that the operator's tank records demonstrate that all tests or inspections verifying that correct installation and function of the equipment required by design specifications have been performed; and

(b) the day on which the most recent internal inspection of the tank was performed, provided that the operator's inspection report demonstrates that the inspection was completed by a person who holds a valid *API 653 – Aboveground Storage Tank Inspector* certificate issued by the American Petroleum Institute.

### Conditions not met

(2) If the conditions referred to in paragraph (1)(a) and (b) are not met, the inspection must be completed within the period referred to in section 113.

### Defects

**97** For the purposes of sections 98 and 99, all defects detected during an inspection of a tank performed before the day on which these Regulations come into force are considered to have been detected one year after the day on which these Regulations come into force.

### Repair

#### Repair – tank not in service

**98** Any defect of a tank, external floating roof or internal floating roof that is present when the tank is not in service must be repaired before the tank returns to service.

#### Repair – tank in service

**99 (1)** Subject to subsections (2), (3), (5) and (6), if a defect is detected when a tank is in service, the operator must take one of the following measures:

(a) in the case of a defect of a tank, external floating roof or internal floating roof, the operator must within 45 days after the day on which the defect is detected

(i) remove the tank from service, or

(ii) repair the defect; or

(b) in the case of a defect of a tank equipped with an internal floating roof or a defect of an internal floating roof, the operator must equip the tank with a temporary vapour control system within five days after the day

## Inspections sur les réservoirs existants effectuées avant l'entrée en vigueur du présent règlement

### Délais d'inspections

**96 (1)** Les inspections prévues aux articles 86 et 90 pour un réservoir existant débutent à la plus récente des dates suivantes :

a) la date à laquelle le réservoir a été en service pour la première fois, à condition que les dossiers de l'exploitant démontrent que l'ensemble des essais ou inspections de vérification de l'installation et du fonctionnement corrects du réservoir requis par les spécifications de conception aient été effectués;

b) la date de l'inspection interne du réservoir la plus récente, à condition que le rapport d'inspection de l'exploitant démontre que l'inspection a été effectuée par une personne détenant un certificat valide intitulé *API 653 – Aboveground Storage Tank Inspector* de l'American Petroleum Institute.

### Conditions non satisfaites

(2) Si les conditions prévues aux alinéas (1)a) et b) ne sont pas satisfaites, l'inspection du réservoir est effectuée dans le délai prévu à l'article 113.

### Défectuosités

**97** Pour l'application des articles 98 et 99, toute défectuosité détectée au moment d'une inspection effectuée sur un réservoir avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement est considérée comme étant détectée un an après la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

### Réparation

#### Réparation – réservoir hors service

**98** Les défectuosités d'un réservoir, d'un toit flottant interne ou d'un toit flottant externe lorsque le réservoir est hors service, doivent être réparées avant que le réservoir ne soit remis en service.

#### Réparation – réservoir en service

**99 (1)** Sous réserve des paragraphes (2), (3), (5) et (6), lorsqu'une défectuosité est détectée lorsque le réservoir est en service, l'exploitant prend l'une ou l'autre des mesures suivantes, selon le cas :

a) s'agissant d'une défectuosité du réservoir, du toit flottant interne ou du toit flottant externe, dans un délai de quarante-cinq jours suivant la date de la détection de la défectuosité :

(i) soit mettre le réservoir hors service,

(ii) soit réparer la défectuosité;

b) s'agissant d'une défectuosité d'un réservoir muni d'un toit flottant interne ou d'une défectuosité du toit

on which the defect is detected and repair the defect within 135 days after that day.

#### **Tank designated under subsection 115(1)**

(2) Subject to subsection (6), if a defect of a tank designated under subsection 115(1) can be repaired only when the tank is not in service, the repair may be delayed until it is required to be completed under section 98.

#### **Defect to rim seal — 75 days**

(3) A defect to a rim seal must be repaired within 75 days after the day on which it is detected if

(a) the measurement of the seal gap is less than the cumulative total surface area of all seal gaps is less than 1000 cm<sup>2</sup> per m of the tank's diameter; and

(b) within 30 days of the detection of the defect,

(i) a person who holds a valid *API 653 — Aboveground Storage Tank Inspector* certificate issued by the American Petroleum Institute has determined that the tank is free of any other detected defects that would prevent the repair of the rim seal while the tank is in service, and

(ii) the operator has added that person's determination under subparagraph (i), and an indication that the repair will be attempted while the tank is in service, to the tank records referred to in section 105.

#### **Repair cannot be completed**

(4) If, after attempting a repair under subsection (3), the operator determines that the rim seal cannot be repaired while the tank is in service, the operator must remove the tank from service within 45 days after the day on which the determination is made.

#### **Defects**

(5) The following situations constitute defects of an internal floating roof or external floating roof:

(a) a tank that does not meet the requirements of section 30 such that the efficacy of the internal or external floating roof in relation to emissions control could be reduced;

(b) a seal gap that exceeds the size requirements set out in subsections 57(2) and (3) and 66(2) and (3);

flottant interne, munir le réservoir d'un système de contrôle des vapeurs temporaire dans un délai de cinq jours suivant la date de la détection, et réparer la défec-tuosité dans un délai de cent trente-cinq jours suivant cette date.

#### **Réservoir désigné au titre du paragraphe 115(1)**

(2) Sous réserve du paragraphe (6), si une défec-tuosité est détectée à un réservoir désigné au titre du para-graphe 115(1) et que la réparation nécessite la mise hors ser-vice du réservoir, la réparation peut être reportée jusqu'à ce qu'elle soit exigée au titre de l'article 98.

#### **Défaut des joints de rebord — soixante-quinze jours**

(3) Le délai imparti pour la réparation de toute défec-tuosité d'un joint de rebord est de soixante-quinze jours après la date de sa détection si les circonstances suivantes sont réunies :

a) la taille totale cumulée de tous les interstices de joints est inférieure à 1 000 cm<sup>2</sup> par mètre de diamètre du réservoir;

b) dans une période de trente jours suivant la date de la détection de la défec-tuosité, si les conditions sui-vantes sont réunies :

(i) une personne détenant un certificat valide inti-tulé *API 653 — Aboveground Storage Tank Inspector* de l'American Petroleum Institute a déterminé que le réservoir est libre de toute autre défec-tuosité détectée qui empêcherait la réparation du joint de rebord lorsque le réservoir est en service,

(ii) l'exploitant a ajouté cette conclusion aux dos-siers tenus sur les réservoirs conformément à l'ar-ticle 105 de même qu'une indication qu'il tentera de réparer le joint de rebord lorsque le réservoir est en service.

#### **Réparation irréalisable**

(4) Si, après avoir tenté d'effectuer la réparation au joint de rebord, l'exploitant conclut qu'il n'est pas possible de le faire lorsque le réservoir est en service, il met le réservoir hors service dans un délai de quarante-cinq jours suivant la date de cette conclusion.

#### **Défec-tuosités**

(5) Les situations ci-après constituent des défec-tuosités aux toits flottants internes et aux toits flottants externes :

a) un réservoir qui ne satisfait pas aux exigences de l'article 30 de sorte que l'efficacité du toit flottant interne ou du toit flottant externe peut être réduite en matière de contrôle des émissions;

b) un interstice de joints qui est supérieur aux dimen-sions prévues aux paragraphes 57(2) et (3) et 66(2) et (3);

**(c)** an opening that does not meet the requirements of sections 58 and 67;

**(d)** a value of the LEL% that exceeds the thresholds set out in subsection 85(5);

**(e)** in the case of an external floating roof, inadequate drainage that affects the roof's capacity to remain afloat on the surface of the liquid;

**(f)** the presence of volatile petroleum liquids on the upper surface of the internal floating roof or external floating roof over an area of more than 1 m<sup>2</sup> or the presence of the volatile petroleum liquid on the upper surface of the internal floating roof or the external floating roof that is observed more than once in a 12-month period;

**(g)** a structural defect of the internal floating roof or external floating roof that could reduce the efficacy of the internal floating roof or the external floating roof in relation to emissions control; and

**(h)** any other defect that could reduce the efficacy of the internal floating roof or the external floating roof in relation to emissions control.

#### Major defects

**(6)** If the internal floating roof or external floating roof has sunk, if the value of the LEL% in a high benzene tank exceeds 20 or the value of the LEL% in a tank designated under paragraph 7(c) or (d) exceeds 50, the operator must, as soon as feasible after the defect is detected, cease loading volatile petroleum liquids into the tank and

**(a)** empty the tank of all volatile petroleum liquid within five days after the day on which the defect is detected; or

**(b)** in the case of a tank that is equipped with an internal floating roof, equip the tank with a temporary vapour control system within five days after the day on which the detection of the defect, and repair the defect within 135 days after that day.

#### Records

**(7)** The operator must maintain a records of each repair made under this section and section 98 that contains the following information and supporting documents:

**(a)** the identifier of the tank;

**(b)** the date on which the defect was first detected;

**(c)** a description of the defect;

**c)** une ouverture qui ne respecte pas les exigences prévues aux articles 58 et 67;

**d)** une valeur du pourcentage LIE qui dépasse les seuils maximaux prévus au paragraphe 85(5);

**e)** dans le cas d'un toit flottant externe, le drainage inadéquat du toit flottant externe nuit à sa capacité de flottaison sur la surface du liquide;

**f)** la présence de liquides pétroliers volatils sur la surface supérieure du toit flottant interne ou du toit flottant externe couvrant une superficie de plus de 1 m<sup>2</sup> ou la présence de liquides pétroliers volatils sur la surface supérieure du toit flottant interne ou du toit flottant externe observée plus d'une fois au cours d'une période de douze mois;

**g)** la présence de défauts structurelles du toit flottant interne ou du toit flottant externe qui pourraient réduire son efficacité en matière de contrôle des émissions;

**h)** toute autre défectuosité qui pourrait réduire l'efficacité du toit flottant interne ou du toit flottant externe en matière de contrôle des émissions.

#### Défectuosités majeures

**(6)** Si le toit flottant interne ou le toit flottant externe s'enfoncé, si la valeur du pourcentage LIE d'un réservoir de liquide à haute concentration de benzène dépasse 20 ou si la valeur du pourcentage LIE d'un réservoir désigné en application de l'un ou l'autre des alinéas 7c) ou d) dépasse 50, l'exploitant, dès que possible après la détection de la défectuosité, cesse de charger des liquides pétroliers volatils dans le réservoir et prend l'une ou l'autre des actions suivantes :

**a)** vide le réservoir de tout liquide pétrolier volatil dans les cinq jours suivant la date de la détection de la défectuosité;

**b)** s'agissant d'un réservoir muni d'un toit flottant interne, munis le réservoir d'un système de contrôle des vapeurs temporaire dans les cinq jours suivant la date de la détection de la défectuosité et répare la défectuosité dans un délai de cent trente-cinq jours suivant la date de la détection.

#### Dossiers

**(7)** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs aux réparations effectuées en application du présent article et del' article 98 :

**a)** l'identifiant du réservoir;

**b)** la date à laquelle la défectuosité a été détectée pour la première fois;

- (d) the date of the repair; and
- (e) a description of the repair.

#### VOC Emissions Reduction Plan

##### Cleaning tank or replacing seal

**100 (1)** The operator must develop a plan to reduce VOC emissions before cleaning the interior of a tank or replacing the rim seal of an internal floating roof or external floating roof of the tank while it is in service and must implement that plan during the cleaning or replacement.

##### Emissions reduction plan

**(2)** The emissions reduction plan must include a description of the planned cleaning or replacement activities that are likely to cause VOC emissions and the measures that are to be taken to reduce those emissions, including at least one of the following measures in the case of the cleaning the interior of a tank:

- (a) the completion the cleaning of the tank within 48 hours after the internal floating roof is no longer floating on the surface of the liquid;
- (b) the dilution or chemical decontamination of the liquid in the tank such that the liquid is no longer considered to be a volatile petroleum liquid; or
- (c) the equipping of the tank with a temporary vapour control system.

#### Pressure-Vacuum Vent

##### Inspection

##### Pressure-vacuum vent

**101 (1)** The operator must inspect the pressure-vacuum vent annually and no more than 14 months after the day on which the last inspection was carried out to ensure that it meets the requirements set out in paragraphs 70(a) and (b).

##### Five years

**(2)** The operator must inspect the pressure-vacuum vent every five years to ensure it meets the requirements set out in paragraph 70(c).

##### Repair

##### Defect detected

**102 (1)** If a defect of the pressure-vacuum vent is detected while the tank is in service, it must be repaired as soon as feasible and no later than 45 days after the day on which it was detected.

- c) une description de la défektivité;
- d) la date de la réparation;
- e) une description de la réparation.

#### Plan de réduction des émissions de COV

##### Nettoyage du réservoir ou remplacement d'un joint

**100 (1)** L'exploitant prépare un plan de réduction des émissions de COV avant de procéder au nettoyage de l'intérieur d'un réservoir ou au remplacement d'un joint de rebord sur le toit flottant interne ou le toit flottant externe du réservoir qui est en service, et il le met en œuvre au moment du nettoyage ou du remplacement.

##### Plan de réduction des émissions

**(2)** Le plan de réduction des émissions comporte une description des activités planifiées relatives au nettoyage ou au remplacement qui seraient susceptibles de provoquer des émissions de COV ainsi que les mesures qui seront prises pour réduire ces émissions, y compris une description d'au moins une des mesures suivantes dans le cas du nettoyage de l'intérieur du réservoir :

- a) terminer le nettoyage de l'intérieur du réservoir dans un délai de quarante-huit heures après que le toit flottant interne cesse de flotter sur le liquide;
- b) diluer ou décontaminer chimiquement le liquide contenu dans le réservoir de sorte que le liquide n'est plus considéré comme un liquide pétrolier volatil;
- c) munir le réservoir d'un système de contrôle des vapeurs temporaire.

#### Événements à pression-dépression

##### Inspection

##### Événement à pression-dépression

**101 (1)** L'exploitant inspecte l'événement à pression-dépression chaque année, et au plus quatorze mois après la date de l'inspection précédente, pour vérifier qu'il satisfait aux exigences prévues aux alinéas 70a) et b).

##### Cinq ans

**(2)** L'exploitant inspecte l'événement à pression-dépression tous les cinq ans pour vérifier qu'il satisfait à l'exigence prévue à l'alinéa 70c).

##### Réparation

##### Défektivité détectée

**102 (1)** Si une défektivité à l'événement à pression-dépression est détectée pendant que le réservoir est en service, elle doit être réparée dès que possible et au plus tard quarante-cinq jours après la date de sa détection.

### Types of defects

**(2)** Failure to meet the requirements in paragraphs 70(a) to (c) constitute a defect of a pressure-vacuum vent.

### Records

**(3)** The operator must maintain a record for each repair made to the pressure-vacuum vent that contains the following information and supporting documents:

- (a)** the identifier of the tank in which the defect was detected;
- (b)** the date when the defect was first detected;
- (c)** a description of the defect;
- (d)** the date of the repair; and
- (e)** a description of the repair.

### Detection — tank not in service

**(4)** If the tank is not in service at the time the defect of the pressure-vacuum vent is detected, the defect must be repaired before the tank returns to service.

## Extended Repair Plan

### Reasons

**103 (1)** The operator may develop and implement an extended repair plan for a tank, an internal floating roof or external floating roof, if the tank would have to be removed from service so that a defect may be repaired but the tank cannot, for any of the following reasons, be removed from service such that the repair may be completed within the time limit for repair under section 99:

- (a)** the removal from service of the tank would require a shutdown of some or all of the petroleum processing equipment at the facility and, at any time between the day on which the defect was detected and the day that would otherwise be the time limit for the repair of the defect,
  - (i)** at least 10%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks at the facility with an internal volume greater than or equal to 100 m<sup>3</sup>, is removed from service for a period not exceeding one year for cleaning, maintenance or construction, or
  - (ii)** at least 20%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks at the facility that, immediately before their removal from service, contain a liquid used or sold by the facility interchangeably with a liquid contained in the tank that

### Défectuosités

**(2)** La non-conformité à l'une ou l'autre des exigences prévues aux alinéas 70a) à c) constitue une défectuosité à l'évent à pression-dépression.

### Dossiers

**(3)** L'exploitant tient les dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs à chaque réparation effectuée sur l'évent à pression-dépression :

- a)** l'identifiant du réservoir dans lequel la défectuosité a été détectée;
- b)** la date à laquelle la défectuosité a été détectée pour la première fois;
- c)** une description de la défectuosité;
- d)** la date de la réparation;
- e)** une description de la réparation.

### Détection — réservoir hors service

**(4)** Si le réservoir était hors service au moment où la défectuosité à l'évent à pression-dépression a été détectée, la défectuosité est réparée avant que le réservoir ne soit remis en service.

## Plan de réparation prolongé

### Motifs

**103 (1)** L'exploitant peut préparer et mettre en œuvre un plan de réparation prolongé pour un réservoir, son toit flottant interne ou son toit flottant externe si le réservoir devrait être mis hors service aux fins de réparation d'une défectuosité et que la mise hors service ne peut être accomplie pour permettre la réparation dans les délais prévus à l'article 99 pour l'un ou l'autre des motifs suivants :

- a)** la mise hors service du réservoir nécessiterait l'arrêt d'une partie ou de la totalité de l'équipement de traitement du pétrole à l'installation et, à tout moment entre le jour où la défectuosité a été détectée et le jour où elle devait être réparée, selon les délais prévus au présent règlement, l'une ou l'autre des situations suivantes se produit :
  - (i)** au moins 10 %, arrondi vers le haut au pour cent près, des réservoirs à l'installation dont le volume intérieur est supérieur ou égal à 100 m<sup>3</sup> sont mis hors service, en raison de travaux de nettoyage, d'entretien ou de construction, pour une période ne dépassant pas une année,
  - (ii)** au moins 20 %, arrondi vers le haut au pour cent près, des réservoirs à l'installation qui, immédiatement avant leur mise hors service, contenaient un liquide qui est utilisé ou vendu par l'installation de

requires repair, is removed from service for a period not exceeding one year for cleaning, maintenance or construction;

**(b)** an authorized official determines that there are no options at the facility or off-site of the facility for the storage, processing, treatment or disposal of the contents of the tank; or

**(c)** an authorized official determines that there are significant risks to safety, human health or the environment associated with the tank's removal from service that would be mitigated with additional repair time.

#### Definition of *authorized official*

**(2)** For the purposes of subsection (1), *authorized official* means

**(a)** in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on their behalf;

**(b)** in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

**(c)** in respect of an operator that is an entity other than a corporation, an individual who is authorized to act on its behalf.

#### Cease loading

**(3)** If the operator intends to implement an extended repair plan for a reason referred to in paragraph (1)(b) or (c), the operator must cease loading any volatile petroleum liquids into the tank within the following timelines:

**(a)** in the case of a defect referred to in subsection 99(6), as soon as the defect is detected; or

**(b)** in the case of any other defect, within 30 days after the day on which the defect is detected.

#### Notice to Minister

**(4)** If the operator intends to implement an extended repair plan, the operator must, within 30 days after the day on which the defect is detected, notify the Minister in writing of that intention and provide the Minister with a copy of the extended repair plan, that includes the following information:

**(a)** the reason invoked under subsection (1) requiring the implementation of an extended repair plan;

**(b)** information demonstrating that the reasons set out in subsection (1) apply;

manière interchangeable avec le liquide contenu dans le réservoir à réparer, sont mis hors service, en raison de travaux de nettoyage, d'entretien ou de construction, pour une période ne dépassant pas une année;

**b)** l'agent autorisé détermine qu'il n'existe pas, à l'installation ou hors de l'installation, d'options de stockage, de traitement ou d'élimination du contenu du réservoir;

**c)** l'agent autorisé détermine que des risques importants associés à la mise hors service du réservoir qui seraient atténués avec un délai de réparation supplémentaire existent pour la santé, la sécurité ou l'environnement.

#### Définition de *agent autorisé*

**(2)** Pour l'application du paragraphe (1), *agent autorisé* s'entend :

**a)** dans le cas où l'exploitant est une personne physique, de la personne physique autorisée à agir en son nom;

**b)** dans le cas où l'exploitant est une personne morale, de celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

**c)** dans le cas où l'exploitant est une entité autre qu'une personne morale, de la personne physique autorisée à agir en son nom.

#### Cessation du chargement

**(3)** Si l'exploitant a l'intention de mettre en œuvre un plan de réparation prolongé pour l'un des motifs visés aux alinéas (1)(b) ou c), il cesse de charger tout liquide pétrolier volatil dans le réservoir dans les délais suivants :

**a)** s'agissant d'une défectuosité visée au paragraphe 99(6), au moment où la défectuosité est détectée;

**b)** s'agissant de toute autre défectuosité, dans un délai de trente jours suivant la date de la détection de la défectuosité.

#### Avis au ministre

**(4)** Si l'exploitant a l'intention de mettre en œuvre un plan de réparation prolongé, il en avise le ministre par écrit et lui fournit une copie du plan comprenant les renseignements ci-après dans les trente jours suivant la date de la détection de la défectuosité :

**a)** le motif invoqué au titre du paragraphe (1) nécessitant la mise en œuvre d'un plan de réparation prolongé;

**b)** les renseignements qui démontrent que les motifs énumérés au paragraphe (1) sont applicables;

**(c)** the identifier of the tank in which the defect was detected;

**(d)** a description of the liquids stored in the tank, including their TVP and benzene concentration;

**(e)** the date on which the defect was detected;

**(f)** a description of the defect;

**(g)** the time required to remove the tank from service and the reason why that amount of time is required; and

**(h)** a description of the planned repair, including a description of any measures that will be taken to mitigate VOC emissions until the defect is repaired.

#### Removal from service — time limit

**(5)** The removal from service of the tank must be completed within the time limit indicated in the extended repair plan and the period during which the tank is not in service must not, under any circumstances exceed 135 days, as calculated as beginning on the day on which the defect was detected.

#### Major defects — time limit

**(6)** If the defect is one referred to in subsection 99(6), the operator must remove the tank from service within 10 days after the day on which the defect was detected.

## Inventory

### Inventory

**104 (1)** The operator must establish and keep at their facility an inventory that contains the following information in respect of every tank designated under section 7 and every loading rack designated under subsection 8(1):

**(a)** the identifier of the tank or loading rack;

**(b)** whether the tank is not in service and the date when it was removed from service;

**(c)** whether the tank is an existing tank or the loading rack is an existing loading rack;

**(d)** whether the tanks is designated as an intermittent service tank under subsection 5(1);

**(e)** the category to which the tank has been designated as belonging under section 7 or to which the loading rack has been designated as belonging under or 8(1);

**(f)** the type of emissions control equipment that is being used with respect to the tank or loading rack; and

**c)** l'identifiant du réservoir dans lequel la défectuosité a été détectée;

**d)** une description des liquides qui sont stockés dans le réservoir, notamment leur PVR et leur concentration de benzène;

**e)** la date à laquelle la défectuosité a été détectée;

**f)** une description de la défectuosité;

**g)** le délai prévu pour la mise hors service du réservoir et les raisons du délai;

**h)** une description de la réparation prévue, y compris les mesures qui seront prises pour atténuer les émissions de COV jusqu'à ce que la réparation soit terminée.

#### Mise hors service — délai

**(5)** La mise hors service du réservoir doit être terminée dans le délai prévu indiqué dans le plan de réparation prolongé et ce délai ne peut en aucun cas dépasser cent trente-cinq jours à compter du jour où la défectuosité a été détectée.

#### Défectuosités majeures — délai

**(6)** S'il s'agit d'une défectuosité visée au paragraphe 99(6), l'exploitant veille à ce que le réservoir soit mis hors service dans un délai de dix jours suivant la date où la défectuosité a été détectée.

## Inventaire

### Inventaire

**104 (1)** L'exploitant établit un inventaire, qu'il garde à son installation, des réservoirs désignés en application de l'article 7 et des rampes de chargement désignées en application du paragraphe 8(1), de l'installation, lequel contient les renseignements suivants :

**a)** l'identifiant du réservoir ou de la rampe de chargement;

**b)** si le réservoir est hors service et la date de sa mise hors service;

**c)** si le réservoir ou la rampe de chargement est un réservoir existant ou une rampe de chargement existante;

**d)** si le réservoir est désigné réservoir en service intermittent au titre du paragraphe 5(1);

**e)** la catégorie à laquelle le réservoir appartient selon sa désignation en application de l'article 7 ou à laquelle la rampe de chargement appartient selon sa désignation en application du paragraphe 8(1);

**(g)** whether the tank or loading rack has been designated under section 115.

### Update

**(2)** The operator must update the inventory within five days after the day on which any information provided under subsection (1) changes.

## Record-Keeping

### Records

#### Tanks

**105** The operator must maintain, in respect of each tank that is designated under section 7 and each tank that was so designated in the preceding six years, a record that contains the following information and any supporting documents:

- (a)** the design specifications of the tank and the year of the tank's installation;
- (b)** the name or description of each liquid stored in the tank, the date on which the tank first contained the liquid and the dates on which the tank was not in service;
- (c)** in the case of a tank designated as an intermittent service tank under subsection 5(1), information to establish that it has been in service for less than 300 total hours per calendar year;
- (d)** the statistical or engineering analysis that demonstrates the quantification of the variation of substance properties of a volatile petroleum liquid referred to in subsection 5(2), if applicable;
- (e)** the designation of the tank under section 7, if any, the date when it was first designated, any changes made to the designation and the date when those changes were made;
- (f)** the method used to determine the properties of the liquids stored in the tank and the testing results, if any, including the benzene concentration and TVP, and the VOC concentration of those liquids;
- (g)** the type of all emissions control equipment installed on the tank during its lifespan, including the year of the equipment's installation;
- (h)** the design specifications of the emissions control equipment required under section 41, 52, 61, and 70, and subparagraph 72(3)(b)(ii) and information that validates the installation of that equipment on the tank;

**f)** le type d'équipement de contrôle des émissions utilisé pour chaque réservoir et chaque rampe de chargement;

**g)** si le réservoir ou la rampe de chargement sont désignés au titre de l'article 115.

### Mise à jour

**(2)** L'exploitant met à jour l'inventaire dans les cinq jours suivant la date de toute modification apportée aux renseignements qui y sont prévus.

## Tenue de dossiers

### Dossiers

#### Réservoirs

**105** L'exploitant tient, pour chaque réservoir désigné en application de l'article 7 ou ayant été ainsi désigné au cours des six dernières années, des dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui :

- a)** les spécifications de conception du réservoir, ainsi que l'année de l'installation du réservoir;
- b)** le nom ou la description de chaque liquide stocké dans le réservoir, la date où le réservoir contenait le liquide pour la première fois, et les dates où le réservoir était hors service;
- c)** dans le cas d'un réservoir désigné réservoir à service intermittent au titre du paragraphe 5(1), les renseignements démontrant que le réservoir était en service pendant moins de trois cents heures au total par année civile;
- d)** l'analyse statistique ou technique démontrant la quantification de la variation des propriétés du liquide pétrolier volatil visée au paragraphe 5(2), s'il y a lieu;
- e)** la désignation du réservoir en application de l'article 7, le cas échéant, la date à laquelle il a été ainsi désigné pour la première fois, toute modification subséquente de cette désignation et la date de ces modifications;
- f)** la méthode utilisée aux fins de détermination des propriétés des liquides stockés dans le réservoir et les résultats des essais, le cas échéant, y compris leur concentration de benzène, leur PVR et leur concentration de COV;
- g)** le type d'équipement de contrôle des émissions installé pendant la durée de vie du réservoir, y compris l'année de son installation;
- h)** les spécifications de conception de l'équipement de contrôle des émissions, requises conformément aux articles 41, 52, 61 et 70 et au sous-alinéa 72(3)b)(ii), et



- (i)** if a vapour control system is used as the tank's emissions control equipment, the periods when the vapour control system was not in service and the reason why the system was not in service;
- (j)** if a temporary vapour control system is used as the tank's emissions control equipment, the start date of its use;
- (k)** the maintenance, inspection and repair records of the tank and of any emissions control equipment installed on the tank;
- (l)** the information required under subparagraph 99(3)(b)(ii) if applicable;
- (m)** the emissions reduction plan required under section 100 if applicable;
- (n)** a maintenance plan for the tank that indicates the type of inspection, the frequency of inspections or the latest allowable date of the next inspection of each type that is required to be performed on the tank under these Regulations, taking into account any applicable reduction of the inspection intervals under section 94; and
- (o)** if the tank is designated under section 115, the date when it was first designated, any changes made to the designation and the date when those changes were made.

### **Loading racks**

**106** The operator must maintain, for each loading rack designated under subsection 8(1) or any loading rack that had a designation under subsection 8(1) in the preceding six years, a record that contains the following information and any supporting documents:

- (a)** the current designation of the loading rack under subsection 8(1), if any, the date when it was first designated, any changes made to the designation and the date when those changes were made;
- (b)** the method to determine the properties of the liquids and the testing results, if any, of the properties of the liquids that are with the loading rack, including the benzene concentration and TVP, and the VOC concentration of those liquids;
- (c)** the name or description of each liquid that is loaded with the loading rack, the volume of each liquid loaded per day and whether the loading was done while the vapour control system was not in service and without the use of a temporary vapour control system;

les renseignements validant l'installation de l'équipement sur le réservoir;

- i)** si un système de contrôle des vapeurs est utilisé comme équipement de contrôle des émissions, les périodes pendant lesquelles le système était hors service, et les raisons pour lesquelles il l'était;
- j)** si un système de contrôle des vapeurs temporaire est utilisé sur le réservoir comme équipement de contrôle des émissions, la date de début de son utilisation;
- k)** les dossiers sur les inspections, l'entretien et la réparation du réservoir et de l'équipement de contrôle des émissions installé sur le réservoir;
- l)** les renseignements visés au sous-alinéa 99(3)b(ii), s'il y a lieu;
- m)** le plan de réduction des émissions visé à l'article 100, s'il y a lieu;
- n)** un plan d'entretien du réservoir indiquant le type d'inspection, la fréquence des inspections ou la date la plus tardive permise de la prochaine inspection de chaque type requis par le présent règlement, compte tenu de tout intervalle d'inspection réduit applicable au titre de l'article 94;
- o)** si le réservoir est désigné au titre de l'article 115, la date à laquelle il a été ainsi désigné pour la première fois, toute modification subséquente de cette désignation et la date de ces modifications.

### **Rampes de chargement**

**106** L'exploitant tient, pour chaque rampe de chargement désignée en application du paragraphe 8(1) ou ayant été ainsi désignée au cours des six dernières années, des dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui :

- a)** la désignation de la rampe de chargement en application du paragraphe 8(1), le cas échéant, la date à laquelle elle a été ainsi désignée pour la première fois, toute modification subséquente de cette désignation et la date de ces modifications;
- b)** la méthode utilisée aux fins de détermination des propriétés des liquides chargés avec la rampe de chargement et les résultats des essais, s'il y a lieu, sur les propriétés des liquides, y compris leur concentration de benzène, leur PVR et leur concentration de COV;
- c)** le nom ou la description de chaque liquide chargé avec la rampe de chargement, le volume de chaque liquide chargé chaque jour, et si le chargement a été effectué lorsque le système de contrôle des vapeurs

**(d)** the type of all emissions control equipment installed on the loading rack during its lifespan, including the year of the equipment's installation;

**(e)** the design specifications of the emissions control equipment referred to in paragraph (d) and information that validates the installation of the equipment on the loading rack;

**(f)** the periods when the vapour control system was not in service and the reason the system was not in service;

**(g)** if a temporary vapour control system is used as the loading rack's emissions control equipment, the start date of its use;

**(h)** the maintenance, inspection and repair records for the emissions control equipment installed on the loading rack; and

**(i)** if the loading rack is designated under section 115, the date when it was first designated any changes made to the designation, and the date when those changes were made.

### Measurements and calculations

**107** The operator must maintain a record, along with any supporting documents of each measurement and calculation that is used to determine the value of an element of a formula set out in these Regulations including the methodology that is used to determine that value.

### Training completed

**108** The operator must maintain a record that contains the following information in respect of any training completed by any person, including a qualified professional, in relation to the duties to be carried out under section 16, 22 or 29:

**(a)** the name, title and business address of the person and the name of their employer;

**(b)** the date when the training was completed;

**(c)** the name of the entity that provided the training; and

**(d)** a description of the training.

### Minister's request — records

**109 (1)** On the Minister's request, the operator must, within 30 days after the day on which the request was made, provide the Minister with a copy of any of the records required to be maintained by the operator under these Regulations.

était hors service et sans qu'un système de contrôle des vapeurs temporaire ne soit utilisé;

**d)** le type d'équipement de contrôle des émissions installé pendant la durée de vie de la rampe de chargement, y compris l'année de son installation;

**e)** les spécifications de conception de l'équipement de contrôle des émissions visé à l'alinéa d) et les renseignements validant l'installation de l'équipement de contrôle des émissions sur la rampe de chargement;

**f)** les périodes pendant lesquelles le système de contrôle des vapeurs était hors service, et les raisons pour lesquelles il l'était;

**g)** si un système de contrôle des vapeurs temporaire est utilisé sur la rampe de chargement comme équipement de contrôle des émissions, la date de début de son utilisation;

**h)** les dossiers d'inspection, d'entretien et de réparation de l'équipement de contrôle des émissions installé sur la rampe de chargement;

**i)** si la rampe de chargement est désignée au titre de l'article 115, la date à laquelle elle a été ainsi désignée pour la première fois, toute modification subséquente de cette désignation et la date de ces modifications.

### Mesures et calculs

**107** L'exploitant tient les dossiers, et tout document à l'appui, relatifs à toute mesure et tout calcul servant à déterminer la valeur d'un élément d'une équation figurant dans le présent règlement, y compris la méthodologie utilisée pour déterminer cette valeur.

### Formation suivie

**108** L'exploitant tient des dossiers contenant les renseignements ci-après, et tout document à l'appui, relatifs à la formation suivie par toute personne, y compris tout professionnel qualifié, relativement à l'accomplissement des fonctions en application des articles 16, 22 ou 29 :

**a)** les nom et titre de la personne, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;

**b)** la date à laquelle elle a terminé cette formation;

**c)** le nom de l'entité qui a donné cette formation;

**d)** une description de cette formation.

### Demandes du ministre — dossiers

**109 (1)** L'exploitant transmet, au plus tard trente jours après avoir reçu une demande du ministre, une copie de tout dossier qu'il doit tenir en vertu du présent règlement.

**Minister's request — sample**

(2) The operator must make available to the Minister, and on the Minister's request, provide the Minister, at an address and in a manner specified in the request, with a sample of any liquid that is stored in a tank or that is loaded with a loading rack.

## Retention of Records

**Six years**

**110 (1)** The operator must ensure that any record required to be maintained under these Regulations is retained for a period of at least six years after the day on which the record is made.

**Internal tank inspections**

(2) Despite subsection (1), the records of any internal tank inspections performed under section 86 or 90 and any repair made as a result of the findings of the inspection must be retained until the day on which the next internal inspection of the tank is performed under that section.

**Electronically readable format**

(3) Records that are retained electronically must be in an electronic format that is compatible with the format that is used by the Minister for the period referred to in subsection (1) or (2), as the case may be.

**Location of records**

(4) The records must be retained at the facility or at any other place in Canada where the records can be inspected.

**Language**

(5) All records that are required to be maintained under these Regulations must be in English or French or, if in another language, be accompanied by a translation into English or French and an affidavit attesting to the accuracy of the translation.

## Registration of Facility

**Report of registration**

**111 (1)** The operator must submit to the Minister a report of registration of the facility that contains the following information:

- (a) the name of the operator;
- (b) the civic address, the name, if any, and the geographic coordinates of the facility;
- (c) the civic address of the location where records are retained under these Regulations if it is different than that of the facility;

**Demande du ministre — échantillons**

(2) L'exploitant met à la disposition du ministre et, à sa demande, lui envoie à l'adresse et de la manière indiquées dans la demande un échantillon de tout liquide stocké dans le réservoir ou chargé avec la rampe de chargement.

## Conservation

**Six ans**

**110 (1)** L'exploitant veille à ce que les dossiers tenus en application du présent règlement sont conservés pendant une période d'au moins six ans après la date de leur création.

**Inspections de l'intérieur des réservoirs**

(2) Malgré le paragraphe (1), les dossiers relatifs aux inspections de l'intérieur des réservoirs effectuées en application des articles 86 ou 90, y compris les dossiers relatifs aux réparations effectuées à la suite de ces inspections, sont conservés jusqu'à la date à laquelle l'inspection de l'intérieur des réservoirs est effectuée en application de ces mêmes dispositions.

**Support électronique lisible**

(3) Les dossiers qui sont conservés sur un support électronique doivent l'être sur un support électronique compatible avec celui qu'utilise le ministre pour les périodes de conservation prévues aux paragraphes (1) et (2), selon le cas.

**Lieu de conservation**

(4) Les dossiers sont conservés à l'installation ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés.

**Langue**

(5) Les dossiers tenus en application du présent règlement doivent être en anglais ou en français, ou, s'ils sont dans une autre langue, être accompagnés d'une traduction anglaise ou française, et d'une déclaration attestant de l'exactitude de la traduction.

## Enregistrement de l'installation

**Rapport d'enregistrement**

**111 (1)** L'exploitant transmet au ministre un rapport d'enregistrement de l'installation qui contient les renseignements suivants :

- a) le nom de l'exploitant;
- b) l'adresse municipale, le nom, le cas échéant, et les coordonnées géographiques de l'installation;
- c) l'adresse municipale de l'endroit où sont conservés les dossiers conformément au présent règlement, si elle est différente de celle de l'installation;

**(d)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person;

**(e)** the facility's National Pollutant Release Inventory identification numbers, if any;

**(f)** a description of the activities that the facility is engaged in;

**(g)** the inventory established under section 104, including

**(i)** for each tank listed in the inventory,

**(A)** the internal volume of the tank in m<sup>3</sup> and the height and diameter of the tank in metres,

**(B)** the name or description of the liquid stored in the tank and the properties of that liquid, including its benzene concentration and TVP, and, if the liquid stored in the tank is an oil-water mixture, its VOC concentration as determined by any method that conforms to generally accepted engineering practices, including the use of physical simulation, standard reference texts or supplier specifications;

**(ii)** for each tank at the facility that is not listed in the inventory, that has an internal volume greater than or equal to 100 m<sup>3</sup> and that is either currently storing or capable of storing any kind of petroleum liquid, including petroleum liquids not classified as volatile petroleum liquids,

**(A)** the internal volume of the tank in m<sup>3</sup> and the height and diameter of the tank in metres, and

**(B)** the name or description of the liquid stored in the tank, and

**(iii)** for each loading rack listed in the inventory, the loading rack's annual throughput of each volatile petroleum liquid and of each vehicle type for the previous calendar year; and

**(h)** the total number of tanks for which information is provided under subparagraphs (g)(i) and (ii).

#### Time limit – submission

**(2)** The operator must submit the report of registration within 30 days after the day on which the facility begins to operate.

#### Deadline – operation before coming into force

**(3)** Despite subsection (2), the operator of a facility that begins operating before the day on which these Regulations come into force must submit the report of registration within 120 days after the day on which these Regulations come into force.

**d)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse électronique d'une personne-ressource;

**e)** les numéros d'identification de l'inventaire national des rejets de polluants de l'installation, le cas échéant;

**f)** une description des activités menées à l'installation;

**g)** l'inventaire établi conformément à l'article 104, y compris les renseignements suivants :

**(i)** pour chaque réservoir figurant à l'inventaire :

**(A)** le volume intérieur du réservoir, en mètres cubes, ainsi que sa hauteur et son diamètre, en mètres,

**(B)** le nom ou la description du liquide stocké dans le réservoir, ainsi que ses propriétés, y compris sa concentration de benzène, sa PVR et, s'agissant d'un liquide mélangeant de l'eau et des hydrocarbures, sa concentration de COV, déterminées par des méthodes qui se conforment aux pratiques d'ingénierie généralement acceptées, y compris l'utilisation de la simulation physique, de textes de référence normalisés ou de spécifications du fournisseur,

**(ii)** pour chaque réservoir ne figurant pas à l'inventaire dont le volume intérieur est supérieur ou égal à 100 m<sup>3</sup> et qui stocke ou peut stocker tout type de liquide pétrolier, y compris un liquide pétrolier non classé comme liquide pétrolier volatil :

**(A)** le volume intérieur du réservoir, en mètres cubes, ainsi que sa hauteur et son diamètre, en mètres,

**(B)** le nom ou la description du liquide stocké dans le réservoir,

**(iii)** pour chaque rampe de chargement figurant à l'inventaire, les débits annuels des rampes pour chaque liquide pétrolier et type de véhicule, pour l'année civile précédente;

**h)** le nombre total de réservoirs visés aux sous-alinéas g)(i) et (ii).

#### Délai de transmission

**(2)** L'exploitant transmet le rapport d'enregistrement dans les trente jours suivant la date de début de l'exploitation de l'installation.

#### Délai – exploitation avant l'entrée en vigueur

**(3)** Malgré le paragraphe (2), l'exploitant dont l'exploitation de l'installation a débuté avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement transmet le rapport d'enregistrement dans les cent vingt jours suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

**Change in information**

**(4)** The operator must notify the Minister of any change to the information provided in the report of registration under paragraphs (1)(a) to (f) within five days after the day on which the change occurs.

**Annual submission**

**(5)** Each year, the operator must submit to the Minister the information required under paragraphs (1)(a) to (g) within 30 days after the anniversary of the day on which these Regulations come into force.

## Delayed Application — Existing Tanks and Loading Racks

### Delay

**Floating roofs**

**112** The requirements set out in sections 54 to 55, subsection 56(2), sections 58 to 60, 63 and 64, subsections 65(2) and (3) and sections 67 to 69 apply to existing tanks equipped with an internal floating roof or external floating roof, except for high benzene tanks, beginning on the day on which any of the following situations occur:

- (a)** an inspection of the tank is performed in accordance with section 86 or 90;
- (b)** the time limit for the inspection of the tank under section 86 or 90 has passed;
- (c)** in the case of a tank equipped with an external floating roof, the roof is repaired in accordance with section 99; or
- (d)** in the case of a tank that is removed from service, the tank is returned to service.

**First anniversary — existing tanks**

**113 (1)** The requirements set out in sections 83 to 90 and 99 apply to existing tanks beginning on the first anniversary of the day on which these Regulations come into force.

**High benzene tanks**

**(2)** The requirements set out in sections 28 and 31 apply to existing tanks that are high benzene tanks beginning on the first anniversary of the day on which these Regulations come into force.

**High benzene loading racks**

**(3)** The requirements set sections 28 and 35 apply to existing loading racks that are designated as high benzene

**Modification aux renseignements**

**(4)** L'exploitant avise le ministre de toute modification apportée aux renseignements visés aux alinéas (1)a) à f) dans les cinq jours suivant la date de la modification.

**Fourniture**

**(5)** L'exploitant fournit au ministre, chaque année, les renseignements visés aux alinéas (1)a) à g) dans les trente jours suivant l'anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

## Application différée — réservoirs et rampes de chargements existants

### Report

**Toits flottants**

**112** Les exigences prévues aux articles 54 et 55, au paragraphe 56(2), aux articles 58 à 60 et 63 et 64, aux paragraphes 65(2) et (3) et aux articles 67 à 69 s'appliquent aux réservoirs existants, à l'exception des réservoirs de liquide à haute concentration de benzène — qui sont munis d'un toit flottant interne ou d'un toit flottant externe, — à compter du jour où l'une ou l'autre des situations suivantes survient :

- a)** le réservoir a été inspecté en application des articles 86 ou 90;
- b)** le délai pour l'inspection du réservoir prévu aux articles 86 ou 90 est expiré;
- c)** le toit flottant externe du réservoir est réparé en application de l'article 99;
- d)** le réservoir est remis en service.

**Premier anniversaire — réservoirs existants**

**113 (1)** Les exigences prévues aux articles 83 à 90 et 99 s'appliquent aux réservoirs existants, à partir de la date du premier anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

**Réservoirs de liquide à haute concentration de benzène**

**(2)** Les exigences prévues aux articles 28 et 31 s'appliquent aux réservoirs de liquide à haute concentration de benzène existants, à partir de la date du premier anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

**Rampes de chargement de liquide à haute concentration de benzène**

**(3)** Les exigences prévues aux articles 28 et 35 s'appliquent aux rampes de chargement existantes désignées rampes

loading racks under paragraph 8(1)(a) beginning on the first anniversary of the day on which these Regulations come into force.

### Third anniversary — existing tanks

**114 (1)** The requirements set out in section 28 and sections 31 to 33 apply to existing tanks, except for high benzene tanks, beginning on the third anniversary of the day on which these Regulations come into force.

### Third anniversary — existing loading racks

**(2)** The requirements set out in sections 28 and 35 apply to existing loading racks, except for loading racks that are designated as high benzene loading racks under paragraph 8(1)(a), beginning on the third anniversary of the day on which these Regulations come into force.

## Additional Period of Delayed Application

### Designation

**115 (1)** Subject to subsections (4) and (5) and sections 116 to 120, the operator may designate an existing tank as a delayed application tank or an existing loading rack as a delayed application loading rack, and benefit from an additional period conform with the requirements referred to in section 114.

### High benzene

**(2)** A designation referred to in subsection (1) must not be applied to a high benzene tank or to a loading rack that is designated as a high benzene loading rack under paragraph 8(1)(a).

### Inventory and documents

**(3)** A designation referred to in subsection (1) must be set out in the inventory established under section 104 and indicated in the record maintained in respect of the tank or loading rack under section 105 or 106.

### At least two existing tanks

**(4)** An existing tank may be designated under subsection (1) if at least two existing tanks at the facility have been equipped with either an internal floating roof or a vapour control system after the day on which these Regulations come into force.

### Loading factor

**(5)** If the total loading factor of a facility calculated in accordance with the method set out in section 1 of

de chargement de liquide à haute concentration de benzène visées à l'alinéa 8(1)a), à partir de la date du premier anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

### Troisième anniversaire — réservoirs existants

**114 (1)** Les exigences prévues aux articles 28 et 31 à 33 s'appliquent aux réservoirs existants, à l'exception des réservoirs de liquide à haute concentration de benzène, à partir de la date du troisième anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

### Troisième anniversaire — rampes de chargement existantes

**(2)** Les exigences prévues aux articles 28 et 35 s'appliquent aux rampes de chargement existantes, à l'exception des rampes désignées rampes de liquide à haute concentration de benzène, visées à l'alinéa 8(1)a), à partir de la date du troisième anniversaire de l'entrée en vigueur du présent règlement.

## Période supplémentaire

### Désignation

**115 (1)** Sous réserve des paragraphes (4) et (5) et des articles 116 à 120, l'exploitant peut désigner qu'un réservoir existant est un réservoir visé par une application différée ou qu'une rampe de chargement existante est une rampe de chargement visée par une application différée et bénéficier d'une période supplémentaire pour se conformer aux exigences visées à l'article 114.

### Haute concentration de benzène

**(2)** Une désignation au titre du paragraphe (1) ne peut être appliquée à un réservoir de liquide à haute concentration de benzène ou à une rampe de chargement désignée rampe de chargement de liquide à haute concentration de benzène visée à l'alinéa 8(1)a).

### Inventaire et dossiers

**(3)** Une désignation au titre du paragraphe (1) doit être consignée à l'inventaire établi conformément à l'article 104 et indiquée dans les dossiers tenus pour ce réservoir ou cette rampe de chargement conformément aux articles 105 ou 106.

### Au moins deux réservoirs existants

**(4)** Un réservoir existant peut être désigné au titre du paragraphe (1) si au moins deux réservoirs existants à l'installation ont été munis d'un toit flottant interne ou d'un système de contrôle des vapeurs suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

### Facteur de charge

**(5)** Si le facteur de chargement total à l'installation, calculé conformément à la méthode prévue à l'article 1 de

Schedule 3 is greater than or equal to 7 on the day on which these Regulations come into force, an existing loading rack may be designated under subsection (1) only if at least one existing loading rack at the facility has been equipped with a vapour control system after the day on which these Regulations come into force.

#### Fourth year — tanks

**116 (1)** In the fourth year after the day on which these Regulations come into force, the number of existing tanks that may be designated under subsection 115(1) at a facility may not exceed the lesser of the following values:

- (a) 20%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks indicated in the report of registration of the facility in accordance with paragraph 111(1)(h); and
- (b) 12.

#### Two loading racks

**(2)** In the fourth year after the day on which these Regulations come into force, no more than two loading racks at a facility may be designated under subsection 115(1).

#### Fifth year — tanks

**117 (1)** In the fifth year after the day on which these Regulations come into force, the number of existing tanks may be designated under subsection 115(1) at a facility may not exceed the lesser of the following values:

- (a) 15%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks indicated in the report of registration of the facility in accordance with paragraph 111(1)(h); and
- (b) nine.

#### One loading rack

**(2)** In the fifth year after the day on which these Regulations come into force, no more than one loading rack at a facility may be designated under subsection 115(1).

#### Sixth year — tanks

**118 (1)** In the sixth year after the day on which these Regulations come into force, the number of existing tanks that may be designated under subsection 115(1) at a facility may not exceed the lesser of the following values:

- (a) 10%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks indicated in the report of registration of the facility in accordance with paragraph 111(1)(h); and
- (b) six.

l'annexe 3, était supérieur ou égal à 7 à la date d'entrée en vigueur du présent règlement, une rampe de chargement existante peut être désignée au titre du paragraphe (1) si au moins une rampe de chargement existante à l'installation a été munie d'un système de contrôle des vapeurs suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

#### Quatrième année — réservoirs

**116 (1)** Dans la quatrième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, le nombre de réservoirs existants à une installation qui peuvent être désignés au titre du paragraphe 115(1) ne peut excéder la moins élevée des valeurs suivantes :

- a) la valeur équivalente à 20 %, arrondi vers le haut au pour cent près, du nombre total de réservoirs prévu dans le rapport d'enregistrement de l'installation présenté conformément à l'alinéa 111(1)h);
- b) douze.

#### Deux rampes de chargement

**(2)** Dans la quatrième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, au plus deux rampes de chargement existantes d'une installation peuvent être désignées au titre du paragraphe 115(1).

#### Cinquième année — réservoirs

**117 (1)** Dans la cinquième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, le nombre de réservoirs existants à une installation qui peuvent être désignés au titre du paragraphe 115(1) ne peut excéder la moins élevée des valeurs suivantes :

- a) la valeur équivalente à 15 %, arrondi vers le haut au pour cent près, du nombre total de réservoirs prévu dans le rapport d'enregistrement de l'installation présenté conformément à l'alinéa 111(1)h);
- b) neuf.

#### Une rampe de chargement

**(2)** Dans la cinquième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, une seule rampe de chargement existante d'une installation peut être désignée au titre du paragraphe 115(1).

#### Sixième année — réservoirs

**118 (1)** Dans la sixième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, le nombre de réservoirs existants à une installation qui peuvent être désignés au titre du paragraphe 115(1) ne peut excéder la moins élevée des valeurs suivantes :

- a) la valeur équivalente à 10 %, arrondi vers le haut au pour cent près, du nombre total de réservoirs prévu dans le rapport d'enregistrement de l'installation présenté conformément à l'alinéa 111(1)h);
- b) six.

**No loading racks**

**(2)** Beginning in the sixth year after the day on which these Regulations come into force, no loading racks at a facility may be designated under subsection 115(1).

**Seventh year — tanks**

**119** In the seventh year after the day on which these Regulations come into force, the number of existing tanks that may be designated under subsection 115(1) at a facility may not exceed the lesser of the following values:

**(a)** 5%, rounded up to the nearest whole number, of the total number of tanks at the facility indicated in the report of registration of the facility in accordance with paragraph 111(1)(h); and

**(b)** three.

**Eighth year — no tanks**

**120** Beginning in the eighth year after the day on which these Regulations come into force, no existing tanks at a facility may be designated under subsection 115(1).

## Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

**121** The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*<sup>1</sup> is amended by adding the following in numerical order:

	Column 1	Column 2
Item	Regulations	Provisions
44	<i>Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations</i>	(a) section 28 (b) section 30 (c) section 31 (d) section 32 (e) section 33 (f) section 34 (g) section 35 (h) section 36

<sup>1</sup> SOR/2012-134

**Aucune rampe de chargement**

**(2)** À compter de la sixième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, aucune rampe de chargement existante d'une installation ne peut être désignée au titre du paragraphe 115(1).

**Septième année — réservoirs**

**119** Dans la septième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, le nombre de réservoirs existants à une installation qui peuvent être désignés au titre du paragraphe 115(1) à une installation ne peut excéder la moins élevée des valeurs suivantes :

**a)** la valeur équivalente à 5 %, arrondi vers le haut au pour cent près, du nombre total de réservoirs prévu dans le rapport d'enregistrement de l'installation présenté conformément à l'alinéa 111(1)h);

**b)** trois.

**Huitième année — aucun réservoir**

**120** À compter de la huitième année suivant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, aucun réservoir existant d'une installation ne peut être désigné au titre du paragraphe 115(1).

## Modification connexe au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

**121** L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>1</sup> est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Règlement	Dispositions
44	<i>Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils)</i>	a) article 28 b) article 30 c) article 31 d) article 32 e) article 33 f) article 34 g) article 35 h) article 36

<sup>1</sup> DORS/2012-134



Column 1		Column 2	Colonne 1		Colonne 2
Item	Regulations	Provisions	Article	Règlement	Dispositions
		(i) section 40			i) article 40
		(j) section 42			j) article 42
		(k) subsection 43(1)			k) paragraphe 43(1)
		(l) subsection 45(1)			l) paragraphe 45(1)
		(m) section 46			m) article 46
		(n) subsection 47(1)			n) paragraphe 47(1)
		(o) subsection 48(1)			o) paragraphe 48(1)
		(p) subsection 49(2)			p) paragraphe 49(2)
		(q) section 50			q) article 50
		(r) subsection 51(1)			r) paragraphe 51(1)
		(s) section 52			s) article 52
		(t) subsection 53(1)			t) paragraphe 53(1)
		(u) section 54			u) article 54
		(v) section 55			v) article 55
		(w) subsection 56(1)			w) paragraphe 56(1)
		(x) subsection 58(1)			x) paragraphe 58(1)
		(y) section 59			y) article 59
		(z) section 60			z) article 60
		(z.1) section 61			z.1) article 61
		(z.2) subsection 62(1)			z.2) paragraphe 62(1)
		(z.3) section 63			z.3) article 63
		(z.4) section 64			z.4) article 64
		(z.5) subsection 65(1)			z.5) paragraphe 65(1)
		(z.6) subsection 66(1)			z.6) paragraphe 66(1)
		(z.7) subsection 67(1)			z.7) paragraphe 67(1)
		(z.8) section 68(1)			z.8) article 68
		(z.9) section 69(1)			z.9) article 69
		(z.91) section 70(1)			z.91) article 70
		(z.92) subsection 82(1)			z.92) paragraphe 82(1)
		(z.93) section 96			z.93) article 96
		(z.94) subsection 97(1)			z.94) paragraphe 97(1)
		(z.95) subsection 100(1)			z.95) paragraphe 100(1)

## Coming into Force

### Registration

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

## Entrée en vigueur

### Enregistrement

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

**SCHEDULE 1**

(Subsections 57(1) and 66(1), paragraph 86(a), subsection 88(1), paragraph 89(a) and section 91)

## Measuring Seal Gaps for Floating Roof Tanks

### Control Conditions

**1** The measurement of the seal gap of a floating roof tank must be performed under the following control conditions:

**(a)** a set of uniform cylindrical probes of varying diameters that meet the following criteria must be used:

**(i)** the smallest probe must have a diameter of 0.3 cm,

**(ii)** one of the probes must have a diameter of 4 cm, if a primary seal gap is being measured, or a diameter of 1.3 cm, if a secondary seal gap is being measured, and

**(iii)** each probe must have a diameter that is less than double the diameter of the next smallest probe;

**(b)** the liquid level in the tank must not change while measurements are being taken;

**(c)** if the tank is an external floating roof tank, all seal gap measurements must be taken while the floating roof is freely floating on the surface of the liquid, and not when it is resting on a support structure or suspension system; and

**(d)** if a primary seal gap is being measured, any secondary seal or cover that restricts access to the primary seal is pulled away from the tank wall, removed, or otherwise positioned such that it will not interfere with the measurement.

### Procedure

**2** The following procedure must be followed to measure the seal gap of a floating roof tank:

**(a)** identify all seal gaps on the circumference of the tank by passing a probe that has a diameter of 0.3 cm between the seal and the wall of the tank without forcing or binding the probe against the seal;

**(b)** determine the length of each seal gap by measuring, in centimetres, the circumferential distance along

**ANNEXE 1**

(paragraphes 57(1) et 66(1), alinéa 86a), paragraphe 88(1), alinéa 89a) et article 91)

## Mesure des interstices des joints de réservoirs à toit flottant

### Conditions de contrôle

**1** La mesure des interstices des joints de réservoirs à toit flottant doit être effectuée dans les conditions de contrôle suivantes :

**a)** à l'aide d'un ensemble de sondes cylindriques uniformes de différents diamètres qui satisfont aux critères suivants :

**(i)** la plus petite sonde doit avoir un diamètre de 0,3 cm,

**(ii)** l'une des sondes doit avoir un diamètre de 4 cm, dans le cas de la mesure de l'interstice du joint primaire, ou un diamètre de 1,3 cm dans le cas de la mesure de l'interstice du joint secondaire,

**(iii)** le diamètre de chaque sonde doit être inférieur au double de celui de la plus petite sonde suivante;

**b)** le niveau de liquide dans le réservoir ne doit pas changer pendant la prise des mesures;

**c)** si le réservoir est un réservoir à toit flottant externe, toutes les mesures des interstices des joints doivent être prises lorsque le toit flottant flotte librement sur la surface du liquide et non lorsqu'il repose sur une structure de soutien ou sur un système de suspension;

**d)** dans le cas de la mesure de l'interstice d'un joint primaire, tout joint secondaire ou toute couverture qui restreint l'accès au joint primaire doivent être éloignés de la paroi du réservoir, retirés ou positionnés de manière à ne pas interférer avec la prise de mesure.

### Procédure

**2** La procédure ci-après doit être suivie pour mesurer les interstices des joints d'un réservoir à toit flottant :

**a)** repérer les interstices des joints sur la circonférence du réservoir en passant une sonde de 0,3 cm de diamètre entre le joint et la paroi du réservoir sans forcer la sonde ni la coller contre le joint;

**b)** mesurer la longueur de chaque interstice, en centimètres, la distance circonférentielle le long de la paroi

the tank wall between the two extreme opposite ends of the seal gap;

**(c)** determine the surface area of each gap by using successively larger probes to measure, in centimetres, the width of the gap between the seal and the wall of the tank, and then multiplying each width by its respective length determined under paragraph (c) (if the width of the seal gap at any point is larger than the diameter of one probe but smaller than the diameter of the next probe, then the width must be linearly interpolated using the measurements of those two probes);

**(d)** determine and record the width of the widest seal gap;

**(e)** sum the individual surface areas determined under paragraph (c) for all seal gaps identified under paragraph (a); and

**(f)** divide the total surface area determined under paragraph (e) by the inside diameter of the tank and record the result in cm<sup>2</sup> per m.

## SCHEDULE 2

(Paragraph 84(1)(b) and subsection 84(2))

# Measuring VOC Vapour Concentration in Internal Floating Roof Tanks

## Control Conditions

**1** The measurement of VOC vapour concentration in the space between the fixed roof and the floating roof of an internal floating roof tank must be performed under the following conditions:

**(a)** the volume of liquid in the tank must not be reduced by more than 25% of the tank's total liquid capacity during the eight-hour period that precedes the taking of the measurement;

**(b)** the wind speed must be less than 10 km/h while a measurement is being taken (unless the average monthly wind speed in the month when the measurement is taken exceeds 10 km/h, as determined at the nearest meteorological observation station to the facility that is listed in the most recent Canadian Climate Normals data set published by Meteorological Service of Canada, in which case the measurement must instead be taken when the wind speed is less than 15 km/h);

**(c)** the measurement must be taken at a vertical distance of between 2 and 4 m below the fixed roof, (unless

du réservoir entre les deux extrémités opposées de l'interstice;

**(c)** déterminer la taille de chaque interstice en mesurant, en centimètres, à l'aide de sondes de diamètre de plus en plus grand, la largeur de l'interstice entre le rebord et la paroi du réservoir, et en multipliant chaque largeur par la longueur de l'interstice déterminé à l'alinéa b) (si la largeur de l'interstice en un point quelconque est supérieure au diamètre d'une sonde, mais inférieure au diamètre de la prochaine sonde, la largeur doit être calculée par interpolation linéaire à partir des mesures prises par ces deux sondes);

**(d)** calculer et consigner la largeur de l'interstice le plus large;

**(e)** additionner les tailles individuelles calculées à l'alinéa c) pour tous les interstices trouvés à l'alinéa a);

**(f)** diviser la taille totale calculée à l'alinéa e) par le diamètre intérieur du réservoir et consigner le résultat en centimètres cubes par mètre.

## ANNEXE 2

(alinéa 84(1)b) et paragraphe 84(2))

# Mesure de la concentration des vapeurs de COV des réservoirs à toit flottant interne

## Conditions de contrôle

**1** La mesure de la concentration des vapeurs de COV dans l'espace situé entre le toit fixe et le toit flottant interne d'un réservoir à toit flottant interne doit être effectuée dans les conditions de contrôle suivantes :

**(a)** le volume de liquide dans le réservoir ne doit pas être réduit de plus de 25 % de la capacité totale de liquide du réservoir pendant la période de huit heures précédant la prise de mesure;

**(b)** la vitesse du vent doit être inférieure à 10 km/h pendant la prise des mesures (si la vitesse moyenne du vent au cours du mois pendant lequel la mesure est prise est supérieure à 10 km/h, telle qu'elle est déterminée à la station d'observation météorologique la plus proche de l'installation selon les données les plus récentes des normales climatiques canadiennes publiées par le Service météorologique du Canada, la mesure est prise lorsque la vitesse du vent est inférieure à 15 km/h);

**(c)** la mesure doit être prise entre 2 et 4 m de distance verticale au-dessous du toit fixe (s'il y a moins de 3 m de

the vertical distance between the fixed roof and the floating roof is less than 3 m, in which case the measurement must instead be taken at half of the vertical distance between the fixed roof and the floating roof);

**(d)** the measurement must be taken at least 2 m away from any open hatches, covers or other emissions control devices through which vapours could be exchanged with the outside environment; and

**(e)** in the case of an inspection referred to in subsection 84(2) of these Regulations, the liquid level in the tank must:

- (i)** be at or above half of the highest design liquid fill level of the tank,
- (ii)** not have changed during the four-hour period that precedes the taking of the measurement, and
- (iii)** not change while the measurement is being taken.

## Procedure

**2** The following procedure must be followed to measure the VOC vapour concentration in the space between the fixed roof and the floating roof of an internal floating roof tank:

- (a)** use an instrument referred to in subsection 20(2) of these Regulations;
- (b)** record:
  - (i)** the type of instrument that was used,
  - (ii)** the estimated wind speed at the time of the measurement,
  - (iii)** the volume of liquid in the tank at the time of the measurement, eight hours before the time of the measurement, and, in the case of an inspection referred to in subsection 84(2) of these Regulations, four hours before the time of the measurement, and
  - (iv)** the result of the measurement; and
- (c)** if the instrument reading is in units other than LEL%, convert the value of the reading to LEL%, and record the original instrument reading, the conversion calculation and the converted value.

distance verticale entre le toit fixe et le toit flottant, la mesure doit être prise à la moitié de la distance verticale entre le toit fixe et le toit flottant);

**d)** la mesure doit être prise à au moins 2 m des trappes, couvercles et autres dispositifs de contrôle des émissions par lesquels des vapeurs peuvent être échangées avec l'extérieur;

**e)** dans le cas de l'inspection annuelle visée au paragraphe 84(2), le niveau de liquide dans le réservoir doit satisfaire aux conditions suivantes :

- (i)** être à au moins la moitié du niveau nominal de remplissage de liquide le plus élevé du réservoir,
- (ii)** ne pas avoir changé pendant au moins quatre heures avant la prise de la mesure,
- (iii)** ne pas changer pendant la prise de mesure.

## Procédure

**2** La procédure ci-après doit être suivie pour mesurer la concentration des vapeurs de COV dans l'espace situé entre le toit fixe et le toit flottant interne d'un réservoir à toit flottant interne :

- a)** utiliser l'un des instruments autorisés prévus au paragraphe 20(2);
- b)** consigner les renseignements suivants sur la mesure :
  - (i)** le type d'instrument qui a été utilisé,
  - (ii)** la vitesse du vent estimée au moment de la mesure,
  - (iii)** le volume de liquide dans le réservoir au moment de la mesure et huit heures avant le moment de la mesure, et, le cas échéant, dans le cas de l'inspection annuelle visée au paragraphe 84(2), le volume de liquide quatre heures avant la mesure doit également être consigné,
  - (iv)** les résultats de la mesure;
- c)** si la mesure de l'instrument est exprimé dans d'autres unités que le pourcentage LIE, convertir la valeur en pourcentage LIE et consigner le premier résultat obtenu par l'instrument, la valeur convertie et le calcul de conversion.

**SCHEDULE 3**

(Clauses 8(1)(c)(i)(A) and (B) and 8(1)(c)(ii)(A) and (B), subparagraph 46(b)(ii) and subsection 115(5))

**Calculation of Loading Factors****Total Loading Factor**

**1** The total loading factor of a facility for the previous calendar year must be calculated according to the following method:

**(a)** determine the TVP and the benzene concentration of the liquid of each volatile petroleum liquid loaded at the facility;

**(b)** for fixed roof tanks and each type of vehicle receiving volatile petroleum liquids with a loading rack, calculate the loading factor for each volatile petroleum liquid as determined by the formula

$$LF = V \div (F_{\text{benz}} \times F_{\text{TVP}} \times F_{\text{load}} \times 25\,000)$$

where

**LF** is the loading factor;

**V** is the volume of the volatile petroleum liquid loaded, as calculated in accordance with the method set out in paragraph (c),

**F<sub>benz</sub>** is the value set out in column 2 of Table 1 to this section for the benzene concentration determined under paragraph (a),

**F<sub>TVP</sub>** is the value set out in column 2 of Table 2 to this section for the TVP determined under paragraph (a), and

**F<sub>load</sub>** is the value set out in column 2 of Table 3 to this section for the loading recipient referred to in column 1;

**(c)** for fixed roof tanks and each type of vehicle receiving volatile petroleum liquids with a loading rack at the facility, determine the volume of each volatile petroleum liquid, in standard m<sup>3</sup>, that is loaded without the use of a vapour control system during the previous calendar year, taking into account the following modifications, if applicable:

**(i)** if no volatile petroleum liquid was loaded at the facility during the previous calendar year the volume that is expected to be loaded during the current calendar year must be determined,

**(ii)** in the case of a vehicle, if the liquid loaded is not a volatile petroleum liquid and the liquid most recently contained in the vehicle tank was a volatile

**ANNEXE 3**

(divisions 8(1)(c)(i)(A) et (B) et (ii)(A) et (B), sous-alinéa 46b)(ii) et paragraphe 115(5))

**Calcul du facteur de chargement****Facteur de chargement total**

**1** Le facteur de chargement total d'une installation pour l'année civile précédente est calculé selon la méthode suivante :

**a)** déterminer la PVR et la concentration de benzène du liquide de chaque liquide pétrolier volatil chargé à l'installation;

**b)** pour les réservoirs à toit fixe et pour chaque type de véhicule recevant un liquide pétrolier volatil d'une rampe de chargement, calculer le facteur de chargement pour chaque liquide pétrolier volatil, selon la formule suivante :

$$FC = V \div (F_{\text{benz}} \times F_{\text{PVR}} \times F_{\text{charg}} \times 25\,000)$$

où :

**FC** représente le facteur de chargement;

**V** le volume du liquide volatil pétrolier chargé, calculé selon la manière indiquée à l'alinéa c);

**F<sub>benz</sub>** la valeur figurant dans la colonne 2 du tableau 1 du présent article, selon la concentration de benzène déterminée à l'alinéa a);

**F<sub>PVR</sub>** la valeur figurant dans la colonne 2 du tableau 2 du présent article, selon la PVR déterminée à l'alinéa a) ;

**F<sub>charg</sub>** la valeur figurant dans la colonne 2 du tableau 3 du présent article, selon le type de destinataire de la charge figurant à la colonne 1;

**c)** pour les réservoirs à toit fixe et pour chaque type de véhicule recevant un liquide pétrolier volatil d'une rampe de chargement à l'installation, déterminer le volume de chaque liquide pétrolier volatil, en m<sup>3</sup> normalisés, qui a été chargé sans l'utilisation d'un système de contrôle des vapeurs au cours de l'année civile précédente en tenant compte, selon le cas, des modifications suivantes :

**(i)** si aucun chargement de liquide pétrolier volatil n'a eu lieu à l'installation au cours de l'année civile précédente, le volume de chargement prévu pour l'année civile en cours,

petroleum liquid and the vapours were not purged to a vapour control system before the the liquid that is not a volatile petroleum liquid was loaded, the liquid loaded is considered to be the volatile petroleum liquid that was most recently contained in the vehicle tank, and

(iii) if a loading rack was equipped with a vapour control system in accordance with section 35 during the previous or current calendar year, the volume of volatile petroleum liquid loaded with that loading rack is not included in the calculation of the volume; and

(d) calculate the sum of the loading factors calculated under paragraph (b), which constitutes the facility's total loading factor.

(ii) dans le cas d'un véhicule, si le liquide chargé n'est pas un liquide pétrolier volatil et que le dernier liquide contenu dans le réservoir du véhicule était un liquide pétrolier volatil et que les vapeurs n'ont pas été purgées dans un système de contrôle des vapeurs avant le chargement du liquide qui n'est pas un liquide pétrolier volatil, le liquide chargé est considéré comme étant le dernier liquide pétrolier volatil contenu,

(iii) si une rampe de chargement était munie d'un système de contrôle des vapeurs en application de l'article 35 durant l'année civile précédente ou l'année civile en cours, le volume de liquide pétrolier volatil chargé avec cette rampe n'est pas inclus dans le calcul du volume;

d) additionner les facteurs de chargement calculés à l'alinéa b). La valeur obtenue correspond au facteur de chargement total à l'installation.

TABLE 1

Item	Column 1 Benzene Concentration (% by weight)	Column 2 $F_{benz}$
1	Less than 0.5	2.4
2	0.5 to 1.0 <sup>1</sup>	1
3	1.1 to 2.0	0.6
4	2.1 to 10.0	0.2
5	Greater than 10	0.02

<sup>1</sup> Use  $F_{benz} = 1$  for gasoline, regardless of actual benzene concentration

TABLE 2

Item	Column 1 TVP (kPa)	Column 2 $F_{TVP}$
1	3.5 to 10.0	1
2	10.1 to 35.0	2.8
3	35.1 to 65 <sup>1</sup>	1
4	Greater than 65	0.4

<sup>1</sup> Use  $F_{TVP} = 1$  for gasoline, regardless of actual benzene concentration

TABLE 3

Item	Column 1 Loading Recipient	Column 2 $F_{load}$
1	Truck	1
2	Railcar	1
3	Ship or transport barge	1.5

TABLEAU 1

Article	Colonne 1 Concentration de benzène (% en poids)	Colonne 2 $F_{benz}$
1	Moins de 0,5	2,4
2	0,5 à 1,0 <sup>1</sup>	1
3	1,1 à 2,0	0,6
4	2,1 à 10,0	0,2
5	Plus de 10	0,02

<sup>1</sup> Utiliser  $F_{benz} = 1$  pour l'essence, quelle que soit la concentration réelle de benzène.

TABLEAU 2

Article	Colonne 1 PVR (kPa)	Colonne 2 $F_{PVR}$
1	3,5 à 10	1
2	10,1 à 35,0	2,8
3	35,1 à 65,0 <sup>1</sup>	1
4	Plus de 65	0,4

<sup>1</sup> Utiliser  $F_{PVR} = 1$  pour l'essence, quelle que soit la concentration réelle de benzène.

TABLEAU 3

Article	Colonne 1 Destinataire de la charge	Colonne 2 $F_{charg}$
1	Camion	1
2	Wagon porte-rails	1
3	Navire ou barge de transport	1,5

	Column 1	Column 2	
Item	Loading Recipient	$F_{load}$	
4	Vehicle other than truck, railcar, ship or transport barge		1
5	Fixed Roof Tank		1

## Total Daily Loading Factor

**2** The total daily loading factor of a facility must be calculated according to the following method:

**(a)** determine the TVP and the benzene concentration of the liquid of each volatile petroleum liquid loaded at the facility;

**(b)** for fixed roof tanks and for each type of vehicle receiving volatile petroleum liquids with a loading rack, calculate the daily loading factor for each volatile petroleum liquid as determined by the formula

$$DLF = V_D \div F_D$$

where

**DLF** is the daily loading factor,

**$V_D$**  is the daily volume of the volatile petroleum liquid loaded, as calculated in accordance with the method set out in paragraph (c),

**$F_D$**  is the value set out in column 3 of the table to this section for the loading recipient set out in column 1, the benzene concentration referred to in column 2 and the TVP set out in column 3, as applicable;

**(c)** for fixed roof tanks and for each type of vehicle receiving volatile petroleum liquids through a loading rack, determine the highest volume of each volatile petroleum liquid, in standard  $m^3$ , that is loaded without the use of a vapour control system during a day in the previous calendar year, taking into account the following modifications, if applicable:

**(i)** if the liquid loaded is not a volatile petroleum liquid and the most recent liquid contained in the vehicle tank was a volatile petroleum liquid and the vapours were not purged to a vapour control system prior to loading the liquid that is not a volatile petroleum liquid, the liquid loaded is considered to be the volatile petroleum liquid that was most recently contained in the vehicle tank, and

**(ii)** if a loading rack was equipped with a vapour control system in accordance with section 35 during that day, the volume of volatile petroleum liquid loaded with that loading rack is not included in the calculation of the volume; and

	Colonne 1	Colonne 2	
Article	Destinataire de la charge	$F_{charg}$	
4	Véhicule autre qu'un camion, un wagon porte-rails, un navire ou une barge de transport		1
5	Réservoir à toit fixe		1

## Facteur de chargement journalier total

**2** Le facteur de chargement journalier total d'une installation est calculé selon la méthode suivante :

**a)** déterminer la PVR et la concentration de benzène du liquide de chaque liquide pétrolier volatil chargé à l'installation;

**b)** pour les réservoirs à toit fixe et pour chaque type de véhicule recevant un liquide pétrolier volatil par une rampe de chargement, calculer le facteur de chargement journalier pour chaque liquide pétrolier volatil, selon la formule suivante :

$$FCJ = V_J \div F_J$$

où :

**FCJ** représente le facteur de chargement journalier;

**$V_J$**  le volume journalier du liquide volatil pétrolier chargé, calculé selon la manière indiquée à l'alinéa c);

**$F_J$**  la valeur figurant dans la colonne 3 du tableau du présent article, selon le type de destinataire de la charge figurant à la colonne 1, la concentration de benzène figurant à la colonne 2 et la PVR, selon le cas, figurant à la colonne 3;

**c)** pour les réservoirs à toit fixe et pour chaque type de véhicule recevant un liquide pétrolier volatil par une rampe de chargement, déterminer le volume le plus élevé de chaque liquide pétrolier volatil, en  $m^3$  normalisés, qui a été chargé sans l'utilisation d'un système de contrôle des vapeurs durant une journée au cours de l'année civile précédente en tenant compte, selon le cas, des modifications suivantes :

**(i)** si le liquide chargé n'est pas un liquide pétrolier volatil et que le dernier liquide contenu dans le réservoir du véhicule était un liquide pétrolier volatil et que les vapeurs n'ont pas été purgées dans un système de contrôle des vapeurs avant le chargement du liquide qui n'est pas un liquide pétrolier volatil, le liquide chargé est considéré comme étant le dernier liquide pétrolier volatil contenu,

**(ii)** si une rampe de chargement était munie d'un système de contrôle des vapeurs en application de

**(d)** calculate the sum of the daily loading factors calculated in paragraph (b), which constitutes the facility's total daily loading factor.

l'article 35 durant cette journée, le volume de liquide pétrolier volatil chargé avec cette rampe n'est pas inclus dans le calcul du volume;

**d)** additionner les facteurs de chargement journaliers calculés à l'alinéa b). La valeur obtenue correspond au facteur de chargement journalier total à l'installation.

**TABLE**

Item	Column 1 Loading Recipient	Column 2 Benzene Concentration (% by weight)	Column 3 $F_D$
1	Truck, railcar, vehicle other than ship or transport barge, fixed roof tank	(1) Less than 0.5	(a) 10 000, if TVP is less than 35 kPa (b) 2 000, if TVP is greater than or equal to 35 kPa
		(2) 0.5 to 1 <sup>1</sup>	500
		(3) Greater than 1	30
2	Ship or transport barge	(1) Less than 0.5	(a) 15 000, if TVP is less than 35 kPa (b) 4 000, if TVP is greater than or equal to 35 kPa
		(2) 0.5 to 1 <sup>2</sup>	1 100
		(3) Greater than 1	50

<sup>1</sup> Use  $F_D = 500$  for gasoline, regardless of actual benzene concentration

<sup>2</sup> Use  $F_D = 1100$  for gasoline, regardless of actual benzene concentration

**TABLEAU**

Article	Colonne 1 Destinataire de la charge	Colonne 2 Concentration de benzène (% en poids)	Colonne 3 $F_J$
1	Camion, wagon porte-rails, véhicule autre qu'un navire ou une barge de transport, réservoir à toit fixe	(1) Moins de 0,5	a) 10 000, si la PVR est inférieure à 35 kPa b) 2 000, si la PVR est supérieure ou égale à 35 kPa
		(2) 0,5 à 1 <sup>1</sup>	500
		(3) Plus de 1	30
2	Navire ou barge de transport	(1) Moins de 0,5	a) 15 000, si la PVR est inférieure à 35 kPa b) 4 000, si la PVR est supérieure ou égale à 35 kPa
		(2) 0,5 à 1 <sup>2</sup>	1 100
		(3) Plus de 1	50

<sup>1</sup> Utiliser  $F_J = 500$  pour l'essence, quelle que soit la concentration réelle de benzène.

<sup>2</sup> Utiliser  $F_J = 1 100$  pour l'essence, quelle que soit la concentration réelle de benzène.



## Canada Offshore Renewable Energy Regulations

### Statutory authority

*Canadian Energy Regulator Act*

### Sponsoring department

Department of Natural Resources

## REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

*(This statement is not part of the Regulations.)*

### Executive summary

**Issues:** The *Canadian Energy Regulator Act* (CER Act) came into force in 2019 setting out the legislative framework for the oversight of the full life cycle of an offshore renewable energy (ORE) project and offshore power line. The CER Act specifies what factors must be considered in determining whether to issue an authorization to carry out any work or activity related to an ORE project or offshore power line, but it does not provide the detailed requirements that must be met by an operator in order to obtain the authorization, conditions that may be imposed on an authorization, or the requirements that must be continually met to ensure that those works or activities can be executed in a manner that protects the environment and the safety and security of persons and infrastructure.

**Description:** The proposed *Canada Offshore Renewable Energy Regulations* (the “proposed Regulations”) would operationalize Part 5 of the CER Act by establishing comprehensive requirements respecting work and activities related to ORE projects and offshore power lines for the purposes of safety, security, and environmental protection.

**Rationale:** The proposed Regulations are required to operationalize the ORE regime under the CER Act and to provide the certainty needed for the ORE industry to develop in Canada. The proposed Regulations would contribute to ensuring the safety, security, and environmental protection of ORE projects in Canada. The net impact of the proposed Regulations was considered qualitatively, with incremental benefits including improved safety, security, and environmental outcomes for ORE projects. Incremental costs arising from

## Règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière au Canada

### Fondement législatif

*Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*

### Ministère responsable

Ministère des Ressources naturelles

## RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

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

### Résumé

**Enjeux :** La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (LRCE) est entrée en vigueur en 2019 en fixant le cadre législatif pour la surveillance du cycle de vie complet d'un projet d'énergie extracôtière renouvelable (EER) et d'une ligne extracôtière. La LRCE précise les éléments à prendre en compte pour établir si une autorisation doit être délivrée afin que les activités liées à un projet d'EER ou à une ligne extracôtière soient effectuées, mais ne fournit pas les exigences détaillées auxquelles doit satisfaire un exploitant pour obtenir l'autorisation, les conditions qui peuvent être imposées à une autorisation ni les exigences qui doivent continuellement être respectées pour garantir que ces activités peuvent être exécutées d'une manière qui protège l'environnement et la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures.

**Description :** Le projet de *Règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière au Canada* (le projet de règlement) mettra en œuvre la partie 5 de la LRCE en fixant des exigences complètes concernant, à des fins de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement, les activités liées aux projets d'EER ou aux lignes extracôtières.

**Justification :** Le projet de règlement est nécessaire pour rendre opérationnel le régime de l'EER en vertu de la LRCE et pour donner à l'industrie de l'EER l'assurance dont elle a besoin pour se développer au Canada. Le projet de règlement contribuera à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement des projets d'EER au Canada. L'effet net du projet de règlement a été pris en considération de manière qualitative, avec des avantages supplémentaires, y compris de meilleurs résultats en matière de sécurité, de sûreté et

the proposed Regulations would average less than \$1 million yearly and stem from the labour costs associated with mandatory reporting and inspection requirements, as well as costs related to the involvement of a certifying authority at the operations phase of a project.

de protection de l'environnement pour les projets d'EER. Les coûts supplémentaires découlant du projet de règlement sont estimés à moins d'un million de dollars par an en moyenne et sont liés aux coûts de main-d'œuvre associés aux exigences de rapports et d'inspection obligatoires ainsi qu'aux coûts associés à la participation d'une autorité de certification à l'étape d'exploitation d'un projet.

## Issues

Part 5 of the CER Act provides the legislative framework for oversight of the full life cycle of an offshore renewable energy (ORE) project and offshore power line. The CER Act provides the authority for the Commission of the Canada Energy Regulator (CER or Regulator) to issue authorizations for any work or activity related to those projects or power lines. The CER Act specifies the factors that must be considered in determining whether to issue an authorization, but it does not provide the detailed planning and technical requirements that must be met by an operator in order to obtain the authorization, conditions that may be imposed on the authorization, or the requirements that must be continually met to ensure that those works and activities can be executed in a manner that ensures safety, security, and environmental protection.

The proposed Regulations are required to operationalize the ORE regime under the CER Act and to provide the certainty needed for the ORE industry to develop in Canada.

## Background

Over 70% of the earth's surface is covered by seas and oceans that contain vast energy potential that can now be harnessed through technological advances in ORE. ORE refers to the use of offshore wind, waves, tides, ocean currents, offshore solar, underwater geothermal resources, marine biomass, and the temperature differential between surface water and the seabed to generate electricity.

As the world looks for cleaner sources of power, ORE technologies are gaining prominence, with offshore wind taking the lead. Globally, the ORE industry has grown rapidly with more than 60 000 megawatts of installed capacity in 2022, representing a twentyfold increase in the amount of energy produced worldwide from offshore wind since 2010. According to the International Energy Agency, global offshore wind capacity may increase fifteenfold from 2019 and attract around \$1 trillion of cumulative investment by 2040.

## Enjeux

La partie 5 de la LRCE définit le cadre législatif de la surveillance du cycle de vie complet d'un projet d'énergie extracôtière renouvelable (EER) et d'une ligne extracôtière. La LRCE confère à la Commission de la Régie de l'énergie du Canada (Régie) le pouvoir de délivrer des autorisations pour les activités liées à de tels projets ou lignes électriques. La LRCE précise les éléments à prendre en compte pour établir si une autorisation doit être délivrée, mais ne fournit pas les exigences de planification et techniques détaillées auxquelles doit satisfaire un exploitant pour obtenir l'autorisation, les conditions qui peuvent être imposées à une autorisation ni les exigences qui doivent continuellement être respectées pour garantir que ces activités peuvent être exécutées d'une manière qui assure la protection de l'environnement, la sûreté et la sécurité.

Le projet de règlement est nécessaire pour rendre opérationnel le régime de l'EER en vertu de la LRCE et pour donner à l'industrie de l'EER l'assurance dont elle a besoin pour se développer au Canada.

## Contexte

Plus de 70 % de la surface terrestre est recouverte de mers et d'océans qui recèlent un vaste potentiel énergétique pouvant désormais être exploité grâce aux avancées technologiques en EER. L'EER s'entend de l'utilisation des vents en mer, des vagues, des marées, des courants océaniques, de l'énergie solaire extracôtière, des ressources géothermiques sous-marines, de la biomasse marine et de la différence de température entre l'eau de surface et le fond marin pour produire de l'électricité.

Alors que le monde recherche des sources d'énergie plus propres, les technologies d'EER gagnent en importance, avec l'énergie éolienne extracôtière en tête. À l'échelle mondiale, l'industrie de l'EER a connu une croissance rapide avec une capacité installée de plus de 60 000 mégawatts en 2022, ce qui représente une multiplication par 20 de la quantité d'énergie produite dans le monde à partir de l'éolien en mer depuis 2010. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la capacité mondiale d'énergie éolienne extracôtière pourrait être multipliée par 15 à partir de 2019 et attirer un investissement cumulatif d'environ un billion de dollars d'ici 2040.

Offshore wind energy has become increasingly competitive as costs associated with the industry begin to rapidly decline. Many international jurisdictions have set ambitious offshore wind energy targets to help meet their climate goals and electrify new industries, such as clean hydrogen production. As offshore wind produces renewable energy at scales significantly greater than those of onshore wind and solar, it opens the opportunity to scale up the production of clean hydrogen and power-to-X, which could aid in the decarbonization of the transportation and hard-to-abate energy-intensive sectors.

Canada's vast coastline, bordering on three oceans, represents significant ORE resources and untapped potential for a low-carbon economic opportunity, which could make an important contribution to Canada's goal of net-zero emissions by 2050, the electrification and decarbonization of Canada's economy and the advancement of Canada's clean hydrogen industry and exports while stimulating economic opportunities for coastal provinces, territories, and communities.

On August 28, 2019, the CER Act came into force and repealed the *National Energy Board Act*. The CER Act created the CER, which replaced the former National Energy Board. Part 5 of the CER Act established the legislative framework for offshore renewable energy projects and offshore power lines, creating the authority to regulate the work and activities related to the full life cycle of ORE projects and offshore power lines located in the federal offshore area (which is commonly defined in maritime law as the waters falling seaward of the low water mark, excluding provincial waters located within the jaws of the land, and extending to the outer limits of the exclusive economic zone), from initial site assessment work identifying areas with potential for ORE projects, to the eventual decommissioning and abandonment of the ORE project facilities, equipment, and systems.

Part 5 of the CER Act also provides the authority to make regulations respecting safety, security, and environmental protection of ORE projects, to ensure industry and other stakeholders have a clear understanding of expectations regarding safety, security, and environmental protection, and to ensure ORE project proponents adopt best practices and best available technologies throughout the life cycle of projects.

Following the CER Act entering into force, Natural Resources Canada (NRCan) established the [Offshore Renewable Energy Regulations Initiative](#) (ORER Initiative) to

L'énergie éolienne extracôtière est toujours plus concurrentielle à mesure que les coûts associés à l'industrie commencent à diminuer rapidement. De nombreuses administrations internationales ont fixé d'ambitieuses cibles en matière d'énergie éolienne extracôtière afin de contribuer à la réalisation de leurs objectifs climatiques et à l'électrification de nouvelles industries, comme la production d'hydrogène propre. Comme les vents en mer produisent de l'énergie renouvelable à des échelles beaucoup plus grandes que celles de l'énergie éolienne et solaire côtière, ils offrent la possibilité d'augmenter la production d'hydrogène propre et la conversion de l'électricité excédentaire en X, ce qui pourrait favoriser la décarbonation des secteurs des transports et à forte intensité énergétique dont les émissions sont difficiles à éliminer.

Le vaste littoral du Canada, bordé par trois océans, représente des ressources d'EER non négligeables et un potentiel inexploité d'occasions économiques à faibles émissions de carbone, qui pourraient apporter une contribution importante à l'objectif de carboneutralité du Canada d'ici 2050, à l'électrification et à la décarbonation de l'économie canadienne et à la promotion de l'industrie et des exportations d'hydrogène propre du Canada tout en stimulant les occasions économiques pour les provinces, les territoires et les collectivités côtières.

Le 28 août 2019, la LRCE est entrée en vigueur et a abrogé la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La LRCE a mené à la création de la Régie, qui a remplacé l'ancien Office national de l'énergie. La partie 5 de la LRCE a fixé le cadre législatif pour les projets d'énergie extracôtière renouvelable et les lignes extracôtières, en établissant le pouvoir de réglementer les activités liées au cycle de vie complet des projets d'EER et des lignes extracôtières situés dans les zones extracôtières fédérales, qui sont communément définies en droit maritime comme les eaux tombant au large de la laisse de basse mer, sauf les eaux provinciales situées dans la mâchoire de la terre, et s'étendant jusqu'aux limites extérieures de la zone économique exclusive, depuis l'évaluation préliminaire du site définissant les zones présentant un potentiel pour les projets d'EER, jusqu'à la désaffectation et à la cessation d'exploitation éventuelles des installations, du matériel et des systèmes des projets d'EER.

La partie 5 de la LRCE confère également le pouvoir d'établir des règlements en rapport avec la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement des projets d'EER, pour veiller à ce que l'industrie et les autres intervenants comprennent bien les attentes en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement, et pour veiller à ce que les promoteurs de projets d'EER adoptent les pratiques exemplaires et les meilleures technologies accessibles tout au long du cycle de vie de leurs projets.

Après l'entrée en vigueur de la LRCE, Ressources naturelles Canada (RNCa) a créé l'[initiative de règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière](#) (initiative de REER)

develop the regulatory framework in order to operationalize Part 5 of the CER Act. The CER, as the life cycle regulator responsible for enforcing these future proposed Regulations, provided technical support and expertise to the ORE Initiative. The goal of the ORE Initiative is to develop a regulatory framework to ensure the highest level of safety, security, and environmental protection is achieved throughout the life cycle of ORE projects.

ORE Initiative participants were engaged starting in fall 2020 on the conceptual approach to the proposed Regulations and on the technical requirements that were then developed to form the basis of drafting instructions, and finally, in spring 2023, on a draft regulation. More than 200 parties were engaged on the ORE Initiative, including renewable energy industry companies/developers, industry associations, Indigenous groups and governments, certifying authorities, interested provinces and territories (notably the governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador), regulators, fishing groups, and environmental non-governmental organizations. Although there are other federal departments and agencies with statutory responsibilities in the offshore area that were engaged, the proposed Regulations do not impose any new duties or requirements on other departments or agencies.

The ORE Initiative proposes a combination approach of management-based and outcome-based regulatory frameworks, with a strong emphasis on safety management systems, to require operators to proactively anticipate, manage, mitigate and, where possible, eliminate potential hazards to safety, security, and the environment through various management, planning, and analysis activities. This combination approach provides the flexibility necessary to support the use of innovations in science, technologies, and methodologies that would increase safety, security, and environmental protection while reducing costs and allowing the proposed Regulations to remain evergreen as the ORE sector evolves over time.

In May 2023, [Bill C-49](#) was introduced in Parliament and proposed amendments to the *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* and the *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act* (collectively referred to as the “Accord Acts”) to modernize the legislation and expand the joint-management framework to enable new clean energy opportunities for the region and to expand the mandates of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board and the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (the “Offshore Petroleum Boards”) to include the regulation of ORE in the respective joint-management areas. Once engaged, the CER Act

pour élaborer le cadre réglementaire qui mettra en vigueur la partie 5 de la LRCE. La Régie, en tant qu'organisme de réglementation du cycle de vie responsable de l'application du futur projet de règlement, a fourni un soutien et une expertise techniques à l'initiative de REER. L'objectif de l'initiative de REER est d'élaborer un cadre réglementaire pour garantir le niveau le plus élevé de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement durant le cycle de vie de projets d'EER.

Les participants à l'initiative de REER ont été consultés dès l'automne 2020 sur l'approche conceptuelle du projet de règlement, sur les exigences techniques qui ont ensuite été élaborées pour servir de fondement aux instructions de rédaction et enfin sur un projet réglementaire au printemps 2023. Plus de 200 parties ont été consultées au sujet de l'initiative de REER, notamment des entreprises et des promoteurs du secteur des énergies renouvelables, des associations industrielles, des groupes et gouvernements autochtones, des autorités de certification, les provinces et territoires intéressés (notamment les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador), des organismes de réglementation, des groupes de pêcheurs et des organisations environnementales non gouvernementales. Bien que d'autres ministères et organismes fédéraux aient des responsabilités prévues par la loi dans les zones extracôtières, le projet de règlement n'impose pas de nouvelles obligations ou exigences à d'autres ministères ou organismes.

L'initiative de REER propose l'utilisation d'une approche combinée de cadres réglementaires axés sur la gestion et axés sur les résultats, en mettant fortement l'accent sur les systèmes de gestion de la sécurité, afin d'exiger des exploitants qu'ils anticipent, gèrent, atténuent et, dans la mesure du possible, éliminent de manière proactive les risques pour la sécurité, la sûreté et l'environnement au moyen de diverses activités de gestion, de planification et d'analyse. Cette approche combinée offre la flexibilité nécessaire pour favoriser l'utilisation d'innovations scientifiques, technologiques et méthodologiques qui améliorera la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement tout en réduisant les coûts et en permettant au projet de règlement de rester d'actualité à mesure qu'évolue le secteur de l'EER.

En mai 2023, le [projet de loi C-49](#) a été présenté au Parlement et a proposé des modifications à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* et à la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador* (appelées collectivement les lois de mise en œuvre) en vue de les moderniser et d'étendre le cadre de gestion conjointe pour favoriser de nouvelles possibilités d'énergie propre pour la région et élargir les mandats de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et de l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (les offices des hydrocarbures extracôtiers) afin d'y inclure la réglementation relative à

would no longer apply in the Canada–Newfoundland and Labrador and Canada–Nova Scotia joint-management areas. Regulations respecting the safety, security, and environmental protection of ORE projects in these areas would be required in order to operationalize the amended legislation; it is intended to use the proposed Regulations as the basis for these future regulations. Any proposed regulations under the future amended Accord Acts would be addressed in a separate regulatory proposal, should Bill C-49 receive royal assent.

### **Objective**

The primary objective of this proposal is to develop a comprehensive regulatory regime to guide the work and activities related to ORE projects and offshore power lines in Canada and to ensure these works and activities are undertaken in a manner that meets the prevailing industry standards and best practices for safety, security, and environmental protection.

The proposed Regulations are also intended to provide the certainty needed to inform development and investment decisions.

### **Description**

The proposed Regulations outline the requirements of an application for an authorization to carry out work or activities related to a project, the conditions of an authorization that must be met by an operator before the authorized work or activities can commence, and the ongoing requirements that an operator must meet while carrying out the authorized work or activity.

#### *Applications for authorizations*

The CER Act prohibits any work or activity that is related to an ORE project to be carried out in the offshore area, or any work or activity related to the construction, operation, or abandonment of any part of an offshore power line that is in a province, except in accordance with an authorization issued by the Commission of the CER.

The proposed Regulations would set out the requirements that an operator must meet in order to obtain an authorization for the suite of work or activities they propose to carry out at each major phase of a project life cycle — site assessment, construction and operations, and decommissioning and abandonment. This approach allows for one application and related authorization for each major phase of a project, rather than having numerous individual applications and authorizations for each discrete work or activity at each phase.

l'EER dans les zones de gestion conjointe respectives. Une fois en œuvre, la LRCE ne s'appliquera plus dans les zones de gestion conjointe Canada — Terre-Neuve-et-Labrador et Canada — Nouvelle-Écosse. Des règlements concernant la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement des projets d'EER dans ses zones seront requis afin de mettre en œuvre les lois modifiées; il est prévu d'utiliser le projet de règlement comme fondement des futurs règlements. Tout règlement proposé pris en vertu des futures lois de mise en œuvre modifiées fera l'objet d'une proposition réglementaire distincte, si le projet de loi C-49 reçoit la sanction royale.

### **Objectif**

L'objectif principal de la présente proposition est d'élaborer un régime réglementaire complet pour orienter les activités liées aux projets d'EER et aux lignes extracôtières au Canada et assurer que ces activités sont menées d'une manière qui respecte les normes en vigueur de l'industrie et les pratiques exemplaires en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement.

Le projet de règlement vise également à donner l'assurance nécessaire à la prise de décisions sur le développement et l'investissement.

### **Description**

Le projet de règlement énonce les exigences d'une demande d'autorisation pour mener les activités liées à un projet, les conditions d'une autorisation qui doivent être satisfaites par un exploitant avant le début des activités autorisées et les exigences permanentes qu'un exploitant doit respecter lorsqu'il exécute les activités autorisées.

#### *Demandes d'autorisation*

La LRCE interdit la tenue d'activités liées à un projet d'EER en zone extracôtière ou d'activités liées à la construction, à l'exploitation ou à la cessation d'exploitation de toute partie d'une ligne extracôtière située dans une province, sauf en conformité avec une autorisation délivrée par la Commission de la Régie.

Le projet de règlement énoncera les exigences auxquelles un exploitant doit satisfaire afin d'obtenir une autorisation pour l'ensemble des activités proposées à chaque étape importante du cycle de vie d'un projet — évaluation du site, construction et exploitation, et désaffectation et cessation d'exploitation. Une telle approche permet de présenter une seule demande et d'obtenir l'autorisation correspondante pour chaque grande étape d'un projet plutôt que d'avoir de nombreuses demandes et autorisations individuelles pour chaque activité distincte à chaque étape.

## Every application

Every application, regardless of phase, would contain a minimum set of requirements, as well as phase-specific requirements, which are tailored to the nature of work and risk level associated with the respective phase.

The level of detail required in the application, as well as any documents and information submitted, would be commensurate with the scope, nature, and complexity of the proposed work or activities. For example, during the site assessment phase, risks are much lower than in the construction, operations, or decommissioning and abandonment phases. The proposed Regulations appropriately consider and reflect this difference.

Every application requires detailed information regarding the proposed work and activities. This includes

- Contact information of the operator's authorized representative, as well as the designated accountable person for the project.
- An overview of the entire project, including any plans to execute the project in phases.
- A description of the work the operator wants to do at the phase of the life cycle to which the application would apply, including the objectives, scope, and location of the proposed work and a plan and schedule for carrying out the work.
- Information about any vessels, aircraft, vehicles, and equipment the operator proposes to use.
- Results of past relevant surveys and monitoring programs related to the project, and how these results influence the current plans.
- A description of the measures that the operator proposes to use to ensure compliance with all applicable safety, security, and environmental laws.
- A description of the potential effects that the work or activities that are the subject of the application may have on any other users of the operations site.
- A list of all necessary permits that are required in relation to the proposed work or activities.
- The target safety, security, and environmental protection levels for the proposed work or activities, which describe qualitatively or quantitatively (if possible) the measurable objectives for safety, security, and environmental protection that the operator commits to achieving while carrying on the proposed work or activities.
- A description of how the work aligns with past plans and technologies put forward in previously authorized work or activities, and any proposed changes with reasons and effects.

## Chaque demande

Chaque demande, indépendamment de l'étape, contiendra un ensemble minimal d'exigences ainsi que des exigences propres à l'étape, adaptées à la nature des activités et au niveau de risque associé à l'étape respective.

Le niveau de détail requis dans la demande ainsi que les documents et les renseignements soumis seront proportionnels à la portée, à la nature et à la complexité des activités proposées. Par exemple, à l'étape de l'évaluation du site, les risques sont beaucoup plus faibles qu'au cours des étapes de construction, d'exploitation, de désaffectation et de cessation d'exploitation. Le projet de règlement prend en compte et exprime une telle différence de manière appropriée.

Chaque demande requiert des renseignements détaillés à propos des activités proposées, notamment :

- les coordonnées du représentant autorisé de l'exploitant ainsi que de la personne responsable désignée pour le projet;
- un aperçu de l'ensemble du projet, y compris tout plan d'exécution du projet en plusieurs phases;
- une description des activités que l'exploitant souhaite effectuer à l'étape du cycle de vie à laquelle la demande s'appliquera, y compris les objectifs, la portée et l'emplacement des activités proposées, ainsi qu'un plan et un calendrier pour l'exécution des activités;
- des renseignements sur les navires, les aéronefs, les véhicules et le matériel que l'exploitant propose d'utiliser;
- les résultats des enquêtes et des programmes de surveillance antérieurs relatifs au projet et l'incidence de ces résultats sur les plans actuels;
- une description des mesures que l'exploitant propose d'utiliser pour garantir le respect de toutes les lois applicables en matière de sûreté, de sécurité et d'environnement;
- une description des effets potentiels que les activités faisant l'objet de la demande peuvent avoir sur les autres utilisateurs du site d'exploitation;
- une liste de tous les permis nécessaires se rapportant aux activités proposées;
- les niveaux cibles de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement pour les activités proposées, qui décrivent qualitativement ou quantitativement (dans la mesure du possible) les objectifs mesurables en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement que l'exploitant s'engage à atteindre dans le cadre des activités proposées;
- une description de la manière dont les activités s'harmonisent avec d'anciens plans et technologies présentés dans le cadre d'activités précédemment autorisées, ainsi que toute modification proposée, avec ses raisons et ses effets.

### Additional application requirements — Site assessment

In addition to the requirements of every application for authorization, applications to undertake work or activities related to the site assessment phase would also need to provide

- Details about the proposed surveys, analyses or assessments to be conducted.
- Information about any equipment that would be installed or used for the site assessment work or activities, and how that equipment would be abandoned or removed.
- A risk assessment that addresses the safety and security of persons and infrastructure involved in, or in the vicinity of, the site assessment work or activities.
- An environmental and socio-economic assessment of the site assessment work or activities that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) and (c) to (f) of the CER Act, which include any health, social, and economic effects; the interests and concerns of the Indigenous peoples of Canada; any effects on the rights of the Indigenous peoples of Canada recognized and affirmed by section 35 of the *Constitution Act, 1982*; and the extent to which the effects of the project may hinder or contribute to the Government of Canada's ability to meet its environmental obligations and its commitments in respect of climate change.

### Additional application requirements — Construction and operations

In advance of the construction and operations phase of a project, details related to the full life of the project, up to and including high-level plans for the eventual decommissioning and abandonment of project infrastructure, would be required.

In addition to the requirements of every application for authorization, applications to undertake work or activities related to the construction and operations phase would include project details related to the full life cycle of the project, notably the following:

- A list of the industry standards and best practices the operator proposes to follow in designing the project, along with data sets for operational and extreme conditions.
- A description of the proposed facilities, equipment, and systems for the project, including their location, capabilities, and limitations.
- A description of any existing infrastructure in the area, and how it was considered during planning.
- A risk assessment of the proposed work or activities for the construction, operation, and maintenance of the project as well as the anticipated work or activities for

### Autres exigences de la demande — Évaluation du site

Outre les exigences de toute demande d'autorisation, les demandes d'exécution d'activités liées à l'étape d'évaluation du site devront également contenir :

- des renseignements sur les enquêtes, analyses ou évaluations proposées;
- de l'information sur tout matériel qui sera installé ou utilisé pour les activités d'évaluation du site et sur la façon dont ce matériel sera laissé sur place ou enlevé;
- une évaluation des risques portant sur la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures touchées par les activités d'évaluation du site ou se trouvant à proximité de celles-ci;
- une évaluation environnementale et socioéconomique concernant les activités d'évaluation du site qui traite des éléments visés aux alinéas 298(3)a) et c) à f) de la LRCE, qui comprennent les effets sur la santé et les effets sociaux et économiques, les intérêts et préoccupations des peuples autochtones du Canada, les effets éventuels sur les droits des peuples autochtones du Canada reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* et la mesure dans laquelle les effets du projet peuvent porter atteinte ou contribuer à la capacité du gouvernement du Canada de respecter ses obligations en matière environnementale et ses engagements à l'égard des changements climatiques.

### Autres exigences de la demande — Construction et exploitation

Avant l'étape de construction et d'exploitation d'un projet, des détails relatifs au cycle de vie complet du projet, y compris des plans de haut niveau pour la désaffectation et l'abandon des infrastructures du projet, seront requis.

Outre les exigences de toute demande d'autorisation, les demandes d'exécution d'activités liées à l'étape de construction et d'exploitation comprendront les détails du projet se rapportant au cycle de vie complet du projet, notamment :

- une liste des normes et des pratiques exemplaires de l'industrie que l'exploitant propose de suivre dans la conception du projet ainsi que des ensembles de données pour les conditions opérationnelles et extrêmes;
- une description des installations, du matériel et des systèmes proposés pour le projet, y compris leur emplacement, leurs capacités et leurs limites;
- une description de toute infrastructure existante dans la zone et la manière dont elle a été prise en compte lors de la planification;
- une évaluation des risques des activités proposées pour la construction, l'exploitation et l'entretien du projet

its decommissioning and abandonment, that addresses the safety and security of persons and infrastructure involved in, or in the vicinity of, the work or activities related to the construction and operations of the project.

- An environmental and socio-economic assessment for the work or activities related to the construction and operations of the project that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) and (c) to (f) of the CER Act, which include any health, social and economic effects; the interests and concerns of the Indigenous peoples of Canada; any effects on the rights of the Indigenous peoples of Canada recognized and affirmed by section 35 of the *Constitution Act, 1982*; and the extent to which the effects of the project may hinder or contribute to the Government of Canada's ability to meet its environmental obligations and its commitments in respect of climate change.
- A description of the quality assurance program, including the standard to which the program conforms, required under the proposed Regulations for the monitoring, documenting, and managing of quality during the fabrication, transportation, installation, and commissioning of project facilities, equipment, and systems.
- Identification of the organization proposed to be used as the project's certifying authority, their qualifications, and the proposed general scope and timing of the activities they will perform. The roles and responsibilities of the certifying authority are discussed further below.
- A high-level description of the eventual plan for decommissioning and abandonment of the project, including the forecasted costs and how the operator plans to finance or pay for them.

The technical details required in the application for authorization at the construction and operations phase are intended to reflect the range of design parameters within which the project would be designed, while the final design details would be submitted to the Regulator as part of the conditions of authorization, as discussed further in this analysis. This approach, known as a "project envelope approach," has been used successfully in the United States and Europe and provides flexibility for an operator to use the latest technologies and methodologies by not having to lock in the design too early in the project approval process, thereby minimizing the need for additional technical reviews, should design or technologies change during the approval process. A key element of the proposed regulatory framework is the requirement that the operator engage the services of a certifying authority to serve as an independent, third-party assessment and verification body. Specifically, the certifying authority, which would be required to be approved by the Regulator, would be involved in the project's facilities, equipment,

ainsi que des activités prévues pour sa désaffectation et sa cessation d'exploitation portant sur la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures touchées par la construction et l'exploitation du projet ou se trouvant à proximité;

- une évaluation environnementale et socioéconomique des activités liées à la construction et à l'exploitation du projet portant sur les éléments visés aux alinéas 298(3)a) et c) à f) de la LRCE, qui comprennent les effets sur la santé et les effets sociaux et économiques, les intérêts et préoccupations des peuples autochtones du Canada, les effets éventuels sur les droits des peuples autochtones du Canada reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* et la mesure dans laquelle les effets du projet peuvent porter atteinte ou contribuer à la capacité du gouvernement du Canada de respecter ses obligations en matière environnementale et ses engagements à l'égard des changements climatiques;
- une description du programme d'assurance de la qualité, y compris la norme que respecte le programme, requis en vertu du projet de règlement pour la surveillance, la documentation et la gestion de la qualité pendant la fabrication, le transport, l'installation et la mise en service des installations, du matériel et des systèmes du projet;
- l'identification de l'organisme proposé comme autorité de certification du projet, ses qualifications ainsi que la portée générale et le calendrier des activités qu'il réalisera. Le rôle et les responsabilités de l'autorité sont examinés plus loin;
- une description de haut niveau du plan ultérieur de désaffectation et d'abandon du projet, y compris les coûts prévus et la manière dont l'exploitant envisage de les financer ou les payer.

Les données techniques requises dans la demande d'autorisation à l'étape de construction et d'exploitation doivent faire état de l'éventail des paramètres de conception dans lesquels le projet sera conçu, tandis que les détails de la conception finale seront présentés à la Régie dans le cadre des conditions d'autorisation, comme il est question plus loin dans la présente analyse. Une telle approche, appelée « approche de l'enveloppe de projet », a été utilisée avec succès aux États-Unis et en Europe et permet à un exploitant d'utiliser les technologies et méthodologies les plus récentes sans avoir à déterminer définitivement la conception trop tôt dans le processus d'approbation du projet, ce qui limite ainsi la nécessité d'examen techniques supplémentaires, si la conception ou les technologies venaient à changer au cours du processus d'approbation. Un élément clé du cadre réglementaire proposé est l'obligation pour l'exploitant de faire appel aux services d'une autorité de certification qui agira à titre d'organisme indépendant tiers d'évaluation et de vérification. Plus précisément, l'autorité de certification, qui devra être approuvée par la



and systems from their design conception up to the end of operations.

The certifying authority must be selected by the operator, and approved by the Regulator, based on the organization's qualifications to assume the responsibilities as outlined in the proposed Regulations, including but not limited to

- Confirming that the proposed design, fabrication, construction, and installation of project facilities, equipment, and systems conform with good engineering practices, the authorization, and all applicable laws.
- Monitoring and inspecting the project development through fabrication, transportation, construction, installation, and commissioning.
- Issuing a certificate of fitness that confirms that the facilities, equipment, and systems are fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security, or the environment.
- Performing inspections, in accordance with the inspection plan, of the facilities, equipment, and systems during the operations phase, and verifying the continued validity of the certificate of fitness.

The certifying authority would communicate directly with the Regulator and would be required to develop and submit to the Regulator for approval, a scope of work for executing these responsibilities, prior to commencing any of the activities contemplated in the scope of work.

The certifying authority would also be required to develop and submit to the Regulator an inspection plan for the periodic inspections of facilities, equipment, and systems during construction and operations of the project, and must include a schedule for the periodic review of the operator's records from the management system to identify any changes that might affect safety, security, or environmental protection. The scope and frequency of inspections would be determined in accordance with prevailing industry standards and best practices, and may involve either on-site or remote inspections.

For each calendar year, the certifying authority must also submit a report to the Regulator in relation to its oversight of any construction, operation and maintenance work or activities that were carried out by the operator during that calendar year.

Throughout the undertaking of its responsibilities, the certifying authority would need to monitor for real, potential, or perceived conflicts of interest and flag these with the Regulator without delay should they occur.

Régie, jouera un rôle à partir de la conception jusqu'à la fin de l'exploitation des installations, du matériel et des systèmes du projet.

L'autorité de certification doit être choisie par l'exploitant et approuvée par la Régie, en fonction des qualifications de l'organisation à assumer les responsabilités décrites dans le projet de règlement, y compris :

- confirmer que la conception proposée, la fabrication, la construction et la mise en place des installations, du matériel et des systèmes du projet sont conformes aux bonnes pratiques de l'ingénierie, à l'autorisation et à toutes les lois applicables;
- surveiller et inspecter l'élaboration du projet dans le cadre de la fabrication, du transport, de la construction, de l'installation et la mise en service;
- délivrer un certificat d'aptitude qui confirme que les installations, le matériel et les systèmes sont adaptés aux fins pour lesquelles ils doivent être utilisés et peuvent être exploités sans constituer une menace pour la sûreté, la sécurité ou l'environnement;
- effectuer des inspections, conformément au plan d'inspection, des installations, du matériel et des systèmes pendant l'étape d'exploitation et vérifier la validité continue du certificat d'aptitude.

L'autorité de certification communiquera directement avec la Régie et sera tenue de préparer un plan de travail pour l'exécution de telles responsabilités et de le faire approuver par la Régie, avant de commencer toute activité envisagée dans le plan de travail.

L'autorité de certification devra également élaborer et soumettre à la Régie un plan d'inspection pour les inspections périodiques des installations, du matériel et des systèmes pendant la construction et l'exploitation du projet et devra inclure un calendrier pour l'examen périodique des registres de l'exploitant du système de gestion afin de relever tout changement qui pourrait mettre en jeu la sûreté, la sécurité ou la protection de l'environnement. La portée et la fréquence des inspections seront établies conformément aux normes en vigueur de l'industrie et aux pratiques exemplaires et il pourra s'agir d'inspections sur place ou à distance.

Pour chaque année civile, l'autorité de certification doit également présenter un rapport à la Régie concernant sa surveillance des activités de construction, d'exploitation et d'entretien menées par l'exploitant au cours de l'année civile en question.

Tout au long de l'exercice de ses responsabilités, l'autorité de certification devra surveiller les conflits d'intérêts réels, potentiels ou perçus et les signaler sans délai à la Régie, le cas échéant.

### Additional application requirements — Decommissioning and abandonment

A project's facilities, equipment, and systems must be abandoned in accordance with an authorization; otherwise, they are considered debris under the CER Act, and the operator is financially liable. In addition to the requirements of every application for authorization, applications to undertake work or activities related to decommissioning and abandonment would also be required to provide

- Information about any existing infrastructure in the area, and how it was considered during planning.
- The results of an assessment of the condition of any facilities, equipment, or systems that will be decommissioned and/or abandoned, and details on the proposed approach to decommissioning and whether they will be left in place or removed and disposed of. If removal is planned, the details on the proposed methods for removal, transportation, and disposal are provided.
- A description of the methods that will be used to restore the site after decommissioning and abandonment, ensuring it returns to its original state.
- An updated forecast of the costs associated with decommissioning and abandonment, along with details on how the operator plans to finance or pay for them.
- A risk assessment that addresses the safety and security of persons and infrastructure involved in, or in the vicinity of, the work or activities related to decommissioning and abandonment, including any risks associated with the navigation of vessels, vehicles, aircraft, or other conveyances in the vicinity.
- An environmental and socio-economic assessment of the work or activities related to the decommissioning and abandonment that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) and (c) to (f) of the CER Act, which include any health, social and economic effects; the interests and concerns of the Indigenous peoples of Canada; any effects on the rights of the Indigenous peoples of Canada recognized and affirmed by section 35 of the *Constitution Act, 1982*; and the extent to which the effects of the project may hinder or contribute to the Government of Canada's ability to meet its environmental obligations and its commitments in respect of climate change.

#### *Conditions of every authorization*

An operator cannot commence the authorized work or activities until all conditions have been satisfied and accepted by the Regulator. This approach allows the operator the opportunity to obtain early approval of the general planned approach for how they will conduct the

### Autres exigences de la demande — Désaffectation et cessation d'exploitation

Les installations, le matériel, et les systèmes doivent être abandonnés conformément à une autorisation, faute de quoi ils sont considérés comme des débris aux termes de la LRCE, et l'exploitant est tenu financièrement responsable. Outre les exigences de toute demande d'autorisation, les demandes d'exécution d'activités liées à l'étape de la désaffectation et de l'abandon devront également fournir :

- de l'information sur toute infrastructure existante dans la zone et la manière dont elle a été prise en compte lors de la planification;
- les résultats d'une évaluation de l'état des installations, du matériel ou des systèmes qui seront désaffectés ou abandonnés sur place et des détails sur l'approche proposée à l'égard de la désaffectation et si ceux-ci seront abandonnés sur place ou enlevés et éliminés. S'il est prévu de les enlever, les détails sur les méthodes proposées pour l'enlèvement, le transport et l'élimination sont fournis;
- une description des méthodes qui seront employées pour restaurer l'emplacement des opérations à son état initial après la désaffectation et l'abandon;
- une prévision à jour des coûts associés à la désaffectation et à l'abandon ainsi que des renseignements sur la manière dont l'exploitant envisage de les financer ou de les payer;
- une évaluation des risques portant sur la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures touchées par les activités de désaffectation et d'abandon ou se trouvant à proximité de celles-ci, ainsi que des risques associés à la circulation de navires, de véhicules, d'aéronefs ou d'autres moyens de transport aux alentours;
- une évaluation environnementale et socioéconomique des activités liées à la désaffectation et à l'abandon portant sur les éléments visés aux alinéas 298(3)a) et c) à f) de la LRCE, qui comprennent les effets sur la santé et les effets sociaux et économiques, les intérêts et préoccupations des peuples autochtones du Canada, les effets éventuels sur les droits des peuples autochtones du Canada reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* et la mesure dans laquelle les effets du projet peuvent porter atteinte ou contribuer à la capacité du gouvernement du Canada de respecter ses obligations en matière environnementale et ses engagements à l'égard des changements climatiques.

#### *Conditions de chaque autorisation*

Un exploitant ne peut commencer les activités autorisées avant que toutes les conditions aient été satisfaites et acceptées par la Régie. Avec une telle approche, l'exploitant peut obtenir rapidement une approbation conditionnelle de l'approche générale prévue pour la tenue des

proposed work or activities while the operator finalizes the detailed planning requirements and technical specifications associated with the authorized work or activities.

### Management system

The proposed Regulations would require the operator to establish and implement, as a condition of every authorization, a proactive and comprehensive management system for the management and coordination of the work. The management system is expected to establish the overarching direction and framework for reducing risks to safety, security, and the environment, including measures for ensuring the reliable operation of the facilities, equipment, and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line, and to ensure appropriate response in the event of an emergency.

The management system would need to demonstrate a commitment to continuous improvement through the setting and achieving of measurable goals and performance indicators related to safety, security, and environmental protection. The management system would include policies, procedures, and practices to guide the planning and execution of work; processes for continuous hazard identification; processes for risk assessment and determination of appropriate corrective and preventative measures; and processes for audit and evaluation of the management system to determine whether or not goals and performance indicators are met. The management system would also need to include processes for effectively coordinating and managing the work undertaken by different parties involved in the project, as well as processes for internal and external communication regarding safety, security, environmental protection, reliability, and emergency response.

The proposed Regulations would require the management system to be commensurate with the scope, nature, and complexity of the authorized work or activities and the associated hazards and risks, allowing for a management system that is “right-sized” in terms of its breadth and scope in relation to the proposed work or activity.

### Safety plan

The safety plan builds upon the preliminary risk assessment that was submitted as part of the application for authorization and is a comprehensive document intended to guide the safe execution of work. The safety plan must set out the procedures, practices, resources, and the sequence of key safety-related activities necessary to safely carry out the authorized work or activities and includes, among other things, the following information:

- A description of how the safety plan will integrate the relevant elements of the management system.

activités proposées, pendant qu’il met au point les exigences de planification détaillées et les caractéristiques techniques associées aux activités autorisées.

### Système de gestion

Aux termes du projet de règlement, l’exploitant devra mettre en place et en œuvre, comme condition de chaque autorisation, un système de gestion proactif et exhaustif pour la gestion et la coordination des activités. Le système de gestion est censé établir l’orientation générale et le cadre permettant de réduire les risques pour la sûreté, la sécurité et l’environnement, y compris les mesures visant à garantir le fonctionnement fiable des installations, du matériel et des systèmes liés à un projet d’énergie extracôtière renouvelable ou à une ligne électrique extracôtière, et assurer une intervention appropriée en cas d’urgence.

Le système de gestion devra témoigner d’un engagement en faveur de l’amélioration continue par la définition et la réalisation d’objectifs mesurables et d’indicateurs de rendement en rapport avec la sûreté, la sécurité et la protection de l’environnement. Le système de gestion comprendra des politiques, des procédures et des pratiques pour orienter la planification et l’exécution des activités, la mise en place de processus d’identification continue des dangers, la mise en place de processus d’évaluation des risques, la mise en place de mesures correctives et préventives appropriées ainsi que la mise en place de processus d’audits et d’évaluations du système de gestion visant à vérifier si les objectifs et les indicateurs de rendement ont été atteints. Le système de gestion devra en outre inclure des processus pour coordonner et gérer efficacement les activités entreprises par les différentes parties qui participent au projet ainsi que des processus de communication interne et externe concernant la sûreté, la sécurité, la protection de l’environnement, la fiabilité et l’intervention en cas d’urgence.

Le projet de règlement exigera que le système de gestion s’accorde avec l’étendue, la nature et la complexité des activités autorisées ainsi qu’avec les dangers et risques connexes, ce qui permettra de mettre en place un système de gestion « adapté » sur le plan de l’ampleur et de l’étendue par rapport aux activités proposées.

### Plan de sécurité

Le plan de sécurité s’appuie sur l’évaluation préliminaire des risques qui a été présentée dans le cadre de la demande d’autorisation et constitue un document complet destiné à orienter l’exécution sécuritaire des activités. Le plan de sécurité doit énoncer les procédures, les pratiques, les ressources et la séquence des principales activités liées à la sécurité nécessaires à l’exécution sécuritaire des activités autorisées et comprend, entre autres :

- une description de la façon dont le plan de sécurité intégrera les éléments pertinents du système de gestion;

- Identification of the organizational structure and chain of command for ensuring the work is carried out safely.
- A summary of the studies the operator has undertaken to identify and assess the safety hazards and risks associated with the specific authorized work or activities.
- A description of the safety hazards and risks that were identified, and the measures that will be taken by the operator to anticipate, monitor, avoid, and reduce those hazards and risks.
- The methods for communicating with people directly affected by those hazards, informing them about the risks and mitigation measures.
- A description of the facilities, equipment, and systems that are critical to safety and a summary of the specific procedures and policies that will be put in place for their inspection, testing, and maintenance.
- The measures that will be taken for detecting, forecasting, surveilling, and reporting any ice hazards that may exist, as well as measures for data collection and, if applicable, for ice avoidance or deflection.
- The training needed for those doing the work, including their required experience, qualifications, and competencies.
- How the operator will monitor compliance with the safety plan, including work subcontracted to other service providers, through data collection, inspections, and audits, and how the operator intends to manage any changes in the work or activities that may affect safety.

#### Environmental protection plan

The environmental protection plan builds upon the preliminary environmental assessment that was submitted as part of the application for authorization and is a comprehensive document intended to ensure the operator will protect the environment while undertaking the authorized work or activities. The environmental protection plan must set out the procedures, practices, and resources that will be put in place to manage environmental hazards and protect the environment and must include, among other things, the following information:

- A description of how the environmental protection plan will integrate the relevant elements of the management system.
- Identification of the organizational structure and chain of command for ensuring the work is carried out in a manner that minimizes environmental hazards.
- A summary of the studies the operator has undertaken to identify and assess the environmental hazards and risks associated with the specific authorized work or activities.

- la définition de la structure organisationnelle et de la voie hiérarchique pour assurer l'exécution sécuritaire des activités;
- un résumé des études qu'a menées l'exploitant pour cerner et évaluer les risques pour la sécurité et les dangers associés aux activités autorisées données;
- une description des risques pour la sécurité et des dangers cernés et des mesures qui seront prises par l'exploitant pour prévoir, surveiller, éviter et minimiser ces dangers et ces risques;
- les méthodes pour communiquer avec les personnes directement touchées par ces dangers afin de les informer des risques et des mesures d'atténuation;
- une description des installations, du matériel et des systèmes essentiels à la sécurité et un résumé des procédures et des politiques précises qui seront mises en place pour leur inspection, leur mise à l'essai et leur entretien;
- les mesures qui seront prises pour détecter, prévoir, surveiller et signaler tout danger lié à la glace ainsi que les mesures de collecte de données et, s'il y a lieu, d'évitement ou de déviation de la glace;
- la formation nécessaire pour les personnes chargées des activités, y compris l'expérience, les qualifications et les compétences requises;
- la manière dont l'exploitant surveillera la conformité au plan de sécurité, y compris pour les activités sous-traitées à d'autres fournisseurs de services, par la collecte de données, des inspections et des audits, et la manière dont l'exploitant entend gérer toute modification des activités susceptible d'avoir une incidence sur la sécurité.

#### Plan de protection de l'environnement

Le plan de protection de l'environnement s'appuie sur l'évaluation environnementale préliminaire qui a été présentée dans le cadre de la demande d'autorisation et constitue un document complet visant à assurer que l'exploitant protégera l'environnement lorsqu'il entreprendra les activités autorisées. Le plan de protection de l'environnement doit énoncer les procédures, les pratiques et les ressources qui seront mises en place pour gérer les risques environnementaux ainsi que protéger l'environnement et doit comprendre, entre autres :

- une description de la façon dont le plan de protection de l'environnement intégrera les éléments pertinents du système de gestion;
- la définition de la structure organisationnelle et de la voie hiérarchique pour assurer l'exécution des activités de manière à minimiser les risques environnementaux;
- un résumé des études qu'a menées l'exploitant pour cerner et évaluer les risques environnementaux et les risques associés aux activités autorisées données;

- A description of the environmental hazards and risks that were identified, and the measures that will be taken by the operator to anticipate, monitor, avoid, and reduce those hazards and risks.
- The methods for communicating with people directly affected by those hazards, informing them about the risks and mitigation measures.
- The procedures that will be followed if an archaeological site or a burial ground is discovered during the authorized work or activities.
- A description of the facilities, equipment, and systems that are critical to the protection of the environment and summarize the specific procedures and policies that will be put in place for their inspection, testing, and maintenance.
- How the operator will monitor compliance with the environmental protection plan, including work subcontracted to other service providers, through data collection, inspections, and audits, and how the operator intends to manage any changes in the work or activities that may affect the protection of the environment.

#### Emergency response plan

The emergency response plan would set out the operator's processes, procedures, and resources for preparing for, managing, and responding to any emergency that may arise during the course of executing the authorized work.

The operator would be required to identify, through a hazard identification and risk assessment process, the potential incidents that may arise that would require an emergency response. The plan describes the organizational structure and chain of command for emergency response, provides a method for classifying incidents, and outlines the incident management system. It is also required to provide details on any real-time monitoring of facilities and operations that the operator intends to use, details on the drills and exercises that would be undertaken for testing procedures, and the measures to be used to inform and instruct first responders, medical facilities, organizations, and users about facility locations, potential emergencies, and safety procedures.

#### **Additional conditions of authorization — Construction and operations**

In addition to the conditions of every authorization, the following documents and information, subject to detailed requirements outlined in the proposed Regulations, must be submitted to and approved by the Regulator before any authorized work or activities related to construction commences:

- A facility design report that provides comprehensive technical details regarding the design of the project's facilities, equipment, and systems.

- une description des risques environnementaux et des dangers cernés et des mesures qui seront prises par l'exploitant pour prévoir, surveiller, éviter et réduire ces dangers et ces risques;
- les méthodes pour communiquer avec les personnes directement touchées par ces dangers afin de les informer des risques et des mesures d'atténuation;
- les procédures qui seront suivies si un site archéologique ou un cimetière est découvert au cours des activités autorisées;
- une description des installations, du matériel et des systèmes essentiels à la protection de l'environnement et un résumé des procédures et des politiques précises qui seront mises en place pour leur inspection, leur mise à l'essai et leur entretien;
- la manière dont l'exploitant surveillera la conformité au plan de protection de l'environnement, y compris pour les activités sous-traitées à d'autres fournisseurs de services, par la collecte de données, des inspections et des audits, et la manière dont l'exploitant entend gérer toute modification des activités susceptible d'avoir une incidence sur la protection de l'environnement.

#### Plan d'intervention d'urgence

Le plan visant les situations d'urgence énoncera les processus, procédures et ressources de l'exploitant pour gérer toute urgence pouvant survenir au cours de l'exécution des activités autorisées, s'y préparer et intervenir.

L'exploitant devra définir, dans le cadre d'un processus d'établissement des dangers et d'évaluation des risques, les incidents potentiels qui pourraient se produire et nécessiteraient une intervention d'urgence. Le plan décrit la structure organisationnelle et la voie hiérarchique pour les interventions d'urgence, prévoit une méthode de classification des incidents et présente le système de gestion des incidents. Il doit également fournir des détails de toute surveillance en temps réel des installations et activités que l'exploitant a l'intention d'utiliser, des détails sur les exercices qui seront menés pour tester les procédures et sur les mesures qui seront prises pour informer les premiers intervenants, les installations médicales, les organisations et les utilisateurs, et leur donner des instructions sur l'emplacement des installations, les urgences potentielles et les procédures de sécurité.

#### **Conditions supplémentaires relatives à l'autorisation — Construction et exploitation**

Outre les conditions de chaque autorisation, les documents et renseignements suivants, conformément aux exigences détaillées énoncées dans le projet de règlement, doivent être présentés à la Régie et approuvés par celle-ci avant le début des activités autorisées liées à la construction :

- un rapport sur la conception des installations fournissant les données techniques complètes relatives à la conception des installations, du matériel et des systèmes du projet;

- A fabrication and construction report that provides comprehensive technical details of how those facilities, equipment, and systems would be fabricated, transported, constructed, and installed.
- A facility reliability report that outlines the measures that would be put in place to ensure the reliability of the power system and the impacts of the project on the bulk power system.
- A preliminary version of the integrity management plan that is required under the proposed Regulations that, once finalized, would address the testing, inspection, monitoring, and maintenance of project facilities, equipment, and systems.
- The certifying authority's plan for the periodic inspection of facilities, equipment, and systems during the construction phase.
- A description of the proposed navigational safety zones to protect project infrastructure against collision by vessels and aircraft, or a justification as to why navigational safety zones are not needed.

In addition to the conditions of every authorization, the following documents and information must be submitted to and approved by the Regulator before any authorized work or activities related to operations commence:

- The finalized integrity management program that meets the detailed specifications outlined in the proposed Regulations.
- A preliminary version of the decommissioning and abandonment plan that provides an update to, and builds upon, the high-level description of that plan and forecasted costs that were previously provided at the application stage.
- The certifying authority's plan for the periodic inspection of facilities, equipment, and systems during operations.
- The certificate of fitness, issued by the certifying authority, confirming that the project's facilities, equipment, and systems are fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security, or the environment.
- A description of the proposed navigational safety zones to protect project infrastructure against collision by vessels and aircraft, or a justification as to why navigational safety zones are not needed.

#### **Additional conditions of authorization — Decommissioning and abandonment**

In addition to the conditions of every authorization, the following documents and information must be submitted to and approved by the Regulator before any authorized

- un rapport sur la fabrication et la construction fournissant les données techniques complètes de la fabrication, du transport, de la construction et de l'installation de ces installations, de ce matériel et de ces systèmes;
- un rapport sur la fiabilité des installations décrivant les mesures qui seront mises en place pour assurer la fiabilité du système électrique et les répercussions du projet sur le réseau de production-transport d'électricité;
- une version préliminaire du programme de gestion de l'intégrité exigé en vertu du projet de règlement qui, une fois la version définitive établie, portera sur la mise à l'essai, l'inspection, la surveillance et l'entretien des installations, du matériel et des systèmes du projet;
- le plan de l'autorité de certification pour les inspections périodiques des installations, du matériel et des systèmes durant l'étape de construction;
- une description des zones de sécurité de navigation projetées pour protéger les infrastructures du projet contre les collisions avec les navires et les aéronefs ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires.

Outre les conditions de chaque autorisation, les documents et renseignements suivants doivent être présentés à la Régie et approuvés par celle-ci avant le début des activités autorisées liées à l'exploitation :

- la version définitive du programme de gestion de l'intégrité qui respecte les caractéristiques détaillées énoncées dans le projet de règlement;
- une version préliminaire du plan de désaffectation et d'abandon qui met à jour et s'appuie sur la description de haut niveau de ce plan et des coûts prévus qui ont été fournis précédemment à l'étape de la demande;
- le plan de l'autorité de certification pour les inspections périodiques des installations, du matériel et des systèmes durant l'exploitation;
- le certificat d'aptitude, délivré par l'autorité de certification, qui confirme que les installations, le matériel et les systèmes du projet sont propres à l'usage auquel ils sont destinés et peuvent être utilisés sans danger pour la sûreté, la sécurité ou l'environnement;
- une description des zones de sécurité de navigation projetées pour protéger les infrastructures du projet contre les collisions avec les navires et les aéronefs ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires.

#### **Conditions supplémentaires relatives à l'autorisation — Désaffectation et abandon**

Outre les conditions de chaque autorisation, les documents et renseignements suivants doivent être présentés à la Régie et approuvés par celle-ci avant le début des

work or activities related to the decommissioning and abandonment of a project commences:

- A finalized decommissioning and abandonment plan, as set out in the proposed Regulations, detailing the proposed approach for the work to be executed, the safety and environmental protection measures to be implemented during these activities to ensure compliance with all applicable laws, a description of the potential effects that the work would have on the environment and on any other users of the operations site, and the methods that would be used to restore the operations site after the decommissioning and abandonment.
- A description of the proposed navigational safety zones to protect project infrastructure against collision by vessels and aircraft, or a justification as to why navigational safety zones are not needed.

Ongoing requirements for operators

### **Conduct of authorized work or activities**

The proposed Regulations would require the operator to ensure that the authorized work or activities are carried out in a manner that protects safety, security, and the environment. Requirements include, but are not limited to

- Taking all reasonable measures to prevent debris and to minimize the introduction into the environment of any substance or form of energy that is likely to have an adverse impact on the environment, and to minimize damage to property and any adverse impacts on other users of the sea.
- Ensuring ongoing compliance with the requirements of the management system, safety plan, environmental protection plan, emergency management plan, integrity management program, and quality assurance program, and making sure everyone involved in the project also complies with the requirements of those plans and programs.
- Ensuring there is adequate supervision of personnel and that they are competent and in sufficient numbers to ensure the work is executed in a manner that ensures safety, security, and environmental protection.
- Ensuring the safe and reliable operations of all project facilities, equipment, and systems, and ensuring that those facilities, equipment, and systems are tested, inspected, maintained, operated, and handled to ensure safety, security, and environmental protection.

### **Design requirements**

The proposed Regulations would require the operator to ensure that all facilities, equipment, and systems

activités autorisées liées à la désaffectation et à l'abandon d'un projet :

- un plan final détaillé de désaffectation et d'abandon, à l'égard du projet de règlement, décrivant en détail l'approche proposée pour les activités à exécuter, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement à mettre en œuvre durant les activités pour garantir le respect de toutes les lois applicables, une description des effets potentiels des activités sur l'environnement et sur tout autre utilisateur de l'emplacement des opérations et les méthodes qui seront employées pour restaurer l'emplacement après la désaffectation et l'abandon;
- une description des zones de sécurité de navigation projetées pour protéger les infrastructures du projet contre les collisions avec les navires et les aéronefs ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires.

Exigences permanentes pour les exploitants

### **Tenue des activités autorisées**

Aux termes du projet de règlement, l'exploitant devra s'assurer que les activités autorisées sont exécutées de façon à protéger la sécurité, la sûreté et l'environnement. Il doit satisfaire aux exigences suivantes, notamment :

- prendre toutes les mesures raisonnables pour prévenir les débris et minimiser l'introduction dans l'environnement de toute substance ou forme d'énergie susceptible d'avoir des répercussions négatives sur l'environnement, et pour minimiser les dommages matériels et toute répercussion néfaste sur les autres utilisateurs de la mer;
- veiller au respect continu des exigences du système de gestion, du plan de sécurité, du plan de protection de l'environnement, du plan de gestion des urgences, du programme de gestion de l'intégrité et du programme d'assurance de la qualité et s'assurer que toutes les personnes participant au projet respectent également les exigences de ces plans et programmes;
- veiller à ce que le personnel soit supervisé de manière adéquate et qu'il soit compétent et en nombre suffisant pour garantir une exécution des activités de manière à assurer la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement;
- assurer le fonctionnement sûr et fiable de l'ensemble des installations, du matériel et des systèmes du projet et veiller à ce que ces installations, ce matériel et ces systèmes soient mis à l'essai, inspectés, entretenus, exploités et manipulés de façon à assurer la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement.

### **Exigences des conceptions**

Aux termes du projet de règlement, l'exploitant devra s'assurer que l'ensemble des installations, du matériel et des

related to a project are designed to ensure safety, security, and environmental protection, taking into account their intended use, location, and associated site-specific physical and environmental conditions. The design would need to conform with prevailing industry standards and best practices and use the best available technologies for minimizing adverse effects on people, infrastructure, and the environment.

The operator would also need to ensure that all facilities and offshore power lines are designed to handle or avoid any reasonably foreseeable physical or environmental conditions at the specific site, including all possible combinations of these conditions. The design should ensure that the structure of the facility or power line, as well as its critical systems and equipment for safety, security, and environmental protection, remain intact and effective under these conditions.

### **Protection against collision and navigational safety zones**

The proposed Regulations would require that an operator take measures to protect facilities, equipment, and systems at an operations site against collision with vessels, vehicles, aircraft and other conveyances operating in the vicinity of the facilities, equipment, and systems throughout the life cycle of the project.

These measures could include the use of navigational safety zones, for which the operator would be required to determine, through a risk assessment, whether any such zones are necessary to protect project infrastructure against collision. The operator would need to propose any navigational safety zones to the Regulator, for its approval.

Consistent with Article 60 of the *United Nations Convention on the Law of the Sea*, the proposed Regulations would allow for navigational safety zones of up to 500 m to be established around a facility, whether permanent or under construction, provided the safety zone does not interfere with any routing measures or systems that have been established for Canada. These routing measures and systems are typically established by either Transport Canada or the Canadian Coast Guard and are made available through the Canadian Coast Guard's annual *Notice to Mariners* publication.

It is expected, however, that the maximum distance of 500 m may only be required during construction, and decommissioning and abandonment activities, and that during steady state operations, the navigational safety zone may be reduced in size to minimize any impacts associated with reduced access to the operations site by other ocean users.

systèmes liés à un projet sont conçus de façon à assurer la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement, en prenant en considération leur utilisation projetée, leur emplacement et les conditions physiques et environnementales connexes propres au site. La conception devra respecter les normes courantes et les pratiques exemplaires de l'industrie et faire appel aux meilleures technologies disponibles afin de limiter les effets négatifs sur les personnes, les infrastructures et l'environnement.

L'exploitant devra également s'assurer que toutes les installations et lignes extracôticières sont conçues pour éviter toute condition physique ou environnementale raisonnablement prévisible à l'emplacement en question ou pour y faire face, y compris toutes les combinaisons possibles de ces conditions. La conception doit garantir que la structure des installations ou de la ligne électrique ainsi que ses systèmes et son matériel essentiels pour la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement demeurent intacts et efficaces dans de telles conditions.

### **Protection contre les collisions et zones de sécurité de navigation**

Aux termes du projet de règlement, l'exploitant devra prendre des mesures pour protéger les installations, le matériel et les systèmes à l'emplacement des opérations contre les collisions avec des navires, des véhicules, des aéronefs ou d'autres moyens de transport utilisés à proximité des installations, du matériel et des systèmes tout au long du cycle de vie du projet.

Ces mesures peuvent comprendre l'utilisation de zones de sécurité de navigation, pour lesquelles l'exploitant est tenu de déterminer, par l'entremise d'une évaluation des risques, si de telles zones sont nécessaires pour protéger les infrastructures du projet contre les collisions. L'exploitant devra proposer toute zone de sécurité de la navigation à la Régie, aux fins d'approbation.

Conformément à l'article 60 de la *Convention des Nations Unies sur le droit de la mer*, le projet de règlement permettra la mise en place de zones de sécurité de navigation allant jusqu'à 500 m autour d'une installation, qu'elle soit permanente ou en construction, à condition que la zone de sécurité ne perturbe pas les mesures ou systèmes d'organisation du trafic qui ont été établis pour le Canada. Ces mesures et systèmes d'organisation du trafic sont généralement établis par Transports Canada ou la Garde côtière canadienne et sont rendus publics par la publication annuelle de l'*Avis aux navigateurs* de la Garde côtière canadienne.

En principe, toutefois, la distance maximale de 500 m ne devrait être exigée que pendant les activités de construction, de désaffectation et d'abandon, et pendant les périodes de stabilité, la zone de sécurité de navigation pourra être réduite afin de limiter tout impact lié à l'accès réduit à l'emplacement des opérations par les autres utilisateurs de l'océan.



The operator would be required to ensure that the location of project facilities, any associated navigational safety zones, and any hazards that may exist in navigating within the vicinity of the facilities, is made available to other users of the ocean and brought to the attention of the Canadian Coast Guard and the Canadian Hydrographic Service for potential inclusion in notices to mariners and/or nautical charts.

### **Vessels and offshore transportation considerations**

In selecting any vessels that may be used in the course of the authorized work or activities, the operator would be required to ensure that the vessels are suitable for the nature and location of the work or activity and that they are equipped with a rescue boat in the event of emergency circumstances. In addition, the operator would need to factor into its plans for safe evacuation from a vessel the additional space and weight considerations that arise from those evacuating personnel wearing marine abandonment/immersion suits.

The operator would be required to ensure a support craft is available at all times and is capable of reaching the facility within 20 minutes or less, in the event that an emergency evacuation is required at a facility. Notwithstanding, if there is work being undertaken over the side of a facility or other scenario where a person is at risk of falling into the ocean, the support craft would need to be in the immediate vicinity to rescue the person. Support craft would need to be capable of supplying the necessary emergency services, including rescue and first aid treatment, for all persons that are present at a facility and, if equipped with a fast rescue boat, the fast rescue boat must be readily available for deployment and must meet the requirements of the International Maritime Organization's *International Life-Saving Appliance (LSA) Code*.

If the operator intends to transport personnel to and from the offshore facilities by aircraft, the operator would be expected to meet minimum requirements to ensure the aircraft landing area is designed and maintained for safe landing and takeoff. The operator would also need to develop procedures for the use of all equipment in the landing area, develop and provide a training program for personnel in the use of those procedures, and ensure that the aircraft service provider agrees to implement those procedures.

### **Notification and investigation, reporting and record keeping**

The operator would be required to notify the Regulator of any reportable incidents as soon as the circumstances permit and to investigate and provide to the Regulator,

L'exploitant devra veiller à ce que l'emplacement des installations du projet, les zones de sécurité de navigation connexes et les dangers éventuels pour la navigation à proximité des installations soient mis à la disposition des autres utilisateurs de l'océan et portés à l'attention de la Garde côtière canadienne et du Service hydrographique du Canada en vue d'une éventuelle inclusion aux avis aux navigateurs ou aux cartes hydrographiques.

### **Considérations relatives aux navires et au transport au large des côtes**

Lors de la sélection des navires qui pourraient être utilisés dans le cadre des activités autorisées, l'exploitant devra s'assurer que les navires sont adaptés à la nature et à l'emplacement des activités et qu'ils sont équipés d'un canot de secours en cas d'urgence. En outre, l'exploitant devra tenir compte, dans ses plans d'évacuation sécuritaire d'un navire, des éléments d'espace et de poids supplémentaires liés au fait que le personnel évacué porte des combinaisons d'abandon/d'immersion.

L'exploitant devra s'assurer qu'un véhicule de service est disponible à tout moment et qu'il est capable d'atteindre l'installation en 20 minutes ou moins, au cas où une évacuation d'urgence serait nécessaire dans une installation. Néanmoins, si des activités sont entreprises sur le côté d'une installation ou si une personne risque de tomber dans l'océan, le véhicule de service devra se trouver à proximité immédiate pour sauver la personne. Le véhicule de service doit être en mesure de fournir les services d'urgence nécessaires, y compris le sauvetage et les premiers secours, à toutes les personnes présentes à l'installation et, si un canot de sauvetage rapide est à la disposition, celui-ci doit pouvoir être déployé rapidement et doit satisfaire aux exigences du *Recueil international de règles relatives aux engins de sauvetage (Recueil LSA)* de l'Organisation maritime internationale.

Si l'exploitant a l'intention de transporter le personnel vers et depuis les installations extracôtières par aéronef, il devra respecter des exigences minimales pour garantir que l'aire d'atterrissage pour aéronefs est conçue et entretenue de manière à permettre un atterrissage et un décollage sécuritaires. L'exploitant devra également élaborer des procédures pour l'utilisation de tout le matériel de l'aire d'atterrissage, mettre au point et fournir un programme de formation sur l'utilisation de ces procédures à l'intention du personnel et s'assurer que le fournisseur de services d'aéronefs accepte de mettre en œuvre ces procédures.

### **Notification et enquête, rapports et registres**

L'exploitant est tenu d'informer la Régie de tout incident devant être signalé dès que les circonstances le permettent, d'enquêter et de fournir à la Régie, dans un

within 14 days, an incident report that describes detailed information related to the incident. A reportable incident would be defined in the proposed Regulations to include events that result in death, an injury that prevents an employee from working or performing their regular duties on any day after the injury, a fire, an explosion, a collision, any unauthorized or unexpected impact on the environment that is harmful, any damage to archaeological or cultural resources, a significant disruption to authorized work or activities due to unrelated activities or substance introduction, the impairment of a support craft or any equipment or system that is critical to safety, security or environmental protection, an impairment to the reliability of the power system, or the implementation of emergency response procedures.

The operator would also need to provide periodic summary reports to the Regulator every month during construction and decommissioning and abandonment work or activities, and yearly during the site assessment and operations work or activities.

A final report summarizing the work or activity and a description of the state in which the operations site is being left would be required to be provided to the Regulator within three months following the completion of the work or activity.

Finally, the proposed Regulations would require the operator to conserve at their principal place of business in Canada the documentation, information, and data resulting from the authorized activity, and to disclose that information to the Regulator, where requested.

## Regulatory development

### *Consultation*

The proposed Regulations were subject to a comprehensive, multi-year engagement process to seek feedback on the regulatory proposal from interested/affected stakeholders. The [Offshore Renewable Energy Regulations Initiative web page](#) was developed to ensure stakeholders and the public were kept up to date on the initiative. Since the ORER Initiative was launched, more than 200 parties have been engaged.

Stakeholders that were invited by email to participate in the initiative's engagement activities include renewable energy industry companies/developers, industry associations, Indigenous groups and governments in coastal regions, certifying authorities, interested provinces and territories, regulators, other federal departments with ocean responsibilities, fishing groups, and environmental non-governmental organizations.

déjà de 14 jours, un rapport d'incident exposant en détail les renseignements relatifs à l'incident. Un incident à signaler est défini dans le projet de règlement comme un événement entraînant la perte de vies, une blessure qui empêche un employé de travailler ou d'exercer ses fonctions habituelles le jour ou les jours suivant la blessure, un incendie, une explosion, une collision, toute répercussion nuisible non autorisée ou inattendue sur l'environnement, des dommages aux ressources archéologiques ou culturelles, une perturbation importante des activités autorisées en raison d'activités non liées ou d'introduction de substances, la dégradation d'un véhicule de service ou de tout matériel ou système essentiel au maintien de la sécurité, de la sûreté ou de la protection de l'environnement, une altération de la fiabilité du système électrique, ou la mise en œuvre de procédures d'intervention d'urgence.

L'exploitant devra également fournir des rapports sommaires périodiques à la Régie tous les mois pendant les activités de construction et de désaffectation et d'abandon et tous les ans pendant les activités d'évaluation du site et d'exploitation.

Un rapport final résumant les activités et décrivant l'état dans lequel l'emplacement des opérations est laissé devra être fourni à la Régie dans les trois mois suivant l'achèvement des activités.

Enfin, aux termes du projet de règlement, l'exploitant devra conserver à son établissement principal au Canada la documentation, l'information et les données issues des activités autorisées et communiquer de tels renseignements à la Régie, à sa demande.

## Élaboration de la réglementation

### *Consultation*

Le projet de règlement a fait l'objet d'un processus de consultation pluriannuel complet visant à recueillir les commentaires des intervenants intéressés et touchés sur le projet de règlement. La page Web de [l'initiative de règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière](#) a été créée pour tenir informés les intervenants et le public de l'évolution de l'initiative. Depuis le lancement de l'initiative de REER, plus de 200 parties ont été consultées.

Les intervenants qui ont été invités par courriel à participer aux activités de consultation de l'initiative comprenaient des entreprises et des promoteurs du secteur des énergies renouvelables, des associations industrielles, des groupes et gouvernements autochtones dans les régions côtières, des autorités de certification, les provinces et territoires intéressés, des organismes de réglementation, d'autres ministères fédéraux ayant des responsabilités dans le domaine des océans, des groupes de pêcheurs et des organisations environnementales non gouvernementales.

Phase 1 of the engagement process took place between October 2020 and January 2021 and included an information webinar and a 90-day written comment period on a [discussion paper \(PDF\)](#) that outlined the proposed approach to regulating ORE activities in Canada. Feedback was requested on the guiding principles for the development of the proposed Regulations, the various aspects to be addressed in these Regulations, the principal considerations to safety, security, and environmental protection throughout the life cycle of an ORE project, and the project timelines. The feedback received served to inform the next phase of the regulatory development process and was summarized in a [summary paper \(PDF\)](#) that was published on the ORE Initiative web page.

Phase 2 of the engagement process took place between December 2021 and February 2022, and again consisted of an information webinar and a 90-day written comment period on a [technical requirements paper \(PDF\)](#) that detailed the proposed requirements that would form the basis for the proposed Regulations. In June 2022, NRCan followed up with a virtual workshop in response to technical questions that were received specific to the requirement for a certificate of fitness. The workshop provided a forum for discussion on the technical requirements related to the proposed role of a certifying authority and the general certification process for ORE facilities.

The input and advice received during these engagements helped to inform the drafting of the proposed Regulations. In May 2023, a draft version of the proposed Regulations was shared with stakeholders that participated in the earlier phases of the process and provided them with an opportunity to demonstrate how feedback received in earlier engagements had been considered and incorporated into the draft proposed Regulations. Feedback was received from 13 organizations, including two provincial governments (Nova Scotia and Newfoundland and Labrador), one Indigenous group, three offshore regulators (CER and the Offshore Petroleum Boards), two certifying authorities, four industry and/or industry associations, and one environmental non-governmental organization.

Notable feedback included suggestions to streamline the authorization process between life cycle phases of an ORE project and fine-tuning the technical requirements so that they would be more appropriate to the risks associated with ORE activities, which are inherently lower than the risks associated with offshore petroleum activities. In addition, feedback and questions were received related to how Indigenous coastal communities should be considered and communicated with; how results of an impact assessment required under the *Impact Assessment Act* would be factored into an ORE activity authorization; how impacts to other ocean users would be measured; and

La première phase du processus de consultation s'est déroulée d'octobre 2020 à janvier 2021 et incluait un webinaire d'information et une période de commentaires écrits de 90 jours sur un [document de travail \(PDF\)](#) qui décrivait l'approche proposée pour réglementer les activités d'EER au Canada. Des commentaires étaient sollicités sur les principes directeurs pour l'élaboration du projet de règlement, les différents aspects à aborder dans ce règlement, les principales considérations en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement tout au long du cycle de vie d'un projet d'EER ainsi que les échéances du projet. Les commentaires reçus ont servi à orienter la phase suivante du processus d'élaboration de la réglementation et ont été résumés dans un [document de synthèse \(PDF\)](#) qui a été publié sur la page Web de l'initiative de REER.

La deuxième phase du processus de consultation s'est déroulée de décembre 2021 à février 2022 et comportait elle aussi un webinaire d'information et une période de commentaires écrits de 90 jours sur un [document sur les exigences techniques \(PDF\)](#) qui décrit les exigences proposées qui constitueront le fondement du projet de règlement. En juin 2022, NRCan a organisé un atelier virtuel pour répondre aux questions techniques reçues au sujet de l'exigence d'un certificat d'aptitude. L'atelier a servi de forum de discussion sur les exigences techniques liées au rôle proposé d'une autorité de certification et le processus général de certification pour les installations d'EER.

Les commentaires et les conseils reçus au cours des consultations ont contribué à la rédaction du projet de règlement. En mai 2023, une version préliminaire du projet de règlement a été communiquée aux intervenants ayant participé aux phases précédentes du processus et a permis de leur montrer comment les commentaires reçus lors des consultations antérieures avaient été pris en compte et intégrés à l'ébauche du projet de règlement. Treize organisations ont formulé des commentaires, dont deux gouvernements provinciaux (Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador), un groupe autochtone, trois organismes de réglementation de la zone extracôtière (la Régie et les offices des hydrocarbures extracôtiers), deux autorités de certification, quatre industries ou associations industrielles et une organisation environnementale non gouvernementale.

Les commentaires notables comprenaient des suggestions visant à simplifier le processus d'autorisation entre les étapes du cycle de vie d'un projet d'EER, à préciser les exigences techniques afin qu'elles soient mieux adaptées aux risques associés aux activités d'EER, qui sont par essence plus faibles que ceux des activités liées aux hydrocarbures extracôtiers. En outre, des commentaires et des questions ont été reçus sur la prise en compte des collectivités côtières autochtones et la communication avec celles-ci, la manière dont les résultats d'une évaluation d'impact requise en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* seront pris en considération dans l'autorisation d'une activité

whether navigational safety zones would prohibit other ocean users from accessing the area where the ORE project is situated.

As a result of the feedback, the proposed Regulations were revised to streamline the requirements related to the authorization process between life cycle phases, in particular, by combining the project construction and operations phases into one application for authorization, with two sets of conditions of authorization that must be met before the respective authorized activity (construction or operations) can commence. This approach was adopted in recognition that the application requirements for the construction and operations phases of a project would largely involve the same information; therefore, requiring that information be submitted in two separate applications would be duplicative. Further, the Regulator would need to know all relevant information about the intended operations and maintenance of a project in order to make a decision on whether to authorize the work related to the construction of the project.

In addition, as a result of the feedback, the requirements related to authorizations for repowering and/or life extension of a project were removed from the proposed Regulations. Given the ORE industry is in a relatively infant stage globally and has yet to commence in offshore Canada, the prospect of repowering or needing to extend the life of a project is decades into the future, so the need to prescribe requirements related to that potential phase of a project at this point in the sector's development was low. The proposed Regulations would be added to NRCan's [Regulatory Stock Review Plan](#) and would be regularly reviewed every five years to ensure the requirements continue to be comprehensive and appropriate in the face of continually changing ORE technologies and methodologies, and provides an opportunity for requirements related to authorizations for repowering and/or life extension of ORE projects to be added in the future. The feedback to this final engagement step was positive with strong support for NRCan to proceed as quickly as possible with establishing the proposed Regulations.

#### *Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation*

In accordance with the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an analysis was undertaken to determine whether this proposal is likely to give rise to modern treaty obligations. The assessment examined the geographic scope and subject matter of this proposal in relation to modern treaties in effect and concluded that implementation of this proposal is unlikely

d'EER, la manière dont les effets sur les autres utilisateurs de l'océan seront mesurés et la question de savoir si les zones de sécurité de la navigation interdiront aux autres utilisateurs de l'océan d'accéder à la zone où se situe le projet d'EER.

À la suite des commentaires, le projet de règlement a été révisé afin de simplifier les exigences liées au processus d'autorisation entre les étapes du cycle de vie, notamment en combinant les étapes de construction et d'exploitation du projet en une seule demande d'autorisation, avec deux ensembles de conditions d'autorisation devant être satisfaites avant le début de l'activité autorisée respective (construction ou exploitation). Une telle approche a été adoptée compte tenu du fait que les exigences de la demande pour les étapes de construction et d'exploitation d'un projet comportent en grande partie les mêmes renseignements et que, par conséquent, exiger que ces renseignements soient présentés dans deux demandes distinctes constitue une répétition inutile. En outre, la Régie devra connaître tous les renseignements pertinents concernant l'exploitation et l'entretien prévus d'un projet afin d'autoriser ou non les activités liées à la construction du projet.

De plus, à la suite des commentaires reçus, les exigences relatives aux autorisations de remise en service ou de prolongation de la durée de vie d'un projet ont été supprimées du projet de règlement. Étant donné que l'industrie de l'EER est relativement jeune à l'échelle mondiale et qu'elle n'a pas encore démarré au large des côtes du Canada, la perspective d'une remise en service ou d'une prolongation de la durée de vie d'un projet ne se concrétisera que dans plusieurs décennies, de sorte qu'il n'est pas nécessaire de prescrire des exigences relatives à une telle étape potentielle d'un projet au présent stade du développement du secteur. Le projet de règlement sera ajouté au [Plan d'examen de l'inventaire des règlements](#) de RNCan et fera l'objet d'un examen régulier tous les cinq ans afin de s'assurer que les exigences demeurent exhaustives et appropriées devant l'évolution constante des technologies et des méthodologies d'EER, et il offre la possibilité d'ajouter à l'avenir des exigences liées aux autorisations de remise en service ou de prolongation de la durée de vie des projets d'EER. Cette dernière étape de consultation a été bien accueillie et un fort soutien a été apporté à RNCan pour qu'il procède le plus rapidement possible à l'établissement du projet de règlement.

#### *Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones*

Conformément à la *Directive du cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*, une analyse a été entreprise pour déterminer si cette proposition est susceptible de donner lieu à des obligations relatives aux traités modernes. L'évaluation a porté sur la portée géographique et l'objet de cette proposition par rapport aux traités modernes en vigueur et a permis de

to impact the rights, interests, or self-government provisions of treaty partners.

All people in Canada would benefit from ensuring that ORE projects are carried out in a manner that ensures environmental protection and the safety and security of persons and property. The CER Act requires the Commission to consider, in determining whether to issue an authorization, any Indigenous knowledge that has been provided to the Commission, as well as the interests and concerns of the Indigenous peoples of Canada, including with respect to their current use of lands and resources for traditional purposes, and any effects on the rights of the Indigenous peoples of Canada recognized and affirmed by section 35 of the *Constitution Act, 1982*.

#### *Instrument choice*

Regulations are needed to operationalize Part 5 of the CER Act. The proposed Regulations would ensure that consistent rules, with compliance and enforcement mechanisms, related to safety, security, and environmental protection are applied to the site assessment, construction, operations, and decommissioning and abandonment of ORE projects, and would provide the necessary clarity and certainty for the nascent ORE industry to develop in Canada. No non-regulatory options were considered.

#### **Regulatory analysis**

##### *Benefits and costs*

The proposed Regulations would support safe, secure, and environmentally friendly ORE projects that would contribute to federal and provincial renewable energy targets. The benefits cannot be solely attributed to the proposed Regulations, but rather, are associated with the complete legislative regime for ORE under the CER Act.

Future operators would assume incremental costs associated with the proposed Regulations, as compared to what may be carried under the baseline scenario (no regulations), including labour costs related to the time spent on respecting mandatory reporting and inspection requirements, as well as labour costs related to the involvement of a certifying authority during the operations phases of a project. However, the incremental cost would average less than \$1 million yearly. The benefits and costs are considered qualitatively in this analysis.

conclure qu'il est peu probable que la mise en œuvre de cette proposition ait une incidence sur les droits, les intérêts ou les dispositions relatives à l'autonomie gouvernementale des partenaires des traités.

Tous les habitants du Canada gagneraient à ce que les projets d'EER soient menés de manière à assurer la protection de l'environnement ainsi que la sûreté et la sécurité des personnes et des biens. La LRCE exige que la Commission prenne en compte, pour déterminer si elle doit délivrer une autorisation, toute connaissance autochtone qui lui a été communiquée, ainsi que les intérêts et les préoccupations des peuples autochtones du Canada, notamment en ce qui concerne leur utilisation actuelle des terres et des ressources à des fins traditionnelles, et tout effet sur les droits des peuples autochtones du Canada reconnus et confirmés par l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

#### *Choix de l'instrument*

Un règlement est nécessaire pour rendre opérationnelle la partie 5 de la LRCE. Le projet de règlement garantira l'application de règles cohérentes, assorties de mécanismes de conformité et d'application, en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement, à l'évaluation du site, à la construction, à l'exploitation, à la désaffectation et à l'abandon des projets d'EER et apportera la clarté et la certitude nécessaires au développement de l'industrie naissante de l'EER au Canada. Aucune option non réglementaire n'a été envisagée.

#### **Analyse de la réglementation**

##### *Avantages et coûts*

Le projet de règlement soutiendra des projets d'EER sûrs, sécuritaires et respectueux de l'environnement qui contribueront à la réalisation des objectifs fédéraux et provinciaux en matière d'énergie renouvelable. Les avantages ne peuvent pas être attribués uniquement au projet de règlement, mais sont plutôt associés au régime législatif complet pour l'EER en vertu de la LRCE.

Les futurs exploitants devront assumer des coûts supplémentaires liés au projet de règlement, comparativement à ce qui pourrait être engagé dans le cadre du scénario de référence (absence de règlement), notamment des coûts de main-d'œuvre liés au temps consacré à respecter les exigences en matière de rapports et d'inspection obligatoires, ainsi que des coûts de main-d'œuvre ayant trait à la participation d'une autorité de certification à l'étape d'exploitation d'un projet. Toutefois, les coûts supplémentaires seront inférieurs à un million de dollars en moyenne par an. Les avantages et les coûts sont examinés de manière qualitative dans la présente analyse.

## Analytical framework

Under the *Policy on Cost-Benefit Analysis*, a cost-benefit analysis must consider the incremental impacts of the proposed Regulations, as measured by the difference between the baseline scenario and the scenario in which the proposed Regulations are implemented, over the same period. The baseline scenario considers what is likely to happen in the future if the Government of Canada does not implement the proposed Regulations, and it considers the changes that are likely to happen under normal circumstances without the proposed Regulations in place. Any incremental benefits and costs related to the introduction of the proposed Regulations (the “regulatory scenario”) are then assessed by comparing them against the baseline scenario.

In this analysis, the baseline scenario is one in which the legislative framework exists under Part 5 of the CER Act, which gives the Commission the authority to authorize work and activities related to ORE and to establish conditions on those authorizations that must be satisfied by an operator. It is expected that in the baseline scenario, the Regulator would exercise its authority under the Act to establish minimum requirements through conditions of authorization related to safety, security, and environmental protection at all stages of the development of a project. Based on feedback from renewable energy industry companies/developers and industry associations during early engagement, as well as feedback from regulators in other jurisdictions, operators are expected to follow industry standards and best practices in the development of a project. For example, operators typically utilize the services of a third-party certification company for insurance purposes, to verify that the project facilities have been fabricated, constructed, and installed in a manner that ensures the safety, integrity, and reliability of the project.

The proposed Regulations establish requirements related to the planning, management, and execution of proposed work or activities that an operator must satisfy prior to commencing any authorized work. It is expected that an operator would voluntarily establish many of these plans and programs, as they would be consistent with best management practices for companies working in the offshore renewable energy industry. The proposed Regulations do not prescribe any specific technology or methodology that must be used by an operator of a project.

The duration of each phase of the project life cycle (site assessment, construction, operations, decommissioning and abandonment) and the interval between each phase will vary depending on the project, operator, and the time required to obtain all the necessary authorizations under the proposed Regulations and any other applicable federal legislation. The potential impacts of the proposed Regulations will not be immediately discernable; therefore, the analysis considers a 20-year time frame to identify any

## Cadre analytique

En vertu de la *Politique sur l'analyse coûts-avantages*, une analyse coûts-avantages doit tenir compte des effets différentiels du projet de règlement, mesurés par la différence entre le scénario de référence et le scénario dans lequel le projet de règlement est mis en œuvre, au cours de la même période. Le scénario de référence considère ce qui est susceptible de se produire à l'avenir si le gouvernement du Canada ne met pas en œuvre le projet de règlement, et il prend en compte les changements qui sont susceptibles de se produire dans des circonstances normales sans que le projet de règlement soit mis en place. Les avantages et les coûts supplémentaires liés à l'introduction du projet de règlement (le « scénario réglementaire ») sont ensuite évalués par leur comparaison au scénario de référence.

Dans cette analyse, le scénario de référence est celui dans lequel le cadre législatif existe en vertu de la partie 5 de la LRCE, qui donne à la Commission le pouvoir d'autoriser les activités liées à l'EER et de fixer les conditions de ces autorisations qui doivent être respectées par un exploitant. Dans le scénario de référence, la Régie devrait exercer son autorité en vertu de la Loi pour établir des exigences minimales par le truchement de conditions d'autorisation liées à la sécurité, à la sûreté et à la protection de l'environnement à tous les stades du développement d'un projet. D'après le retour d'information des entreprises et des promoteurs du secteur des énergies renouvelables et des associations industrielles au cours des premiers engagements, ainsi que le retour d'information des organismes de réglementation d'autres territoires, les exploitants sont censés suivre les normes et les pratiques exemplaires de l'industrie lors de l'élaboration d'un projet. Par exemple, les exploitants font généralement appel aux services d'une société de certification tierce à des fins d'assurance, pour vérifier que les installations du projet ont été fabriquées, construites et installées de manière à garantir la sécurité, l'intégrité et la fiabilité du projet.

Le projet de règlement établit des exigences relatives à la planification, à la gestion et à l'exécution des activités proposées, auxquelles l'exploitant doit satisfaire avant de commencer les activités autorisées. On s'attend à ce qu'un exploitant établisse, sur une base volontaire, un grand nombre de ces plans et programmes, car ils sont conformes aux meilleures pratiques de gestion des entreprises travaillant dans l'industrie de l'EER. Le projet de règlement ne prescrit aucune technologie ou méthodologie particulière que l'exploitant d'un projet doit utiliser.

La durée de chaque étape du cycle de vie du projet (évaluation du site, construction, exploitation, désaffectation et abandon) et l'intervalle entre les étapes varieront en fonction du projet, de l'exploitant et du temps requis pour obtenir toutes les autorisations nécessaires en vertu du projet de règlement et de toute autre loi fédérale applicable. Les effets potentiels du projet de règlement ne se feront pas sentir immédiatement; c'est pourquoi l'analyse porte sur une période de 20 ans afin de déterminer les



incremental impacts that may arise from the proposed Regulations.

Based on the interest expressed by the offshore wind development industry in the early engagement stages, it is anticipated that the majority of ORE projects will be carried out in the Canada–Nova Scotia and Canada–Newfoundland and Labrador offshore areas. The Canada–Nova Scotia offshore area will likely see the earliest activity, a conclusion drawn following the Government of Nova Scotia’s announcement of its [Offshore Wind Roadmap \(PDF\)](#) and intent to offer leases for five gigawatts of offshore wind energy by 2030. This move could lead to the development of four commercial-scale wind projects within the analysis period. Although the Government of Newfoundland and Labrador has focused its early wind energy efforts on onshore land leases in support of a wind-to-hydrogen industry, it is expected that there would be at least two commercial-scale projects in the Canada–Newfoundland and Labrador offshore area during the period of analysis, given the prevailing wind speeds off the coast of that province and its potential for wind development. Finally, one smaller-scale project off the coast of British Columbia may be expected during the period of analysis. Each project would have one operator, resulting in an expected seven operators or affected businesses in the next 20 years.

## Benefits of the proposed Regulations

### Benefits to governments and the public

The proposed Regulations would provide transparency and certainty for Canadians, the industry, and other stakeholders with respect to the requirements and obligations to operate and maintain an offshore renewable energy project. The proposed Regulations combine elements of outcome-based and management-based regulatory design to promote the continual advancement of safety, security, and environmental protection outcomes, while providing the necessary flexibility for the Regulations to evolve over time with the continual change in best available technologies and methodologies.

### Benefits for industry

The proposed Regulations would require operators to identify, manage, and mitigate risks to safety, security and the environment. Operators would be obligated to follow safety, security, reliability, and environmental protection standards and seek third-party verification to confirm that the project facilities are constructed and installed

effets supplémentaires qui pourraient découler du projet de règlement.

D’après l’intérêt exprimé par l’industrie de l’exploitation de l’énergie éolienne extracôtière au cours des premières étapes d’engagement, il est prévu que la majorité des projets d’EER seront réalisés dans les zones extracôtières Canada — Nouvelle-Écosse et Canada — Terre-Neuve-et-Labrador. C’est probablement dans la zone Canada — Nouvelle-Écosse que l’activité sera la plus précoce, une conclusion tirée à la suite de l’annonce par le gouvernement de la Nouvelle-Écosse de sa [Offshore Wind Roadmap \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#) [feuille de route en matière d’éolien extracôtier] et de son intention de proposer des permis pour cinq gigawatts d’énergie éolienne extracôtière d’ici 2030. Cette décision pourrait mener au développement de quatre projets éoliens à l’échelle commerciale au cours de la période d’analyse. Bien que le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ait concentré ses premiers efforts en matière d’énergie éolienne sur les permis fonciers à terre pour soutenir une industrie de transformation du vent en hydrogène, on s’attend à ce qu’il y ait au moins deux projets à l’échelle commerciale dans la zone extracôtière Canada — Terre-Neuve-et-Labrador au cours de la période d’analyse, étant donné les vitesses de vent dominant au large de la côte de cette province et son potentiel pour le développement de l’énergie éolienne. Enfin, on peut s’attendre à ce qu’il y ait un projet à plus petite échelle au large de la Colombie-Britannique pendant la période d’analyse. Chaque projet aurait un exploitant, ce qui donnerait un total de sept exploitants ou entreprises touchés au cours des 20 prochaines années.

## Avantages du projet de règlement

### Avantages pour les gouvernements et le public

Le projet de règlement assurerait la transparence et la certitude pour les Canadiens, l’industrie et les autres intervenants en ce qui concerne les exigences et les obligations relatives à l’exploitation et à l’entretien d’un projet d’énergie extracôtière renouvelable. Le projet de règlement combine des éléments de la conception réglementaire axée sur les résultats et de la conception réglementaire reposant sur la gestion afin de promouvoir l’avancement continu des résultats en matière de sûreté, de sécurité et de protection de l’environnement, tout en offrant la souplesse nécessaire pour que le Règlement évolue au fil du temps en fonction des changements continus dans les meilleures technologies et méthodologies disponibles.

### Avantages pour l’industrie

Le projet de règlement exigera des exploitants qu’ils définissent, gèrent et atténuent les risques pour la sûreté, la sécurité et l’environnement. Les exploitants seront tenus de respecter les normes de sécurité, de sûreté, de fiabilité et de protection de l’environnement ainsi que de faire appel à des tiers pour confirmer que les installations

correctly and are fit for purpose. Operators would also be required to maintain these standards throughout the duration of operations. The proposed Regulations would clarify the application and authorization process and would allow projects to move forward, paving the way for the successful development of new ORE projects and the emergence of a new industry.

## Costs of the proposed Regulations

### Compliance costs to industry

In the baseline scenario, it is expected that operators will conform with industry standards, adopt best practices, and employ the services of a third-party certification company without being required to do so by regulations. Costs associated with these activities are not considered incremental to this proposal.

Since the CER Act authorizes the Regulator to establish minimum requirements through conditions of authorization related to safety, security, and environmental protection, costs attributable to the proposed Regulations stem only from the mandatory reporting and inspection requirements. As noted in the “Description” section, these requirements include notifying the Regulator of reportable incidents, investigating the incidents, and providing the final investigation report to the Regulator. They also include the provision of periodic summary reports to the Regulator. This cost would take the form of wages paid to personnel for the hours of work associated with the mandatory reporting and inspections. For example, under the scenario outlined above, it is estimated that there would be an average of eight incidents reported each year once all projects are operational, with each report requiring 40 hours to complete.

The operator would also bear incremental costs with respect to the certifying authority’s involvement in the project’s operations life cycle phase. In the baseline scenario, it is assumed that the operator would engage the services of a certifying authority during construction to satisfy insurance requirements; however, it is unlikely that the operator would continue to utilize the services of the certifying authority during regular operations without a regulatory requirement to do so. Therefore, the costs associated with the certifying authority in the operations phase, which include those associated with periodic monitoring and inspection of facilities, equipment and systems to verify their continued integrity, are incremental costs and would also take the form of wages paid to personnel for the hours of work associated with the mandatory inspections and reporting by the certifying authority, which would be billed back to the operator.

de projet sont construites et installées correctement et qu’elles sont propres à l’usage auquel elles sont destinées. Les exploitants seront également tenus de maintenir ces normes pendant toute la durée des activités. Le projet de règlement clarifiera le processus de demande et d’autorisation et permettra aux projets d’aller de l’avant, ouvrant ainsi la voie au développement réussi de nouveaux projets d’EER et à l’émergence d’une nouvelle industrie.

## Coûts du projet de règlement

### Coûts de mise en conformité pour l’industrie

Dans le scénario de base, il est prévu que les exploitants se conformeront aux normes industrielles, adopteront les pratiques exemplaires et recourront aux services d’une société de certification tierce sans y être obligés par la réglementation. Les coûts associés à ces activités ne sont pas considérés comme supplémentaires par rapport à la présente proposition.

Étant donné que la LRCE autorise la Régie à établir des exigences minimales par le truchement de conditions d’autorisation relatives à la sûreté, à la sécurité et à la protection de l’environnement, les coûts imputables au projet de règlement découlent uniquement des exigences en matière de rapports et d’inspections obligatoires. Comme indiqué dans la section « Description », ces exigences comprennent les avis à la Régie des incidents à déclarer, l’enquête sur ces incidents et la remise du rapport d’enquête final à la Régie. Elles incluent également la fourniture de rapports de synthèse périodiques à la Régie. Ce coût prendra la forme de salaires versés au personnel pour les heures de travail associées aux rapports et aux inspections obligatoires. Par exemple, dans le cadre du scénario décrit ci-dessus, il est estimé qu’il y aura en moyenne huit incidents signalés chaque année une fois que tous les projets seront opérationnels, chaque rapport nécessitant 40 heures de travail.

L’exploitant assumera également des coûts supplémentaires liés à la participation de l’autorité de certification à l’étape du cycle de vie de l’exploitation du projet. Dans le scénario de référence, il est supposé que l’exploitant fait appel aux services d’une autorité de certification pendant la construction pour satisfaire aux exigences en matière d’assurance; toutefois, il est peu probable que l’exploitant continue à utiliser les services de l’autorité de certification à l’étape d’exploitation normale s’il n’y est pas obligé par la réglementation. En conséquence, les coûts associés à l’autorité de certification pendant l’étape d’exploitation, qui comprennent les coûts liés à la surveillance et à l’inspection périodiques des installations, du matériel et des systèmes afin de vérifier s’ils restent intègres, constituent un coût supplémentaire et prendront également la forme de salaires versés au personnel pour les heures de travail liées aux inspections et aux rapports obligatoires de l’autorité de certification, qui seront facturés à l’exploitant.



These costs would be carried as projects develop and advance in their life cycle. Total costs would depend on the number and size of projects under development during the analysis period.

### *Small business lens*

An analysis under the small business lens concluded that the proposed Regulations would not impact Canadian small businesses. ORE operators that would be impacted by the proposed Regulations would not qualify under the definition of “small businesses.” Furthermore, the proposed Regulations aim to be a blend of management-based and outcome-based requirements and do not impose prescriptive technical requirements that must be adopted; rather, the proposed Regulations would provide the necessary flexibility to allow for innovation and cost reductions, without diminishing safety and environmental protection.

### *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 in under the rule. The proposed Regulations would impose administrative costs that arise from the requirements to conserve records that are submitted to the Regulator in support of the application or authorization, the results of surveys conducted, and documents that demonstrate that the work or activities were carried out in the manner proposed by the operator and in compliance with the proposed Regulations.

Given this is an industry with no existing activities in Canada and that it takes time for an operator to obtain all necessary authorizations under the proposed Regulations and any other applicable federal legislation, it is expected that the administrative burden associated with the proposed Regulations will not be carried until two years after the Regulations enter into force and that they will be limited to those records arising from the site assessment and construction phases of two projects undertaken within the first decade following the proposed Regulations coming into force.

The individual responsible for conserving records will likely vary, depending on the nature of the record. However, the 2022 average hourly wage for the National Occupational Classification (NOC) of professional occupations in natural and applied sciences of \$46.63 is used as a proxy to estimate the hourly cost. It is estimated that the average time required to conserve a record to be 0.083 hours (five minutes).

De tels coûts seront assumés au fur et à mesure que les projets progressent et avancent dans leur cycle de vie. Les coûts totaux dépendront du nombre et de la taille des projets en cours de développement au cours de la période d'analyse.

### *Lentille des petites entreprises*

Selon une analyse menée dans le cadre de la lentille des petites entreprises, le projet de règlement n'aura aucune incidence sur les petites entreprises canadiennes. Les exploitants d'EER qui seraient touchés par le projet de règlement ne répondent pas à la définition de « petites entreprises ». En outre, le projet de règlement vise à combiner des exigences fondées sur la gestion et des exigences basées sur les résultats et n'impose pas d'exigences techniques normatives qui doivent être adoptées; au contraire, le projet de règlement offrira la souplesse nécessaire pour permettre l'innovation et la réduction des coûts, sans diminuer la sécurité et la protection de l'environnement.

### *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 facteur d'alourdissement du fardeau conformément à ladite règle. Le projet de règlement imposera des coûts administratifs découlant de l'obligation de conserver les documents soumis à la Régie à l'appui de la demande ou de l'autorisation, les résultats des enquêtes menées et les documents qui démontrent que les activités ont été réalisées de la manière proposée par l'exploitant et en conformité avec le projet de règlement.

Étant donné qu'il s'agit d'une industrie qui n'a pas encore d'activités au Canada et qu'il faut du temps à un exploitant pour obtenir toutes les autorisations nécessaires en vertu du projet de règlement et de toute autre législation fédérale applicable, il est prévu que le fardeau administratif associé au projet de règlement ne sera pas porté avant deux ans après l'entrée en vigueur du projet de règlement et qu'il sera limité aux documents découlant des étapes d'évaluation du site et de construction de deux projets entrepris au cours de la première décennie suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement.

La personne responsable de la conservation des documents variera probablement en fonction de la nature des documents considérés. Cependant, le salaire horaire moyen de 46,63 \$ de la Classification nationale des professions (CNP) des professions libérales en sciences naturelles et appliquées pour 2022 est utilisé comme approximation pour évaluer le coût horaire. Le temps moyen nécessaire à la conservation d'un document est estimé à 0,083 heure (cinq minutes).

The proposed Regulations result in an additional annualized cost of \$854 (2012 Can\$<sup>1</sup>) of administrative burden as estimated using the *Red Tape Reduction Regulations'* prescribed method. A new regulatory title (title in) is introduced.

#### *Regulatory cooperation and alignment*

The proposed Regulations are not related to an international agreement or obligation, nor do they have any impacts related to a work plan or commitment under a formal regulatory cooperation forum.

The proposed Regulations were, however, inspired in part by the regulatory framework in the United States for the operational safety and environmental protection of ORE projects in U.S. coastal waters. In addition, select elements of Canada's existing regime for offshore petroleum activities were also adopted, where appropriate, to allow for consistency between the offshore regimes while ensuring that the requirements for ORE were not unnecessarily burdensome, given the risk profile for ORE is much lower than that of petroleum.

It is NRCan's intent to replicate, to the extent possible, the proposed Regulations in the Canada–Nova Scotia and Canada–Newfoundland and Labrador offshore areas once Bill C-49 receives royal assent and the Accord Acts are amended to expand their application to ORE. The governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador have been consulted throughout the regulatory development process and have provided input into the proposed Regulations.

#### *Strategic environmental assessment*

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a preliminary scan was conducted for this proposal and concluded that a strategic environmental assessment is not required.

#### *Gender-based analysis plus*

A gender-based analysis plus (GBA+) assessment was conducted as part of the development of the proposed Regulations and no GBA+ impacts have been identified. The proposed Regulations would establish requirements that operators must meet in carrying out work and activities related to the site assessment, construction, operations,

Le projet de règlement entraîne un coût annualisé supplémentaire de 854 \$ (\$ CA de 2012<sup>1</sup>) pour le fardeau administratif, tel qu'il est estimé en utilisant la méthode prescrite par le *Règlement sur la réduction de la paperasse*. Un nouveau titre réglementaire est ajouté (titre ajouté).

#### *Coopération et harmonisation en matière de réglementation*

Le projet de règlement n'est pas lié à une entente ou à une obligation internationale, et il n'a pas non plus d'incidence sur un plan de travail ou un engagement s'inscrivant dans un cadre officiel de coopération en matière de réglementation.

Toutefois, le projet de règlement s'inspire en partie du cadre réglementaire en vigueur aux États-Unis pour la sécurité opérationnelle et la protection de l'environnement des projets d'EER dans les eaux côtières américaines. En outre, certains éléments du régime canadien en vigueur pour les activités pétrolières en mer ont également été adoptés, le cas échéant, afin d'assurer la cohérence entre les régimes en mer tout en veillant à ce que les exigences applicables à l'EER ne soient pas inutilement lourdes, étant donné que le profil de risque de l'EER est beaucoup plus faible que celui des hydrocarbures.

RNCan a l'intention de reproduire, dans la mesure du possible, le projet de règlement dans les zones extracôtières Canada — Nouvelle-Écosse et Canada — Terre-Neuve-et-Labrador une fois que le projet de loi C-49 aura reçu la sanction royale et que les lois de mise en œuvre auront été modifiées pour leur application à l'EER. Les représentants des gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador ont été consultés tout au long du processus d'élaboration de la réglementation et ont apporté leur contribution au projet de règlement.

#### *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 été effectuée pour la présente proposition et selon l'analyse, une évaluation environnementale stratégique n'est pas nécessaire.

#### *Analyse comparative entre les sexes plus*

Une analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) a été réalisée dans le cadre de l'élaboration du projet de règlement et aucune incidence au titre de l'ACS+ n'a été relevée. Le projet de règlement établira les exigences que les exploitants doivent respecter dans l'exécution des activités liées à l'évaluation du site, à la construction, à

<sup>1</sup> The *Red Tape Reduction Regulations* require that the valuation of the administrative burden be based on a 10-year forecast period and using 2012 as the price year and discounted to 2012 using a discount rate of 7%.

<sup>1</sup> Le *Règlement sur la réduction de la paperasse* exige que l'évaluation du fardeau administratif soit basée sur une période de prévision de 10 ans, en utilisant 2012 comme année de prix et en procédant à une actualisation basée sur ladite année à l'aide d'un taux de 7 %.

and decommissioning and abandonment of ORE projects to ensure environmental protection and the safety and security of persons and property. The proposed Regulations are not expected to result in differential impacts on GBA+ categories of stakeholders as the ORE sector develops, nor to the public at large.

### *Implementation*

The proposed Regulations would come into force on the day they are registered. It is anticipated that the Regulator may develop guidance materials to assist interested parties and future operators in the interpretation of these proposed Regulations, where the Regulator has determined that additional guidance could be helpful. Consistent with its regular practice, the Regulator would update its website to provide information about these proposed Regulations and would work to address any questions that interested parties and future operators have with respect to the interpretation and compliance of the proposed Regulations.

### *Compliance and enforcement*

Compliance and enforcement activities would follow established CER approaches and procedures to monitor compliance under, and enforce, the CER Act and the regulations made thereunder. Part 2 of the Act sets out the powers of inspection officers to administer and enforce the Act and the proposed Regulations, for the purpose of ensuring the safety and security of persons and facilities, as well as the protection of property and the environment.

The Regulator may become aware of non-compliance through regular inspections, condition reviews, meetings, audits, and incidents and near misses to be reported to the CER under the proposed Regulations through immediate or periodic reporting requirements. The CER has a variety of compliance and enforcement tools, such as notices of non-compliance, inspection officer orders, warning letters, Commission orders or letters of direction, suspension of operations, administrative monetary penalties and prosecution. More than a single tool may be employed to obtain or promote compliance, deter future non-compliance or to prevent harm.

An inspection officer who has reasonable grounds to believe that a requirement of the CER Act or its regulations is being, or has been, contravened may order a person to stop the contravention. They may also order a person to stop doing something that may cause a hazard to the safety or security of persons or cause damage to property or the environment, and to take any measure that is necessary to prevent or mitigate those hazards, or to ensure compliance and/or mitigate the effects of non-compliance with the Act and its regulations.

l'exploitation, à la désaffectation et à l'abandon des projets d'EER afin de garantir la protection de l'environnement ainsi que la sécurité et la sûreté des personnes et des biens. Le projet de règlement ne devrait pas avoir d'impacts différentiels sur les catégories d'intervenants de l'ACS+ au fur et à mesure du développement du secteur de l'EER, ni sur le grand public.

### *Mise en œuvre*

Le projet de règlement entrera en vigueur le jour de son enregistrement. Il est prévu que la Régie élabore des documents d'orientation pour aider les intervenants et les futurs exploitants à interpréter le projet de règlement, lorsque la Régie a déterminé que des orientations supplémentaires pourraient être utiles. Conformément à sa pratique habituelle, la Régie mettra à jour son site Web afin de fournir des informations sur ce projet de règlement et s'efforcera de répondre à toutes les questions que les intervenants et les futurs exploitants se posent sur l'interprétation et la conformité du projet de règlement.

### *Conformité et application*

Les activités de conformité et d'application suivront les approches et procédures établies de la Régie pour contrôler la conformité à la LRCE et à ses règlements d'application et appliquer ces derniers. La partie 2 de la Loi définit les pouvoirs des inspecteurs pour administrer et faire appliquer la Loi et le projet de règlement, dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté des personnes et des installations, ainsi que la protection des biens et de l'environnement.

La Régie peut prendre connaissance de cas de non-conformité par le truchement d'inspections régulières, d'examen de l'état des installations, de réunions, d'audits, d'incidents et de quasi-incident qui doivent être signalés à la Régie en vertu du projet de règlement par le truchement d'exigences de rapports immédiats ou périodiques. La Régie dispose d'une série d'outils de conformité et d'application, tels que les avis de non-conformité, les ordonnances d'inspecteur, les lettres d'avertissement, les ordonnances ou les lettres d'instructions de la Commission, la suspension de l'exploitation, les sanctions administratives pécuniaires et les poursuites judiciaires. Il est possible d'utiliser plus d'un outil pour obtenir ou promouvoir la conformité, dissuader toute non-conformité future ou prévenir les dommages.

Un inspecteur qui a des motifs raisonnables de croire qu'il y a ou a eu contravention d'une exigence de la LRCE ou de ses règlements peut ordonner à une personne de cesser la contravention. Il peut également ordonner à une personne de cesser de faire toute chose qui risque de porter atteinte à la sécurité des personnes ou de causer des dommages aux biens ou à l'environnement et de prendre toute mesure nécessaire pour prévenir ou atténuer de tels risques ou pour assurer la conformité et/ou atténuer les effets de la non-conformité à la Loi et à ses règlements.

Failure to comply with an order from the Commission or an inspection officer is a prosecutable offence under the Act, and penalties include, on summary conviction, a fine up to \$100,000, imprisonment for a maximum term of one year, or both; and, on conviction of an indictment, a fine up to \$1 million, or imprisonment for a maximum term of five years, or both. The CER Act also provides the CER with the authority necessary to establish, with the approval of the Governor in Council, regulations related to the designation of violations that are subject to administrative monetary penalties, as well as the determination of the amount payable as the penalty.

### Contact

Kim Phillips  
Senior Regulatory Officer  
Renewable and Electrical Energy Division  
Department of Natural Resources  
Telephone: 902-402-0285  
Email: [nrcan.offshorerenewables-  
renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca](mailto:nrcan.offshorerenewables-renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca)

Le non-respect d'une ordonnance de la Commission ou d'un inspecteur est une infraction passible de poursuites en vertu de la loi, et les sanctions comprennent, sur déclaration de culpabilité par procédure sommaire, une amende pouvant aller jusqu'à 100 000 \$, un emprisonnement d'une durée maximale d'un an, ou les deux, et, sur déclaration de culpabilité par mise en accusation, une amende pouvant aller jusqu'à un million de dollars, ou un emprisonnement d'une durée maximale de cinq ans, ou les deux. La LRCE confère également à la Régie les pouvoirs nécessaires pour établir, avec l'approbation du gouverneur en conseil, des règlements relatifs à la désignation des violations qui font l'objet de sanctions administratives pécuniaires, ainsi qu'à la détermination du montant payable à titre de sanction.

### Personne-ressource

Kim Phillips  
Agente principale des affaires réglementaires  
Division de l'énergie renouvelable et électrique  
Ministère des Ressources naturelles  
Téléphone : 902-402-0285  
Courriel : [nrcan.offshorerenewables-  
renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca](mailto:nrcan.offshorerenewables-renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca)

---

### PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council proposes to make the annexed *Canada Offshore Renewable Energy Regulations* under section 312 of the *Canadian Energy Regulator Act*<sup>a</sup>.

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 Kim Phillips, Senior Regulatory Officer, Renewable and Electrical Energy Division, Natural Resources Canada, 580 Booth Street, 19th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0E4 (email: [nrcan.offshorerenewables-  
renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca](mailto:nrcan.offshorerenewables-renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca)).

Ottawa, February 19, 2024

Wendy Nixon  
Assistant Clerk of the Privy Council

---

### PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu de l'article 312 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*<sup>a</sup>, se propose de prendre le *Règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière au Canada*, 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 Kim Phillips, agente principale des affaires réglementaires, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth, 19<sup>e</sup> étage, Ottawa (Ontario), K1A 0E4 (courriel : [nrcan.offshorerenewables-  
renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca](mailto:nrcan.offshorerenewables-renouvelablesextracotieres.nrcan@canada.ca)).

Ottawa, le 19 février 2024

La greffière adjointe du Conseil privé  
Wendy Nixon

---

<sup>a</sup> S.C. 2019, c. 28, s. 10

---

<sup>a</sup> L.C. 2019, ch. 28, art. 10

## Canada Offshore Renewable Energy Regulations

### Interpretation

#### Definitions

1 The following definitions apply in these Regulations.

**Act** means the *Canadian Energy Regulator Act*. (*Loi*)

**control system** means any system, station or panel used to monitor the status and control the operation of the equipment used for an offshore renewable energy project or offshore power line. (*système de contrôle*)

**operations site** means a site where authorized work or activities are carried on in relation to an offshore renewable energy project or offshore power line. (*emplacement des opérations*)

**operator** means an applicant for, or a holder of, an authorization under section 298 of the Act. (*exploitant*)

**physical and environmental conditions** means any physical, geotechnical, seismic, oceanographic, meteorological or ice conditions that might affect authorized work or activities. (*conditions physiques et environnementales*)

**reportable incident** means any of the following incidents that occur in relation to an offshore renewable energy project or offshore power line:

- (a) a loss of life;
- (b) an injury that prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee's regular work on any day subsequent to the day on which the injury occurred, whether or not that subsequent day is a working day for that employee;
- (c) a fire or explosion;
- (d) a collision;
- (e) any adverse impact on the environment, the production of debris or the introduction into the environment of any substance or form of energy that is likely to have an adverse impact on the environment, unless that adverse impact, production or introduction is authorized or explicitly anticipated in an application for an authorization;
- (f) any damage to archaeological or cultural resources;

## Règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière au Canada

### Définitions et interprétation

#### Définitions

1 Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

**conditions physiques et environnementales** Conditions physiques, géotechniques, sismiques, océanographiques, météorologiques ou relatives à l'état des glaces qui peuvent influencer sur les activités visées par l'autorisation. (*physical and environmental conditions*)

**emplacement des opérations** Emplacement où est exercée une activité autorisée en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou avec une ligne extracôtière. (*operations site*)

**exploitant** Personne qui demande une autorisation en vertu de l'article 298 de la Loi ou qui est titulaire d'une autorisation accordée en vertu de cet article. (*operator*)

**incident à signaler** S'entend des incidents suivants qui surviennent en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou avec une ligne extracôtière :

- a) la perte de vies;
- b) une blessure qui empêche un employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le jour ou les jours suivant le jour où la blessure est survenue, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui;
- c) un incendie ou une explosion;
- d) une collision;
- e) des répercussions négatives sur l'environnement, la production de débris ou l'introduction dans l'environnement de toute substance ou forme d'énergie susceptible d'avoir des répercussions négatives sur l'environnement, sauf si ces répercussions, cette production ou cette introduction sont autorisées ou explicitement prévues dans une demande d'autorisation;
- f) un dommage à des ressources archéologiques ou culturelles;
- g) une perturbation importante des activités autorisées en raison des activités d'une personne n'ayant aucun lien avec le projet ou avec la ligne ou en raison de l'introduction dans l'environnement d'une substance par cette personne;

**(g)** a significant disruption to authorized work or activities due to the carrying on of an activity, or the introduction into the environment of a substance, by a person unrelated to the project or power line;

**(h)** an impairment to the reliability of the power system of the project or power line;

**(i)** the impairment of a support craft or of any facility, equipment or system that is critical to safety, security or environmental protection;

**(j)** the implementation of emergency response procedures. (*incident à signaler*)

**support craft** means a vessel, vehicle, aircraft or other conveyance used to provide transportation or assistance to persons at an operations site. (*véhicule de service*)

**vessel** has the same meaning as in section 2 of the *Canada Shipping Act, 2001*. (*navire*)

### Incorporation by reference

**2 (1)** In these Regulations, any incorporation by reference of a document is an incorporation by reference of the most recent version of that document.

### Bilingual document

**(2)** Despite subsection (1), if a document that is incorporated by reference is available in both official languages, any amendment to it is incorporated only when the amended version is available in both official languages.

## Authorization and Conditions of Authorization

### Requirements for All Applications and Conditions of Every Authorization

#### General

##### Carrying on work or activities

**3** For the purposes of subsection 298(2) of the Act, information submitted in an application for an authorization must demonstrate that the work or activities will be carried on in a manner that is safe and secure, that protects property and the environment, that is in conformity with all applicable laws in respect of safety, security and environmental protection and that takes into account the potential future impacts of climate change.

**h)** une altération de la fiabilité du système électrique du projet ou de la ligne;

**i)** la dégradation d'un véhicule de service, d'une installation, de matériel ou d'un système qui sont essentiels au maintien de la sécurité, de la sûreté ou de la protection de l'environnement;

**j)** la mise en œuvre de procédures d'intervention d'urgence. (*reportable incident*)

**Loi** La Loi sur la Régie canadienne de l'énergie. (*Act*)

**navire** S'entend au sens de la définition de **bâtiment** à l'article 2 de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*. (*vessel*)

**système de contrôle** Système, station ou panneau utilisé dans la surveillance de l'état du matériel qui sert à un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou à une ligne extracôtière et dans la gestion des opérations en lien avec ce matériel. (*control system*)

**véhicule de service** Navire, véhicule, aéronef ou autre moyen de transport utilisé pour transporter ou aider les personnes se trouvant à un emplacement des opérations. (*support craft*)

### Incorporation par renvoi

**2 (1)** Dans le présent règlement, l'incorporation par renvoi d'un document vise l'incorporation de celui-ci dans sa version la plus récente.

### Document bilingue

**(2)** Malgré le paragraphe (1), si le document incorporé par renvoi existe dans les deux langues officielles, les modifications qui lui sont apportées ne sont incorporées que lorsqu'elles sont accessibles dans ces deux langues.

## Demande d'autorisation et conditions des autorisations

### Exigences pour toutes les demandes et conditions des autorisations

#### Général

##### Réalisation des activités

**3** Pour l'application du paragraphe 298(2) de la Loi, les renseignements fournis dans la demande d'autorisation doivent démontrer que les activités seront réalisées de manière sûre et sécuritaire, qui protège les biens et l'environnement, conformément à toute loi applicable relative à la sécurité, à la sûreté et à la protection de l'environnement et qui prend en compte les futurs impacts potentiels du changement climatique.

**Level of detail**

**4** The information submitted in support of an application and all documents and information submitted to the Regulator as a condition of an authorization must provide a level of detail that is proportionate to the scope, nature and complexity of the proposed work or activities.

**Applications****Contents**

**5** For the purposes of subsection 298(2) of the Act, every application for authorization to carry on work or activities in relation to an offshore renewable energy project or offshore power line must include the following information and documents:

- (a)** the name and contact information of an authorized representative of the operator;
- (b)** a general description of the project or power line as a whole, including any plans for overlapping or concurrent authorizations, for the proposed work or activities to be undertaken in stages or for developing the overall project in stages;
- (c)** a description of the work or activities that are the subject of the application, including
  - (i)** the objectives to be attained, and
  - (ii)** the scope of the proposed work or activities and maps or charts showing the preferred locations of all operations sites, as well as any other locations that are being considered;
- (d)** a description of the anticipated use of support craft and any other vessel, vehicle, aircraft or conveyance and associated equipment and systems in carrying on the work or activities that are the subject of the application;
- (e)** an execution plan and a schedule for undertaking the work or activities that are the subject of the application, including an indication of the need for any overlapping or concurrent authorizations or for undertaking the work or activities in stages, if applicable;
- (f)** if applicable, the results of
  - (i)** relevant surveys and monitoring programs, including those from previously authorized work or activities in relation to the project or power line, and
  - (ii)** relevant analyses and assessments based on the data from such surveys and monitoring programs;
- (g)** a description of how the results referred to in paragraph (f) were taken into account in the planning of the

**Niveau de détail**

**4** Les renseignements fournis dans la demande d'autorisation et tout document et renseignement fournis à la Régie comme condition d'une autorisation doivent fournir un niveau de détail qui est proportionnel à l'étendue, à la nature et à la complexité des activités projetées.

**Demandes****Contenu**

**5** Pour l'application du paragraphe 298(2) de la Loi, toute demande d'autorisation pour exercer des activités en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière est accompagnée des renseignements et documents suivants :

- a)** le nom et les coordonnées d'un représentant autorisé de l'exploitant;
- b)** la description générale du projet ou de la ligne dans son ensemble, notamment tout plan de chevauchement ou de concomitance des autorisations, de réalisation des activités projetées par étapes ou de développement du projet global par étapes;
- c)** la description des activités qui font l'objet de la demande, notamment :
  - (i)** les objectifs de leur réalisation,
  - (ii)** leur étendue et des cartes ou des plans illustrant les emplacements des opérations privilégiés, de même que de tout autre emplacement envisagé pour ceux-ci;
- d)** la description de l'utilisation prévue des véhicules de service et de tout autre navire, véhicule, aéronef ou moyen de transport, et des systèmes et du matériel connexes à ceux-ci pour l'exercice des activités qui font l'objet de la demande;
- e)** le plan d'exécution et le calendrier pour l'exercice des activités qui font l'objet de la demande, notamment, le cas échéant, le besoin d'avoir un chevauchement ou une concomitance des autorisations ou un développement par étapes de ces activités;
- f)** s'il y a lieu :
  - (i)** les résultats des enquêtes et des programmes de surveillance pertinents, notamment ceux menés durant les activités précédemment autorisées en lien avec le projet ou la ligne,
  - (ii)** les résultats des analyses et des évaluations pertinentes effectuées à l'aide des données obtenues de ces enquêtes et ces programmes de surveillance;

work or activities that are the subject of the application;

**(h)** the name, position and contact information of the accountable person designated under subsection 23(2);

**(i)** a description of the measures that will be put in place to conform with all applicable laws relating to safety, security or environmental protection;

**(j)** a description of the potential effects that the work or activities that are the subject of the application may have on any other users of the operations site;

**(k)** a list of all the permits that are required in relation to the work or activities that are the subject of the application;

**(l)** the target levels of safety, security and environmental protection that the operator proposes to establish under section 31 for the work or activities that are the subject of the application; and

**(m)** a description of how the operator will conduct the work or activities that are the subject of the application in a manner that is in keeping with any information provided, any approach or methodology proposed and any technologies put forward in an application in respect of any previously authorized work or activities in relation to the project or power line and, if the operator is proposing changes to that information or those approaches, methodologies or technologies, a detailed description of the changes that are being proposed, the rationale for those changes and a description of their effect.

## Conditions of Every Authorization — Management System and Associated Plans

### Development and implementation

**6 (1)** For the purposes of subsection 298(9) of the Act, every authorization is subject to the condition that the operator develop and implement the following system and plans before the authorized work or activities begin:

**(a)** a management system that meets the requirements set out in section 7;

**(b)** a safety plan that meets the requirements set out in section 8;

**(c)** an environmental protection plan that meets the requirements set out in section 9; and

**(d)** an emergency management plan that meets the requirements set out in section 10.

**g)** la description de la façon dont les résultats visés à l'alinéa f) ont été pris en compte dans la planification des activités qui font l'objet de la demande;

**h)** le nom, le titre du poste et les coordonnées de la personne désignée en vertu du paragraphe 23(2);

**i)** la description des mesures qui seront mises en œuvre en vue de se conformer aux exigences de toutes les lois applicables relatives à la sécurité, à la sûreté ou à la protection de l'environnement;

**j)** la description des effets potentiels des activités qui font l'objet de la demande sur tout autre utilisateur de l'emplacement des opérations;

**k)** la liste de tous les permis exigés en lien avec les activités qui font l'objet de la demande;

**l)** les niveaux cibles en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement que l'exploitant propose d'établir conformément à l'article 31 pour les activités qui font l'objet de la demande;

**m)** la description de la façon dont l'exploitant, dans l'exercice des activités qui font l'objet de la demande, respecte tout renseignement fourni, toute approche ou méthodologie proposée ou tout usage de technologie proposé dans une demande en lien avec le projet ou la ligne pour lesquels les activités ont été précédemment autorisées et, si des changements sont proposés à ces renseignements, ces approches, ces méthodologies ou ces usages, la description détaillée des changements proposés, de même qu'une explication pour ces changements et la description de leurs effets.

## Conditions de toutes les autorisations — système de gestion et plans connexes

### Élaboration et mise en œuvre

**6 (1)** Pour l'application du paragraphe 298(9) de la Loi, toute autorisation est assujettie à la condition que l'exploitant élabore et mette en œuvre ce qui suit avant le début de toute activité autorisée :

**a)** un système de gestion qui répond aux exigences prévues à l'article 7;

**b)** un plan de sécurité qui répond aux exigences prévues à l'article 8;

**c)** un plan de protection de l'environnement qui répond aux exigences prévues à l'article 9;

**d)** un plan visant les situations d'urgence qui répond aux exigences prévues à l'article 10.



**Submission and approval**

**(2)** Every authorization is also subject to the condition that the operator submit the following information and plans to the Regulator and obtain the Regulator's approval of the information and plans before the authorized work or activities begin:

- (a)** a description of the management system, an explanation of how it has been implemented and a statement, signed by the accountable person designated under subsection 23(2), confirming that it has been implemented;
- (b)** the safety plan;
- (c)** the environmental protection plan; and
- (d)** the emergency management plan.

**Management system**

**7 (1)** The management system must establish the overall direction and framework for reducing risks to safety, security and the environment, including measures for ensuring the reliable operation of the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line and appropriate response in case of an emergency.

**Overarching requirements**

**(2)** The management system must

- (a)** be commensurate with the scope, nature and complexity of the authorized work or activities and the associated hazards and risks;
- (b)** cover all of the authorized work or activities;
- (c)** be explicit, comprehensive and proactive; and
- (d)** foster a culture of safety.

**Standards**

**(3)** The management system must identify the management system standards on which it is based.

**Contents**

**(4)** The management system must include the overarching policies, processes, procedures and protocols related to safety, security, environmental protection, reliability of facilities, equipment and systems and emergency response, including

- (a)** processes for establishing and maintaining measurable goals and associated performance indicators for the management system;
- (b)** processes for ensuring that all persons have the necessary experience, training, qualifications and

**Soumission et approbation**

**(2)** Toute autorisation est aussi assujettie à la condition que l'exploitant soumette à l'approbation de la Régie les renseignements et les plans suivants et obtienne son approbation avant le début de toute activité autorisée :

- a)** la description du système de gestion, une explication de la façon dont il a été mis en œuvre et une déclaration signée par la personne responsable désignée en vertu du paragraphe 23(2) confirmant que le système de gestion a été mis en œuvre;
- b)** le plan de sécurité;
- c)** le plan de protection de l'environnement;
- d)** le plan visant les situations d'urgence.

**Système de gestion**

**7 (1)** Le système de gestion établit l'orientation générale et le cadre général de réduction des risques relatifs à la sécurité, à la sûreté et à l'environnement, ce qui comprend notamment des mesures qui assurent la fiabilité de l'exploitation des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière et qui assurent une intervention appropriée en cas d'urgence.

**Exigences générales**

**(2)** Le système de gestion répond aux exigences suivantes :

- a)** il est adapté à l'étendue, à la nature et à la complexité des activités autorisées ainsi qu'aux dangers et risques connexes;
- b)** il s'applique à toutes les activités autorisées;
- c)** il est explicite, exhaustif et proactif;
- d)** il favorise une culture axée sur la sécurité.

**Normes**

**(3)** Le système de gestion énonce les normes du système de gestion sur lesquelles il repose.

**Contenu**

**(4)** Le système de gestion comprend les politiques, les processus, les procédures et les protocoles globaux liés à la sécurité, à la sûreté, à la protection de l'environnement, à la fiabilité des installations, du matériel et des systèmes et à l'intervention en cas d'urgence, notamment :

- a)** les processus permettant d'établir et de tenir à jour les objectifs quantifiables et les indicateurs de rendement qui lui sont applicables;
- b)** les processus permettant de veiller à ce que les personnes aient l'expérience, la formation, les

competence and receive the supervision that is necessary for them to carry out the duties that they are assigned;

**(c)** policies setting out the roles, responsibilities and authority of all persons exercising functions under the management system, as well as processes for making those persons aware of their roles, responsibilities and authority;

**(d)** processes for

**(i)** identifying hazards that may arise during the authorized work or activities, including hazards related to human and organizational factors,

**(ii)** assessing the risks associated with the identified hazards and determining the measures that will be taken to minimize those risks,

**(iii)** establishing an inventory of the identified hazards and the measures that will be taken to minimize the associated risks, and

**(iv)** keeping that inventory up to date;

**(e)** processes for internally and externally communicating documents and information related to safety, security, environmental protection, reliability of facilities, equipment and systems and emergency response, including communications with persons who may be exposed to a hazard regarding the measures that will be taken to minimize the associated risks;

**(f)** processes for coordinating and managing the work of the operator, suppliers, service providers and other persons involved in carrying on the authorized work or activities, including processes for ensuring concordance between the processes and procedures put in place by the operator and by service providers;

**(g)** processes for auditing and evaluating the management system to ensure that it is functioning and achieving the measurable goals and associated performance indicators referred to in paragraph (a) and, if any deficiencies or areas for improvement are identified, processes for ensuring that the management system is updated to correct those deficiencies and make improvements;

**(h)** processes for inspecting, monitoring, testing and maintaining all facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line, including those set out in the integrity management program referred to in paragraph 17(a), if applicable, and, if any deficiencies or areas for improvement are identified, processes for ensuring that measures are taken to correct those deficiencies and make improvements;

qualifications et les compétences nécessaires et soient assujetties à la supervision nécessaire pour exécuter les fonctions qui leur sont confiées;

**(c)** les politiques établissant les rôles, les responsabilités et les pouvoirs de toutes les personnes exerçant des fonctions dans le système et les processus visant à leur faire connaître ces rôles, responsabilités et pouvoirs;

**(d)** les processus permettant :

**(i)** de déterminer les dangers qui peuvent survenir au cours des activités autorisées, notamment les dangers liés aux facteurs humains et organisationnels,

**(ii)** d'évaluer les risques connexes à ces dangers et de déterminer les mesures qui seront prises pour les minimiser,

**(iii)** de dresser un inventaire de ces dangers et des mesures qui seront prises pour minimiser les risques connexes,

**(iv)** de mettre à jour cet inventaire;

**(e)** les processus permettant de communiquer à l'interne et l'externe tout document et renseignement relatifs à la sécurité, à la sûreté, à la protection de l'environnement, à la fiabilité des installations, du matériel et des systèmes et à l'intervention en cas d'urgence, notamment la communication — aux personnes qui pourraient être exposées aux dangers — des mesures qui seront prises pour minimiser les risques connexes;

**(f)** les processus permettant de coordonner et de gérer les activités exercées par l'exploitant, les fournisseurs de biens et de services et les autres personnes impliquées dans le déroulement des activités autorisées, notamment les processus permettant d'assurer la concordance entre les processus et les procédures mis en place par l'exploitant et par les fournisseurs de services;

**(g)** les processus de vérification et d'examen du système afin d'assurer qu'il fonctionne et atteigne les objectifs quantifiables et les indicateurs de rendement visés à l'alinéa a), et si des lacunes ou des points à améliorer sont constatés, les processus permettant de le mettre à jour afin de corriger ces lacunes et apporter des améliorations;

**(h)** les processus d'inspection, de surveillance, de mise à l'essai et d'entretien des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière, notamment ceux prévus par le programme de gestion de l'intégrité visé à l'alinéa 17a), le cas échéant, et, si des lacunes ou des points à améliorer sont constatés, les processus permettant de corriger ces lacunes et d'apporter des améliorations;

**(i)** processes for ensuring continuous improvement, including processes for

**(ii)** internally reporting hazards, reportable incidents and situations that had the potential to result in a reportable incident,

**(iii)** analyzing the hazards, reportable incidents and situations and conducting investigations as required,

**(iv)** identifying the root cause and causal and contributing factors in respect of the hazards, reportable incidents and situations, including any human or organizational factors,

**(v)** taking corrective and preventive measures, including steps to manage imminent hazards,

**(vi)** analyzing trends in respect of the hazards, reportable incidents and situations,

**(vii)** providing feedback to those who have made a report, and

**(viii)** communicating documents and information concerning best practices or lessons learned from the hazards, reportable incidents and situations that might improve safety, security, environmental protection, reliability of facilities, equipment and systems and emergency response;

**(j)** processes for identifying, evaluating and managing any changes that could affect safety, security, environmental protection, reliability of facilities, equipment and systems and emergency response;

**(k)** processes for receiving information and concerns related to safety, security and environmental protection from the general public and for reviewing and responding to such information and concerns;

**(l)** processes for ensuring that all documents associated with the management system are approved by a person with the necessary authority and are periodically reviewed and updated when necessary;

**(m)** processes for managing records associated with the management system and records that are necessary to support operational requirements or demonstrate compliance with all laws related to safety, security and environmental protection that apply in respect of an offshore renewable energy project or offshore power line, for the purpose of ensuring that those records are generated, identified, controlled and retained and are readily accessible for consultation and examination by those persons who require access to them; and

**(n)** processes for monitoring compliance with and preventing non-compliance with the conditions of the authorization and all laws related to safety, security and environmental protection that apply in respect of

**i)** les processus d'amélioration continue permettant :

**(i)** de signaler à l'interne les dangers, les incidents à signaler et les situations qui avaient le potentiel d'être un tel incident,

**(ii)** d'analyser ces dangers, ces incidents à signaler et ces situations et, lorsque nécessaire, d'enquêter ceux-ci,

**(iii)** de déterminer la cause première et les facteurs de causalité de ces dangers, ces incidents à signaler et ces situations, et les facteurs y ayant contribué, notamment les facteurs humains ou organisationnels,

**(iv)** de prendre des mesures correctives et préventives, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents,

**(v)** d'analyser les tendances en matière de dangers, d'incidents à signaler et de situations,

**(vi)** de fournir une rétroaction aux personnes qui ont fait un signalement,

**(vii)** de communiquer tout document ou renseignement relatifs aux meilleures pratiques ou leçons tirées des dangers, des incidents à signaler et des situations qui pourraient améliorer la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement, la fiabilité des installations, du matériel et des systèmes et l'intervention en cas d'urgence;

**j)** les processus permettant de définir, d'évaluer et de gérer tout changement qui pourrait compromettre la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement, la fiabilité des installations, du matériel et des systèmes et l'intervention en cas d'urgence;

**k)** les processus de réception d'information et de pré-occupations du grand public en ce qui concerne la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement et les processus permettant de les examiner et d'y répondre;

**l)** les processus permettant de faire en sorte que tous les documents le concernant soient approuvés par la personne qui dispose des pouvoirs nécessaires à cette fin, examinés périodiquement et, au besoin, mis à jour;

**m)** les processus de gestion des dossiers — ceux liés au système, et ceux qui sont nécessaires pour répondre aux exigences opérationnelles ou pour démontrer la conformité aux exigences de toutes les lois relatives à la sécurité, à la sûreté ou à la protection de l'environnement qui s'appliquent à un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière — permettant de générer, recenser, contrôler et conserver ces dossiers et les rendre facilement accessibles pour consultation et examen par les personnes qui en ont besoin;

an offshore renewable energy project or offshore power line.

### Safety plan

**8 (1)** The safety plan must set out the procedures, practices and resources and the sequence of key safety-related activities that are necessary to safely carry out the authorized work or activities and must include the following information:

- (a)** a description of how the safety plan
  - (i)** integrates and reflects the processes and principles set out in the management system that relate to safety, and
  - (ii)** ensures that the obligations set out in these Regulations with regard to safety are met;
- (b)** a summary of the studies and a description of the processes that were used to
  - (i)** identify the safety hazards that may arise during the authorized work or activities, including any safety hazards that may arise due to activities taking place in the vicinity of the operations site, and
  - (ii)** assess the safety risks associated with the identified hazards;
- (c)** a description of the hazards that were identified under subparagraph (b)(i) and the results of the risk assessment under subparagraph (b)(ii);
- (d)** a description of the measures that will be taken to anticipate, monitor, avoid and minimize the safety risks associated with the identified hazards, including, if the possibility of ice hazards exists, measures for detecting, forecasting, monitoring and reporting those hazards, as well as measures for data collection and, if applicable, for ice avoidance or deflection;
- (e)** an evaluation of the anticipated effectiveness of the measures referred to in paragraph (d) and of how those measures will assist in meeting the target levels of safety referred to in section 31;
- (f)** a description of the methods that will be used to communicate with individuals who may be directly affected by the identified hazards regarding the existence of those hazards and the measures that will be taken to minimize the associated safety risks;
- (g)** a description of all the facilities, equipment and systems that are critical to safety that are to be used during the authorized work or activities and a summary

**n)** les processus de vérification du respect et de prévention du non-respect des conditions des autorisations et des exigences de toutes les lois relatives à la sécurité, à la sûreté ou à la protection de l'environnement qui s'appliquent à un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière.

### Plan de sécurité

**8 (1)** Le plan de sécurité prévoit les procédures, les pratiques, les ressources et la séquence des principales activités en matière de sécurité nécessaires pour assurer l'exécution sécuritaire des activités autorisées et comprend les renseignements suivants :

- a)** la description de la manière dont il veille :
  - (i)** à intégrer et refléter les processus et principes énoncés dans le système de gestion en ce qui concerne la sécurité,
  - (ii)** à ce que les obligations énoncées dans le présent règlement en matière de sécurité soient remplies;
- b)** le résumé des études et la description des processus permettant :
  - (i)** de déterminer les dangers pour la sécurité qui peuvent survenir au cours des activités autorisées, notamment ceux qui peuvent survenir en raison d'activités effectuées à proximité de l'emplacement des opérations,
  - (ii)** d'évaluer les risques pour la sécurité qui sont connexes à ces dangers;
- c)** la description des dangers visés au sous-alinéa b)(i), ainsi que les résultats des évaluations de risques visées au sous-alinéa b)(ii);
- d)** la description des mesures visant à prévoir, à surveiller, à éviter et à minimiser les risques pour la sécurité qui sont connexes aux dangers déterminés, notamment, en cas de danger lié à la présence de glace, les mesures pour détecter, prévoir, surveiller et signaler ce danger, les mesures pour la collecte de données et, le cas échéant, les mesures pour éviter ou faire dévier les glaces;
- e)** l'évaluation de l'efficacité projetée des mesures visées à l'alinéa d) et la façon dont elles contribueront à atteindre les niveaux cibles en matière de sécurité visés à l'article 31;
- f)** la description des méthodes qui seront utilisées pour communiquer avec les personnes qui pourraient être directement touchées par les dangers déterminés en ce qui concerne l'existence de ces dangers et des mesures qui seront prises pour minimiser les risques pour la sécurité qui sont connexes à ceux-ci;

of the procedures and policies that will be put in place for their inspection, testing and maintenance;

**(h)** a description of the training required by the individuals who will be carrying on the authorized work or activities and the experience, qualifications and competencies that they must possess;

**(i)** a description of how the personnel, procedures and equipment to be used in any diving operation, including compression and decompression equipment and equipment used for rescue and recovery operations, will meet

**(i)** the requirements of Part XVIII of the *Canada Occupational Health and Safety Regulations*, and

**(ii)** the prevailing industry standards and best practices that are appropriate for the water depth and type of diving to be carried on;

**(j)** a description of the measures that will be taken to monitor compliance with the safety plan and to evaluate performance in relation to the plan's objectives, including data collection and analysis, inspections and audits;

**(k)** a description of the organizational structure and the chain of command for ensuring that the authorized work or activities are carried on safely; and

**(l)** a description of the processes that will be put in place to identify, evaluate and manage any changes related to the authorized work or activities that could affect safety.

### Service providers

**(2)** If the operator contracts for the provision of services with respect to the authorized work or activities, the safety plan must also include the following:

**(a)** a description of how the service provider's procurement and selection process takes into consideration past performance in relation to safety;

**(b)** a description of the service provider's roles and responsibilities with respect to safety;

**(c)** a description of the measures that will be put in place to oversee the work or activities of the service provider and to ensure their compliance with the safety plan; and

**(d)** a description of how the operator and the service provider will communicate with each other regarding any safety issues that may arise during the work or activities.

**g)** la description des installations, du matériel et des systèmes qui sont essentiels pour la sécurité et qui seront utilisés pendant le déroulement des activités autorisées ainsi qu'un résumé des procédures et politiques en place visant leur inspection, mise à l'essai et entretien;

**h)** la description de la formation requise par toute personne à qui est confiée une activité autorisée, ainsi que l'expérience, les compétences et les qualifications qu'ils doivent posséder pour exercer celle-ci;

**i)** la description de la façon dont le personnel, les procédures et le matériel à utiliser dans toute activité de plongée, notamment le matériel pour la compression et la décompression et le matériel nécessaire aux opérations de sauvetage et de récupération, vont satisfaire :

**(i)** aux exigences de la Partie XVIII du *Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail*,

**(ii)** aux normes courantes et aux pratiques exemplaires de l'industrie compte tenu de la profondeur de l'eau et du type de plongée qui sera effectuée;

**j)** la description des mesures de surveillance de la conformité au plan de sécurité et des mesures d'évaluation du rendement au regard de ses objectifs, notamment la collecte et l'analyse des données, les inspections et les processus de vérifications;

**k)** la description de la structure organisationnelle et de la voie hiérarchique qui assurent l'exécution sécuritaire des activités autorisées;

**l)** la description des processus qui seront mis en œuvre afin de définir, d'évaluer et de gérer tout changement en lien avec les activités autorisées qui pourrait influencer sur la sécurité.

### Fournisseurs de services

**(2)** Si l'exploitant fait appel à des fournisseurs de services en ce qui concerne les activités autorisées, le plan de sécurité comprend aussi les documents et renseignements suivants :

**a)** la description de la façon dont le processus d'approvisionnement et la méthode de sélection des fournisseurs de services tiennent compte des performances antérieures en matière de sécurité;

**b)** la description des rôles et des responsabilités des fournisseurs de services concernant la sécurité;

**c)** la description des mesures qui seront mises en place pour superviser les activités par les fournisseurs de services et pour assurer le respect du plan de sécurité;

**d)** la description de la manière dont l'opérateur et les fournisseurs de services communiqueront entre eux les problèmes de sécurité qui peuvent survenir au cours des activités.

**Environmental protection plan**

**9 (1)** The environmental protection plan must set out the procedures, practices and resources that will be put in place to manage environmental hazards and protect the environment and must include the following information:

**(a)** a description of how the environmental protection plan

**(i)** integrates and reflects the processes and principles set out in the management system that relate to environmental protection, and

**(ii)** ensures that the obligations set out in these Regulations with regard to environmental protection are met;

**(b)** a summary of the studies and a description of the processes that were used to

**(i)** identify the environmental hazards that may arise during the authorized work or activities, including any environmental hazards that may arise due to activities taking place in the vicinity of the operations site, and

**(ii)** assess the environmental risks associated with the identified hazards;

**(c)** a description of the hazards that were identified under subparagraph (b)(i) and the results of the risk assessment under subparagraph (b)(ii);

**(d)** the measures that will be taken to anticipate, monitor, avoid and minimize the environmental risks associated with the identified hazards;

**(e)** an evaluation of the anticipated effectiveness of the measures referred to in paragraph (d) and of how those measures will assist in meeting the target levels of environmental protection referred to in section 31;

**(f)** a description of the methods that will be used to communicate with individuals who may be directly affected by the identified hazards regarding the existence of those hazards and the measures that will be taken to minimize the associated environmental risks;

**(g)** a description of all the facilities, equipment and systems that are critical to the protection of the environment that are to be used during the authorized work or activities and a summary of the procedures and policies that will be put in place for their inspection, testing and maintenance;

**(h)** a description of the organizational structure and the chain of command for ensuring that the authorized work or activities are carried on in a manner that minimizes environmental hazards;

**Plan de protection de l'environnement**

**9 (1)** Le plan de protection de l'environnement prévoit les procédures, les pratiques et les ressources mises en place pour gérer les dangers environnementaux et protéger l'environnement et comprend les renseignements suivants :

**a)** la description de la manière dont il veille :

**(i)** à intégrer et refléter les processus et principes énoncés dans le système de gestion en ce qui concerne la protection de l'environnement,

**(ii)** à ce que les obligations énoncées dans le présent règlement en matière de protection de l'environnement soient remplies;

**b)** un résumé des études et la description des processus permettant :

**(i)** de déterminer les dangers environnementaux qui peuvent survenir au cours des activités autorisées, notamment ceux qui peuvent survenir en raison d'activités effectuées à proximité de l'emplacement des opérations,

**(ii)** d'évaluer les risques pour l'environnement qui sont connexes à ces dangers;

**c)** la description des dangers visés au sous-alinéa b)(i) ainsi que les résultats des évaluations de risques visées au sous-alinéa b)(ii);

**d)** les mesures visant à prévoir, surveiller, éviter et minimiser les risques pour l'environnement qui sont connexes aux dangers déterminés;

**e)** une évaluation de l'efficacité projetée des mesures visées à l'alinéa d) et la façon dont elles contribueront à atteindre les niveaux cibles en matière de protection de l'environnement visés à l'article 31;

**f)** la description des méthodes qui seront utilisées pour communiquer avec les personnes qui pourraient être directement touchées par les dangers déterminés en ce qui concerne l'existence de ces dangers et des mesures qui seront prises pour minimiser les risques pour l'environnement qui sont connexes à ceux-ci;

**g)** la description des installations, du matériel et des systèmes qui sont essentiels pour la protection de l'environnement et qui seront utilisés pendant le déroulement des activités autorisées, ainsi qu'un résumé des procédures et politiques en place visant leur inspection, leur mise à l'essai et leur entretien;

**h)** la description de la structure organisationnelle et de la voie hiérarchique qui assurent que les activités autorisées sont effectuées de façon à minimiser les dangers environnementaux;

**(i)** a description of the procedure to be followed if an archaeological site or a burial ground is discovered during the authorized work or activities;

**(j)** a description of the measures that will be taken to monitor compliance with the environmental protection plan and to evaluate performance in relation to the plan's objectives, including data collection and analysis, inspections and audits; and

**(k)** a description of the processes that will be put in place to identify, evaluate and manage any changes related to the authorized work or activities that could affect the protection of the environment.

### Service providers

**(2)** If the operator contracts for the provision of services with respect to the authorized work or activities, the environmental protection plan must also include the following:

**(a)** a description of how the service provider's procurement and selection process takes into consideration past performance in relation to environmental protection;

**(b)** a description of the service provider's roles and responsibilities with respect to environmental protection;

**(c)** a description of the measures that will be put in place to oversee the work or activities of the service provider and to ensure their compliance with the environmental protection plan; and

**(d)** a description of how the operator and the service provider will communicate with each other regarding any environmental issues that may arise during the work or activities.

### Emergency management plan

**10 (1)** The emergency management plan must set out the emergency response procedures referred to in subsection (2) and any other procedures, practices and resources that are necessary to effectively prepare for, manage and respond to an emergency and must, subject to subsection (3), include the following documents and information:

**(a)** a description of how the emergency management plan

**(i)** integrates and reflects the processes and principles set out in the management system that relate to emergency response, and

**(ii)** ensures that the obligations set out in these Regulations with regard to emergency response are met;

**i)** la description de la procédure à suivre si un site archéologique ou un cimetière est découvert pendant le déroulement des activités autorisées;

**j)** la description des mesures de surveillance de la conformité au plan de protection de l'environnement et des mesures d'évaluation du rendement au regard de ses objectifs, notamment la collecte et l'analyse de données, les inspections et les processus de vérifications;

**k)** la description des processus qui seront mis en œuvre afin de définir, d'évaluer et de gérer tout changement en lien avec les activités autorisées qui pourrait avoir une incidence sur la protection de l'environnement.

### Fournisseurs de services

**(2)** Si l'exploitant fait appel à des fournisseurs de services en ce qui concerne les activités autorisées, le plan de protection de l'environnement comprend aussi les documents et renseignements suivants :

**a)** la description de la façon dont le processus d'approvisionnement et la méthode de sélection des fournisseurs de services tiennent compte des performances antérieures en matière de protection de l'environnement;

**b)** la description des rôles et des responsabilités du fournisseur de services concernant la protection de l'environnement;

**c)** la description des mesures qui seront mises en place pour superviser les activités des fournisseurs de services et pour assurer le respect du plan de protection de l'environnement;

**d)** la description de la manière dont l'opérateur et les fournisseurs de services communiqueront entre eux au sujet de tout problème environnemental qui peut survenir au cours des activités.

### Plan visant les situations d'urgence

**10 (1)** Le plan visant les situations d'urgence prévoit les procédures d'intervention d'urgence visées au paragraphe (2) ainsi que toute autre procédure, pratique et ressource nécessaire pour se préparer, gérer et répondre efficacement à ces urgences et, sous réserve du paragraphe (3), comprend les documents et renseignements suivants :

**a)** la description de la manière dont il veille :

**(i)** à intégrer et refléter les processus et principes énoncés dans le système de gestion en ce qui concerne les interventions d'urgence,

**(ii)** à ce que les obligations énoncées dans le présent règlement en matière d'interventions d'urgence soient remplies;

**(b)** an identification of the types of incidents, in relation the authorized work or activities, that may require an emergency response, an assessment of the risks associated with each type of incident and a description of the planned emergency response for each type of incident;

**(c)** a description of the organizational structure and the chain of command for emergency response;

**(d)** a method for classifying incidents;

**(e)** a description of the incident management system that will be used for emergency response;

**(f)** a description of the methods that will be used to constantly monitor the facilities and the work or activities in real time, including at night and during periods of poor visibility;

**(g)** the frequency and scope of the emergency response drills and exercises that will be carried out to test and validate emergency response procedures and practices; and

**(h)** a description of the measures that will be taken to ensure that first responders, personnel at relevant medical facilities, organizations and agencies and other users of the ocean that are carrying on activities within or adjacent to an operations site are informed of and provided with instructions and updates concerning

**(i)** the location of the facilities,

**(ii)** the potential emergency situations that may arise in relation to the facilities, and

**(iii)** the procedures to be followed in case of an emergency.

### Emergency response procedures

**(2)** The emergency response procedures must cover the following subjects:

**(a)** emergency response for each type of incident identified under paragraph (1)(b), including the emergency equipment that is necessary and that will be made available for emergency response to each type of incident;

**(b)** the safe shutdown of facilities, equipment and systems in the event of an emergency;

**(c)** personnel evacuation plans, including, if applicable, evacuation plans for divers engaged in a dive;

**(d)** the notification, investigation and reporting of incidents in accordance with section 50;

**b)** la détermination des catégories d'incidents en lien avec les activités autorisées qui pourraient nécessiter une intervention d'urgence, l'évaluation des risques connexes pour chaque catégorie et la description des interventions d'urgences prévues pour celle-ci;

**c)** la description de la structure organisationnelle et la voie hiérarchique pour les interventions d'urgence;

**d)** la méthode de classement des incidents;

**e)** la description du système de gestion des incidents qui sera utilisé pour les interventions d'urgence;

**f)** la description des méthodes qui seront utilisées pour surveiller en permanence les installations et les activités en temps réel, notamment celles qui seront utilisées la nuit et lorsque la visibilité est réduite;

**g)** la fréquence et la portée des manœuvres et des exercices d'intervention d'urgence qui seront menés pour tester et valider les procédures et les pratiques d'urgences;

**h)** la description des mesures qui seront prises pour s'assurer que les premiers intervenants, le personnel des installations médicales, organisations et agences concernées et les autres utilisateurs de la mer qui exercent des activités à l'intérieur ou à proximité de l'emplacement des opérations soient informés et reçoivent des instructions et des mises à jour sur ce qui suit :

**(i)** l'emplacement des installations;

**(ii)** les situations d'urgence potentielles qui peuvent survenir en lien avec ces installations;

**(iii)** les procédures à suivre en cas de situation d'urgence.

### Procédures d'intervention d'urgence

**(2)** Les procédures d'intervention d'urgence portent sur les sujets suivants :

**a)** les interventions d'urgence pour chaque type d'incidents déterminés au titre de l'alinéa (1)b), notamment la description du matériel d'urgence qui sera nécessaire et disponible pour les interventions d'urgence;

**b)** l'arrêt sécuritaire des installations, du matériel et des systèmes lors d'une situation d'urgence;

**c)** les plans d'évacuation du personnel, notamment ceux des plongeurs prenant part à une plongée, s'il y a lieu;

**d)** les signalements, les enquêtes et les rapports sur les incidents qui ont été faits en application de l'article 50;



(e) the protocols to be used for communicating with the relevant federal, provincial and municipal authorities or Indigenous governing bodies during an emergency response; and

(f) coordination and liaison with all relevant emergency response organizations during an emergency response.

#### Exception for site assessment

(3) In the case of an authorization in relation to the site assessment for an offshore renewable energy project or offshore power line, the information referred to in paragraphs (1)(f) to (h) and the emergency response procedures referred to in paragraphs (2)(b) and (c) are only required to be included in the emergency management plan if they are relevant for the authorized work or activities.

## Site Assessment

#### Application – additional contents

11 For the purposes of subsection 298(2) of the Act, an application for authorization to carry on work or activities in relation to the site assessment for an offshore renewable energy project or offshore power line must include, in addition to the information set out in section 5,

(a) a description of the surveys that are proposed to be conducted, including any seafloor hazard surveys and any biological, environmental, geological, geotechnical, geophysical, oceanographic, meteorological or archaeological surveys, as well as of any analyses or assessments to be performed using the data obtained from those surveys;

(b) a description of the facilities, equipment and systems to be put in place for the site assessment, their proposed location, capabilities and limitations and, if any facilities, equipment or systems are to be installed on or moored to the seafloor, how they will be abandoned or removed;

(c) a risk assessment in respect of the proposed work or activities that addresses the safety and security of persons and infrastructure at or in the vicinity of an operations site; and

(d) an environmental and socio-economic assessment in respect of the proposed work or activities that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) to (f) of the Act other than those factors that are addressed in the risk assessment referred to in paragraph (c).

(e) les protocoles de communication avec les autorités fédérales, provinciales ou municipales concernées, ou les corps dirigeants autochtones concernés lors d'une intervention d'urgence;

(f) la coordination et la liaison avec toutes les organisations d'intervention d'urgence concernées lors d'une intervention d'urgence.

#### Exception pour l'évaluation du site

(3) Pour toute autorisation qui concerne les activités d'évaluation du site d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière, les renseignements visés aux alinéas (1)f) à h) et les procédures d'intervention d'urgence visés aux alinéas (2)b) et c) ne sont compris dans le plan visant les situations d'urgence que s'ils revêtent une importance pour les activités autorisées.

## Évaluation du site

#### Demande – contenu supplémentaire

11 Pour l'application du paragraphe 298(2) de la Loi, toute demande d'autorisation pour exercer des activités en lien avec l'évaluation du site d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est accompagnée, outre des renseignements visés à l'article 5, des renseignements suivants :

a) la description des enquêtes projetées, notamment les enquêtes sur les risques liés aux fonds marins, les enquêtes biologiques, environnementales, géologiques, géotechniques, géophysiques, océanographiques, météorologiques et archéologiques, de même que les analyses et toute autre évaluation à effectuer à l'aide des données obtenues à partir de celles-ci;

b) la description des installations, du matériel et des systèmes à mettre en place pour l'évaluation du site, de même que leur emplacement projeté, leurs capacités et leurs limites, et si les installations, le matériel et les systèmes doivent être installés sur le fond marin ou amarés à celui-ci, de la façon dont ils seront abandonnés ou enlevés;

c) l'évaluation des risques concernant les activités projetées qui traite de la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures qui se trouvent à un emplacement des opérations ou à proximité de celui-ci;

d) l'évaluation socioéconomique et environnementale concernant les activités projetées qui traite des éléments prévus aux alinéas 298(3)a) à f) de la Loi, sauf ceux traités dans l'évaluation des risques prévue à l'alinéa c).

## Construction, Operation and Maintenance

### Application – additional contents

**12** For the purposes of subsection 298(2) of the Act, an application for authorization to carry on work or activities in relation to the construction, operation and maintenance of an offshore renewable energy project or offshore power line must include, in addition to the information set out in section 5,

**(a)** a list of the industry standards and best practices to be used in the design of the facilities, equipment and systems related to the project or power line, as well as any data sets to be used to establish operational and extreme loading conditions;

**(b)** a description of the facilities, equipment and systems to be constructed, operated and maintained and their proposed location, capabilities and limitations, including, in the case of an offshore power line, maps that show

**(i)** if applicable, the preferred location of each terminal point and each provincial interconnection point for the power line, as well as any other locations that are being considered,

**(ii)** the preferred route for the power line, as well as any other routes that are being considered,

**(iii)** constraints and hazards that restrict the preferred locations referred to in subparagraph (i) or the preferred route referred to in subparagraph (ii), and

**(iv)** the width of the proposed corridor for the power line, accompanied by the reasons for the selected width;

**(c)** a description of any existing infrastructure that was identified during the site assessment and an explanation of how that infrastructure was taken into account in the planning of the proposed work or activities;

**(d)** a risk assessment in respect of the proposed work or activities for the construction, operation and maintenance of the project or power line, as well as the anticipated work or activities for its decommissioning and abandonment, that addresses the safety and security of persons and infrastructure at or in the vicinity of facilities, equipment or systems related to the project or power line, including any risks associated with the navigation of vessels, vehicles, aircraft or other conveyances in that vicinity;

**(e)** an environmental and socio-economic assessment in respect of the proposed work or activities for the construction, operation and maintenance of the project

## Construction, exploitation et entretien

### Demande – contenu supplémentaire

**12** Pour l'application du paragraphe 298(2) de la Loi, toute demande d'autorisation pour exercer des activités en lien avec la construction, l'exploitation et l'entretien d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est aussi accompagnée, outre des renseignements visés à l'article 5, des renseignements suivants :

**a)** la liste des normes courantes et des pratiques exemplaires de l'industrie à utiliser dans la conception des installations, du matériel et des systèmes du projet ou de la ligne, ainsi que toutes les données à utiliser pour établir les conditions opérationnelles et celles de charges extrêmes;

**b)** la description des installations, du matériel et des systèmes qui seront construits, exploités et entretenus, de même que leur emplacement projeté, leurs capacités et leurs limites, notamment, dans le cas de la ligne extracôtière, l'illustration sur des cartes :

**(i)** le cas échéant, de l'emplacement des points terminaux et des points d'interconnexion provinciaux privilégiés de la ligne extracôtière, de même que de tout autre emplacement envisagé pour celles-ci,

**(ii)** du tracé privilégié de la ligne extracôtière, de même que de tout autre tracé envisagé pour celles-ci,

**(iii)** des contraintes et des dangers qui limitent les emplacements privilégiés visés au sous-alinéa (i) ou le tracé privilégié au sous-alinéa (ii),

**(iv)** de la largeur du couloir projeté de la ligne extracôtière accompagnée par les raisons de la largeur choisie;

**c)** la description des infrastructures existantes identifiées durant l'évaluation du site ainsi qu'une explication de la façon dont elles ont été prises en compte dans la planification des activités projetées;

**d)** l'évaluation des risques concernant les activités projetées pour la construction, l'exploitation et l'entretien du projet ou de la ligne, de même que les activités prévues pour sa désaffectation et son abandon, qui traite de la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures qui se trouvent à une installation du projet ou de la ligne, sur un matériel ou un système du projet ou de la ligne, ou à proximité d'une installation, d'un matériel ou d'un système du projet ou de la ligne, notamment tout risque lié à la navigation de navires, de véhicules, d'aéronefs ou d'autres moyens de transport à proximité des installations, du matériel et des systèmes du projet ou de la ligne;

or power line, as well as the anticipated work or activities for its decommissioning and abandonment, that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) to (f) of the Act other than those factors that are addressed in the risk assessment referred to in paragraph (d);

**(f)** a description of the quality assurance program referred to in section 25 and an identification of the standard referred to in subsection 25(3) with which the program conforms;

**(g)** the name of the organization that the operator proposes to engage as a certifying authority, a description of the organization's qualifications to assume the responsibilities referred to in subsection 41(3) and the proposed general scope and timing of the activities to be carried out by that organization in relation to the issuance of a certificate of fitness under subsection 45(1);

**(h)** a high-level description of the anticipated decommissioning and abandonment plan referred to in section 21; and

**(i)** an estimate of the costs of the decommissioning and abandonment and the manner in which the operator will finance or pay for those costs.

#### **Additional conditions — construction**

**13** For the purposes of subsection 298(9) of the Act, an authorization in relation to the construction, operation and maintenance of an offshore renewable energy project or offshore power line is, in addition to being subject to the conditions set out in section 6, subject to the condition that the operator ensure that the following documents and information are submitted to and approved by the Regulator before the authorized work or activities related to construction begin:

**(a)** a facility design report that meets the requirements of section 14;

**(b)** a fabrication and construction report that meets the requirements of section 15;

**(c)** a facilities reliability report that meets the requirements of section 16;

**(d)** a preliminary version of the integrity management program referred to in paragraph 17(a);

**(e)** a description of the proposed navigational safety zones for the purposes of subsection 27(1) or a justification as to why navigational safety zones are not needed; and

**(f)** the plan referred to in section 46, prepared by the certifying authority, for the periodic inspection of the facilities, equipment and systems related to the project or power line during its construction.

**e)** l'évaluation socioéconomique et environnementale concernant les activités projetées pour la construction, l'exploitation et l'entretien du projet ou de la ligne, de même que les activités prévues pour sa désaffectation et son abandon qui traite des éléments prévus aux alinéas 298(3)a) à f) de la Loi, sauf ceux traités dans l'évaluation des risques prévue à l'alinéa d);

**f)** la description du programme d'assurance de la qualité visé à l'article 25 et l'identification de la norme visée au paragraphe 25(3) à laquelle il se conforme;

**g)** le nom de l'organisation que l'exploitant propose d'engager comme autorité de certification, la description de ses qualifications pour accomplir les responsabilités visées au paragraphe 41(3), ainsi que l'étendue et le calendrier général proposé des activités qui seront exécutées par celle-ci relativement à la délivrance d'un certificat d'aptitude faite au titre du paragraphe 45(1);

**h)** la description de haut niveau du plan projeté de désaffectation et d'abandon visé à l'article 21;

**i)** une estimation des coûts prévus de la désaffectation et de l'abandon et la façon dont l'exploitant prévoit financer ou payer ces coûts.

#### **Conditions supplémentaires — construction**

**13** Pour l'application du paragraphe 298(9) de la Loi, toute autorisation qui concerne la construction, l'exploitation et l'entretien d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est assujettie, outre aux conditions visées à l'article 6, à la condition que l'exploitant veille à ce que les documents et renseignements suivants soient soumis à l'approbation de la Régie et approuvés avant le début de toute activité de construction autorisée :

**a)** un rapport sur la conception des installations qui répond aux exigences prévues à l'article 14;

**b)** un rapport sur la fabrication et la construction qui répond aux exigences prévues à l'article 15;

**c)** un rapport sur la fiabilité des installations qui répond aux exigences prévues à l'article 16;

**d)** une version préliminaire du programme de gestion de l'intégrité visé à l'alinéa 17a);

**e)** une description des zones de sécurité de navigation projetées pour l'application du paragraphe 27(1) ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires;

**f)** le plan visé à l'article 46 préparé par l'autorité de certification pour les inspections périodiques des installations, du matériel et des systèmes du projet ou de la ligne pendant sa construction.

**Facility design report**

**14 (1)** The facility design report must contain a comprehensive description of the design of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line that are outlined in the authorization, including

- (a)** front, side and plan view technical drawings;
- (b)** a complete set of structural drawings for the fabrication and construction of the facilities, equipment and systems;
- (c)** a summary of the physical and environmental data used in analyzing the design of the facilities, equipment and systems;
- (d)** a summary of the engineering design criteria and data;
- (e)** the target levels of safety, security and environmental protection referred to in section 31;
- (f)** a copy of the studies used in designing the facilities, equipment and systems and planning their installation, including geotechnical and metocean analyses;
- (g)** a description of the loads that will be imposed on the facilities;
- (h)** detailed information on the structural integrity and stability of any floating infrastructure;
- (i)** a description of the major electrical components to be used in the facilities, equipment and systems, including a single-line diagram that illustrates and identifies each of those components;
- (j)** a description of the measures, including the markings, lighting and signalling, that will be put in place to identify the facilities, equipment and systems, warn any vessels, vehicles, aircraft and other conveyances navigating in the vicinity of their presence and prevent any collisions, including in reduced visibility conditions; and
- (k)** an identification of the design life of the project or power line as a whole, as well as that of its significant components.

**Additional requirements**

**(2)** The facility design report must also

- (a)** demonstrate that the design conforms with all applicable laws and the conditions of the authorization;

**Rapport sur la conception des installations**

**14 (1)** Le rapport sur la conception des installations comprend la description complète de la conception des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière décrite dans l'autorisation, notamment :

- a)** les dessins techniques illustrant la vue de face, de côté et en plan;
- b)** un ensemble complet de dessins structuraux pour la fabrication et la construction des installations, du matériel et des systèmes;
- c)** un résumé des données relatives aux conditions physiques et environnementales utilisées dans l'analyse de la conception des installations, du matériel et des systèmes;
- d)** un résumé des critères et des données de conception technique;
- e)** les niveaux cibles en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement visés à l'article 31;
- f)** une copie des études utilisées pour la conception des installations, du matériel et des systèmes et pour planifier leur mise en place, notamment les analyses géotechnique et météo-océanique;
- g)** la description des charges qui seront imposées aux installations;
- h)** les détails sur la stabilité et l'intégrité structurelle de toute infrastructure flottante;
- i)** la description des composantes électriques principales des installations, du matériel et des systèmes, notamment un schéma à lignes unifilaires illustrant et identifiant ces composantes;
- j)** la description des mesures qui seront mises en place, notamment le marquage, l'éclairage et la signalisation, pour identifier les installations, le matériel et les systèmes, pour avertir les navires, les véhicules, les aéronefs et les autres moyens de transport naviguant à proximité de leur présence et pour éviter toute collision, notamment dans des conditions de visibilité réduite;
- k)** l'identification de la durée de vie projetée du projet ou de la ligne dans son ensemble, de même que de ses composantes importantes.

**Exigences supplémentaires**

**(2)** Le rapport sur la conception des installations comprend aussi :

- a)** la démonstration que la conception est conforme à toute loi applicable et aux conditions de l'autorisation;

**(b)** demonstrate that the design is in keeping with any information provided, any approach or methodology proposed and any technologies put forward in an application in respect of any previously authorized work or activities in relation to the offshore renewable energy project or offshore power line; and

**(c)** include the certification statement referred to in paragraph 41(3)(a).

### **Fabrication and construction report**

**15 (1)** The fabrication and construction report must contain a comprehensive description of how the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line will be fabricated, transported, constructed and installed, including

**(a)** a schedule for the authorized work or activities related to the fabrication and construction of the facilities, equipment and systems;

**(b)** a list of the prevailing industry standards and best practices that will be followed to ensure that the facilities, equipment and systems are fabricated and constructed according to the design set out in the facility design report;

**(c)** detailed information about how fabricated components will be transported to the operations site and installed, including a description of the vessels, equipment, systems and, if applicable, anchoring and mooring arrangements that will be used; and

**(d)** information concerning the methods and vessels that will be used to bury or otherwise protect cables or pipelines, if applicable.

### **Additional requirements**

**(2)** The fabrication and construction report must also

**(a)** demonstrate how the proposed fabrication and construction will conform with

**(i)** all applicable laws,

**(ii)** the conditions of the authorization,

**(iii)** the design set out in the facility design report, and

**(iv)** prevailing industry standards and best practices;

**(b)** demonstrate how the proposed fabrication and construction is in keeping with any information provided, any approach or methodology proposed and any technologies put forward in an application in respect of

**(b)** la démonstration que la conception respecte tout renseignement fourni, toute approche ou méthodologie proposée ou tout usage de technologie proposé dans une demande en lien avec le projet d'énergie renouvelable extracôtière ou la ligne extracôtière pour lesquels les activités ont été précédemment autorisées;

**(c)** la déclaration de certification visée à l'alinéa 41(3)a).

### **Rapport sur la fabrication et la construction**

**15 (1)** Le rapport sur la fabrication et la construction comprend la description complète de la façon dont les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière seront fabriqués, transportés, construits et installés, notamment :

**a)** le calendrier des activités autorisées liées à la fabrication et à la construction des installations, du matériel et des systèmes;

**b)** une liste des normes courantes et les pratiques exemplaires de l'industrie qui seront suivies pour assurer une fabrication et une construction des installations, du matériel et des systèmes conformes à la conception prévue dans le rapport sur la conception des installations;

**c)** les renseignements détaillés sur la manière dont toutes les composantes fabriquées seront transportées à l'emplacement des opérations et installées, notamment la description des navires, du matériel, des systèmes et, le cas échéant, des schémas de l'ancrage et de l'amarrage qui seront utilisés pour l'installation;

**d)** le cas échéant, les renseignements sur les méthodes d'enfouissement ou les autres méthodes de protection des câbles et des pipelines et sur les navires utilisés pour exécuter ces méthodes.

### **Exigences supplémentaires**

**(2)** Le rapport sur la fabrication et la construction doit aussi :

**a)** démontrer comment la fabrication et la construction projetées seront conformes à ce qui suit :

**(i)** toute loi applicable,

**(ii)** les conditions de l'autorisation,

**(iii)** la conception établie dans le rapport sur la conception des installations,

**(iv)** les normes courantes et les pratiques exemplaires de l'industrie;

**b)** démontrer que la fabrication et la construction proposées respectent tout renseignement fourni, toute approche ou méthodologie proposée ou tout usage de

previously authorized work or activities in relation to the offshore renewable energy project or the offshore power line; and

(c) include the certification statement referred to in paragraph 41(3)(b).

### **Facilities reliability report**

**16 (1)** The facilities reliability report must outline

(a) the measures that will be put in place to ensure the reliability of the power system related to an offshore renewable energy project and associated offshore power lines;

(b) the impacts that the offshore renewable energy project and associated offshore power lines will have on the bulk power system;

(c) the projected maximum power transfer capabilities of the offshore renewable energy project and associated offshore power lines under both winter and summer conditions, the criteria for the stated power transfer capabilities and mitigation measures in the event of severe weather conditions; and

(d) the reliability standards to which the offshore renewable energy project and associated offshore power lines will be subject during operation.

### **Additional requirements**

(2) The facilities reliability report must also demonstrate that the proposed measures to ensure the reliability of the power system are in conformity with all applicable laws and the conditions of the authorization.

### **Additional conditions — operation and maintenance**

**17** For the purposes of subsection 298(9) of the Act, an authorization in relation to the construction, operation and maintenance of an offshore renewable energy project or offshore power line is, in addition to being subject to the conditions set out in section 6, subject to the condition that the operator ensure that the following documents and information are submitted to and approved by the Regulator before the authorized work or activities related to operation and maintenance begin:

(a) a finalized integrity management program that meets the requirements set out in section 18;

(b) a preliminary version of the decommissioning and abandonment plan referred to in section 21 that builds on the high-level description of that plan referred to in paragraph 12(h);

(c) any updates to the information provided under paragraph 12(i);

technologie proposé dans une demande en lien avec le projet d'énergie renouvelable extracôtière ou la ligne extracôtière pour lesquels les activités ont été précédemment autorisées;

(c) être accompagné de la déclaration de certification visée à l'alinéa 41(3)b).

### **Rapport sur la fiabilité des installations**

**16 (1)** Le rapport sur la fiabilité des installations décrit ce qui suit :

(a) les mesures qui seront mises en place pour assurer la fiabilité du système électrique d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière et des lignes extracôtières connexes;

(b) les impacts qu'auront le projet d'énergie renouvelable extracôtière et les lignes extracôtières connexes sur le réseau de production-transport d'électricité,

(c) les capacités totales de transfert de puissance projetées du projet d'énergie renouvelable extracôtière et des lignes extracôtières connexes en hiver et en été, les critères utilisés et les mesures d'atténuation en cas de conditions météorologiques extrêmes;

(d) la description des normes de fiabilité auxquelles le projet d'énergie renouvelable extracôtière et les lignes extracôtières connexes seront soumis pendant leur exploitation.

### **Exigences supplémentaires**

(2) Le rapport sur la fiabilité des installations doit aussi démontrer que les mesures projetées pour assurer la fiabilité du système électrique sont conformes à toute loi applicable et aux conditions de l'autorisation.

### **Conditions supplémentaires — exploitation et entretien**

**17** Pour l'application du paragraphe 298(9) de la Loi, toute autorisation qui concerne la construction, l'exploitation et l'entretien d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est assujettie, outre aux conditions visées à l'article 6, à la condition que l'exploitant veille à ce que les documents et renseignements suivants soient soumis à l'approbation de la Régie et approuvés avant le début de toute activité d'exploitation et d'entretien autorisée :

(a) le programme final de gestion de l'intégrité qui répond aux exigences prévues à l'article 18;

(b) une version préliminaire du plan de désaffectation et d'abandon visé à l'article 21 qui tient compte de la description de haut niveau soumise conformément à l'alinéa 12h);

(c) une mise à jour des renseignements fournis au titre de l'alinéa 12i);

**(d)** a description of the proposed navigational safety zones for the purposes of subsection 27(1) or a justification as to why navigational safety zones are not needed;

**(e)** the certificate of fitness issued under subsection 45(1) in respect of the facilities, equipment and systems related to project or power line; and

**(f)** the plan referred to in section 46, prepared by the certifying authority, for the periodic inspection of the facilities, equipment and systems related to the project or power line during its operation and maintenance.

### **Integrity management program**

**18 (1)** The integrity management program must be aimed at ensuring that all facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line

**(a)** meet the requirements under all applicable laws in respect of the design of such facilities, equipment and systems;

**(b)** are tested, inspected, monitored, maintained and operated in such a way as to ensure safety, security and environmental protection under the maximum loads and operating conditions that are likely to exist during any authorized work or activities; and

**(c)** remain fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security or the environment.

### **Risk assessment**

**(2)** The integrity management program must be based on a risk assessment that is conducted in accordance with industry best practices and that takes into account the assumptions on which the design is based.

### **Monitoring, inspection and testing**

**(3)** The integrity management program must set out the measures that will be taken by the operator to monitor the condition of facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line and conduct periodic inspections and testing, including

**(a)** the measures that will be taken to evaluate the condition of the facilities, equipment and systems and the operational, physical and environmental conditions to which they are subjected;

**(b)** the scope and frequency of the periodic inspections that are necessary to ensure the continued safe functioning and performance of the facilities, equipment and systems;

**(d)** la description des zones de sécurité de navigation projetées pour l'application du paragraphe 27(1) ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires;

**(e)** le certificat d'aptitude délivré au titre du paragraphe 45(1) en ce qui concerne les installations, le matériel et les systèmes du projet ou de la ligne;

**(f)** le plan visé à l'article 46 et préparé par l'autorité de certification pour l'inspection périodique des installations, du matériel et des systèmes du projet ou de la ligne pendant son exploitation et son entretien.

### **Programme de gestion de l'intégrité**

**18 (1)** Le programme de gestion de l'intégrité est conçu pour assurer que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière :

**(a)** respecte les exigences de toutes les lois applicables en ce qui concerne leur conception;

**(b)** soient mis à l'essai, inspectés, surveillés, entretenus et exploités de manière à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement dans les conditions de charge et d'exploitation maximales qui sont susceptibles d'exister lors des activités autorisées;

**(c)** restent propres à l'usage auxquels ils sont destinés et peuvent être utilisés sans danger pour la sécurité, la sûreté et l'environnement.

### **Évaluation des risques**

**(2)** Le programme de gestion de l'intégrité est fondé sur une évaluation des risques qui est conforme aux pratiques exemplaires de l'industrie et qui tient compte des hypothèses sur lesquelles la conception est fondée.

### **Surveillance, inspection et mise à l'essai**

**(3)** Le programme de gestion de l'intégrité prévoit les mesures qui seront prises par l'exploitant pour surveiller la condition des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière et pour mener des inspections périodiques et des mises à l'essai, notamment :

**(a)** les mesures mises en place pour évaluer l'état des installations, du matériel et des systèmes, de même que les conditions opérationnelles, et les conditions physiques et environnementales auxquelles ils seront soumis;

**(b)** la portée et la fréquence des inspections périodiques nécessaires pour assurer le fonctionnement et la performance continue et sécuritaire des installations, du matériel et des systèmes;

(c) a description of the incidents, including natural events and accidents, that will trigger an inspection; and

(d) the scope of the inspection that will be conducted after an incident occurs.

#### **Additional requirements**

(4) The integrity management program must also include the certification statement referred to in paragraph 41(3)(c).

#### **Documentation of results**

(5) The operator must document the results of the monitoring, inspection and testing carried out for the purposes of the integrity management program.

## Decommissioning and Abandonment

### **Application – additional contents**

**19** For the purposes of subsection 298(2) of the Act, an application for authorization to carry on work or activities in relation to the decommissioning and abandonment of an offshore renewable energy project or offshore power line must include, in addition to the information set out in section 5

(a) a description of any existing infrastructure at the operations site and an explanation of how that infrastructure was taken into account in the planning of the work or activities that are the subject of the application;

(b) the findings from an assessment of the condition of any facilities, equipment or systems that are to be decommissioned and abandoned;

(c) a description of the facilities, equipment and systems that will be decommissioned and abandoned in place or decommissioned, removed and disposed of, as the case may be, including, if applicable, the methods that will be used to remove and transport them and how and where they will be disposed of;

(d) a risk assessment in respect of the work or activities that are the subject of the application that addresses the safety and security of persons and infrastructure at or in the vicinity of facilities, equipment or systems related to the project or power line, including any risks associated with the navigation of vessels, vehicles, aircraft or other conveyances in that vicinity;

(e) an environmental and socio-economic assessment in respect of the work or activities that are the subject of the application that addresses the factors referred to in paragraphs 298(3)(a) to (f) of the Act other than those factors that are addressed in the risk assessment referred to in paragraph (d);

(c) la description des incidents, notamment des événements naturels ou des accidents, pour lesquels une inspection doit être menée;

(d) la portée de l'inspection à mener après un incident.

### **Exigence supplémentaire**

(4) Le programme de gestion de l'intégrité doit aussi être accompagné de la déclaration de certification visée à l'alinéa 41(3)c).

### **Documentation des résultats**

(5) L'exploitant conserve les résultats de la surveillance, des inspections et des mises à l'essai réalisées dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité.

## Désaffectation et abandon

### **Demande – contenu supplémentaire**

**19** Pour l'application du paragraphe 298(2) de la Loi, toute demande d'autorisation pour exercer des activités en lien avec la désaffectation et l'abandon d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est accompagnée, outre les renseignements visés à l'article 5, des renseignements suivants :

(a) la description des infrastructures existantes qui se trouvent à l'emplacement des opérations ainsi qu'une explication de la façon dont elles ont été prises en compte dans la planification des activités qui font l'objet de la demande;

(b) les résultats d'une évaluation de l'état des installations, du matériel et des systèmes qui seront désaffectés et abandonnés;

(c) la description des installations, du matériel et des systèmes qui seront désaffectés et abandonnés sur place ou désaffectés, enlevés et éliminés, selon le cas, notamment, s'il y a lieu, les méthodes qui seront utilisées pour les enlever et les transporter, la façon dont ils seront éliminés et l'emplacement où ils le seront;

(d) une évaluation des risques concernant les activités qui font l'objet de la demande qui traite de la sûreté et la sécurité des personnes et des infrastructures qui se trouvent à une installation du projet ou de la ligne, sur un matériel ou un système du projet ou de la ligne, ou à proximité d'une installation, d'un matériel ou d'un système du projet ou de la ligne, notamment tout risque lié à la navigation de navires, de véhicules, d'aéronefs ou d'autres moyens de transport à proximité des installations, du matériel et des systèmes du projet ou de la ligne;

(e) une évaluation socioéconomique et environnementale concernant les activités qui font l'objet de la



**(f)** a description of the methods that will be used to restore the operations site after the facilities, equipment and systems have been decommissioned and abandoned; and

**(g)** an estimate of the costs of the decommissioning and abandonment and the manner in which the operator will finance or pay for those costs.

#### **Additional conditions — decommissioning and abandonment**

**20** For the purposes of subsection 298(9) of the Act, an authorization in relation to the decommissioning and abandonment of an offshore renewable energy project or offshore power line is, in addition to being subject to the conditions set out in section 6, subject to the condition that the operator ensure that the following document and information are submitted to and approved by the Regulator before the authorized work or activities related to decommissioning and abandonment begin:

**(a)** a detailed finalized decommissioning and abandonment plan in respect of the project or power line that meets the requirements set out in section 21; and

**(b)** a description of the proposed navigational safety zones for the purposes of subsection 27(1) or a justification as to why navigational safety zones are not needed.

#### **Decommissioning and abandonment plan**

**21** The decommissioning and abandonment plan must include the following information:

**(a)** the proposed approach for decommissioning and abandoning the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line, including details regarding their removal, transportation and disposal, if applicable;

**(b)** a description of the safety, security and environmental protection measures that will be implemented during the decommissioning and abandonment to ensure compliance with all applicable laws;

**(c)** a description of the potential effects that the decommissioning and abandonment will have on the environment and on other users of the operations site; and

**(d)** the methods that will be used to restore the operations site after the decommissioning and abandonment.

demande qui traite des éléments prévus aux alinéas 298(3)a) à f) de la Loi, sauf ceux traités dans l'évaluation des risques prévue à l'alinéa d);

**f)** la description des méthodes de restauration de l'emplacement des opérations après la désaffectation et l'abandon des installations, du matériel et des systèmes;

**g)** une estimation des coûts prévus de la désaffectation et de l'abandon et la façon dont l'exploitant prévoit financer ou payer ces coûts.

#### **Conditions supplémentaires — désaffectation et abandon**

**20** Pour l'application du paragraphe 298(9) de la Loi, toute autorisation qui concerne la désaffectation et l'abandon d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière est assujettie, outre aux conditions visées à l'article 6, à la condition que l'exploitant veille à ce que les documents et renseignements suivants soient soumis à l'approbation de la Régie et approuvés avant le début de toute activité de désaffectation et d'abandon autorisée :

**a)** le plan final détaillé de désaffectation et d'abandon à l'égard du projet ou de la ligne qui répond aux exigences prévues à l'article 21;

**b)** la description des zones de sécurité de navigation projetées pour l'application du paragraphe 27(1) ou une justification expliquant pourquoi de telles zones ne sont pas nécessaires.

#### **Plan de désaffectation et d'abandon**

**21** Le plan de désaffectation et d'abandon comprend les renseignements suivants :

**a)** l'approche projetée de désaffectation et d'abandon des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière, notamment les détails concernant leur enlèvement, leur transport et leur élimination, le cas échéant;

**b)** la description des mesures de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement qui seront mises en œuvre pendant la désaffectation et l'abandon pour répondre aux exigences de toutes les lois applicables;

**c)** la description des effets potentiels de la désaffectation et de l'abandon sur l'environnement et sur tout autre utilisateur de l'emplacement des opérations;

**d)** les méthodes de restauration de l'emplacement des opérations après la désaffectation et l'abandon.

## General Requirements for Operators

### Management System and Associated Plans

#### Implementation

**22 (1)** The operator must continue to implement the management system, safety plan, environmental protection plan and emergency management plan referred to in section 6 for the duration of all authorized work or activities in relation to the offshore renewable energy project or offshore power line.

#### Updates

**(2)** The operator must ensure that the management system, safety plan, environmental protection plan and emergency management plan are updated periodically to ensure that they continue to meet the requirements set out in sections 7, 8, 9 and 10, respectively.

#### Human resources

**23 (1)** The operator must ensure that there are sufficient financial and human resources to implement and continually improve the management system, safety plan, environmental protection plan and emergency management plan.

#### Accountable person

**(2)** The operator must designate one of its employees as the accountable person for the management system, safety plan, environmental protection plan and emergency management plan and provide that person with the necessary authority for assigning financial and human resources to develop, implement and make ongoing improvements to that system and those plans.

#### Change — accountable person

**(3)** If there is any change to the information provided under paragraph 5(h), the operator must provide updated information to the Regulator as soon as feasible.

### Integrity Management Program and Quality Assurance Program

#### Integrity management program

**24 (1)** The operator must implement the integrity management program referred to in paragraph 17(a) for the duration of all authorized work or activities in relation to the operation and maintenance of the offshore renewable energy project or offshore power line.

## Exigences générales relatives à l'exploitant

### Système de gestion et plans connexes

#### Mise en œuvre

**22 (1)** L'exploitant maintient la mise en œuvre du système de gestion, du plan de sécurité, du plan de protection de l'environnement et du plan visant les situations d'urgence visés à l'article 6 pendant la durée des activités autorisées en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière.

#### Mises à jour

**(2)** L'exploitant veille à ce que le système de gestion, le plan de sécurité, le plan de protection de l'environnement et le plan visant les situations d'urgence soient mis à jour périodiquement afin d'assurer qu'ils continuent à répondre aux exigences prévues aux articles 7, 8, 9 et 10, respectivement.

#### Ressources humaines

**23 (1)** L'exploitant veille à ce que les ressources humaines et financières soient suffisantes pour la mise en œuvre et l'amélioration continue du système de gestion, du plan de sécurité, du plan de protection de l'environnement et du plan visant les situations d'urgence.

#### Responsable

**(2)** L'exploitant désigne parmi ses employés un responsable du système de gestion, du plan de sécurité, du plan de protection de l'environnement et du plan visant les situations d'urgence et veille à ce que celui-ci dispose des pouvoirs nécessaires afin d'attribuer des ressources humaines et financières pour l'élaboration, la mise en œuvre et l'amélioration continue de ce système et de ces plans.

#### Changement — personne responsable

**(3)** S'il y a un changement aux renseignements fournis conformément à l'alinéa 5h), l'exploitant fournit dès que possible à la Régie les renseignements à jour.

### Programme de gestion de l'intégrité et programme d'assurance de la qualité

#### Programme de gestion de l'intégrité

**24 (1)** L'exploitant met en œuvre le programme de gestion de l'intégrité visé à l'alinéa 17a) pendant la durée des activités autorisées en lien avec l'exploitation et l'entretien du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière.

**Updates**

**(2)** The operator must ensure that the integrity management program is updated periodically so that it continues to meet the requirements set out in section 18.

**Quality assurance program**

**25 (1)** The operator must develop a quality assurance program in respect of the fabrication, transportation, installation and commissioning of all facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line and any components used in the maintenance of those facilities, equipment and systems.

**Requirements**

**(2)** The quality assurance program must be comprehensive and must set out the requirements for monitoring, documenting and managing quality to ensure that the facilities, equipment and systems are fit for the purposes for which they are to be used.

**Conformity with recognized standard**

**(3)** The quality assurance program must be in conformity with a recognized Canadian or international standard for quality management.

**Implementation**

**(4)** The operator must implement the quality assurance program for the duration of all authorized work or activities other than work or activities related to site assessment.

**Updates**

**(5)** The operator must ensure that the quality assurance program is updated periodically.

**Conduct of Authorized Work or Activities****Safety, security and environmental protection**

**26 (1)** The operator must conduct all authorized work or activities in a manner that ensures safety, security and environmental protection by

**(a)** complying with the requirements of the management system, safety plan, environmental protection plan, emergency management plan, integrity management program and quality assurance program and ensuring that all employees, suppliers, service providers and other persons involved in the authorized work or activities comply with those requirements;

**(b)** respecting any limitations set out in the certificate of fitness issued in relation to the operation of the facilities, equipment and systems related to the

**Mise à jour**

**(2)** L'exploitant veille à ce que le programme de gestion de l'intégrité soit mis à jour périodiquement afin d'assurer qu'il continue à répondre aux exigences prévues à l'article 18.

**Programme d'assurance de la qualité**

**25 (1)** L'exploitant élabore un programme d'assurance de la qualité à l'égard de la fabrication, du transport, de l'installation et de la mise en service des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière et à l'égard des composantes utilisées dans le maintien de ceux-ci.

**Exigences**

**(2)** Le programme d'assurance de la qualité est exhaustif et définit les exigences de surveillance, de documentation et de gestion de la qualité afin d'assurer que les installations, le matériel et les systèmes soient propres à l'usage auxquels ils sont destinés.

**Conformité avec une norme reconnue**

**(3)** Le programme d'assurance de la qualité est conforme à une norme reconnue canadienne ou internationale de gestion de la qualité.

**Mise en œuvre**

**(4)** L'exploitant met en œuvre le programme d'assurance de la qualité pendant la durée des activités autorisées, à l'exclusion des activités pour l'évaluation du site.

**Mise à jour**

**(5)** L'exploitant veille à ce que le programme d'assurance de la qualité soit mis à jour périodiquement.

**Exercice des activités autorisées****La sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement**

**26 (1)** L'exploitant exerce toute activité autorisée de manière à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement :

**a)** en respectant les exigences du système de gestion, du plan de sécurité, du plan de protection de l'environnement, du plan visant les situations d'urgence, du programme de gestion de l'intégrité et du programme d'assurance de la qualité, et en veillant à ce que les employés, les fournisseurs de biens et de services et les autres personnes qui sont impliqués dans le déroulement des activités autorisées respectent ces exigences;

**b)** en respectant toute restriction inscrite sur le certificat d'aptitude délivré à l'égard de l'exploitation des

offshore renewable energy project or offshore power line to ensure that their operation does not pose a threat to safety, security or the environment;

**(c)** monitoring the compliance of employees, suppliers, service providers and other persons involved in the authorized work or activities with all conditions of authorization;

**(d)** ensuring the safe and reliable operation of facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line;

**(e)** taking all reasonable measures to minimize damage to property;

**(f)** taking all reasonable measures to minimize adverse effects for other users of the sea;

**(g)** using the best available technologies for mitigating adverse effects on people and the environment that are economically feasible to implement;

**(h)** complying with prevailing industry standards and best practices; and

**(i)** taking all reasonable measures to prevent debris and to minimize the introduction into the environment of any substance or form of energy that is likely to have an adverse impact on the environment.

### Equipment and systems

**(2)** The operator must ensure that

**(a)** all equipment and systems that are used during the authorized work or activities are tested, inspected, maintained, operated and handled in such a way as to ensure safety, security and environmental protection, taking into consideration the manufacturer's instructions and any applicable standards; and

**(b)** any defective components are promptly repaired or replaced, taking into consideration the manufacturer's instructions and any applicable standards.

### Personnel

**(3)** The operator must ensure that

**(a)** persons who are assigned duties or who carry out authorized work or activities have the necessary experience, training, qualifications and competence to carry out the duty, work or activities in compliance with these Regulations and in a manner that ensures safety, security and environmental protection; and

installations, des matériaux et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière afin d'assurer que leur exploitation ne constitue pas un risque pour la sécurité, la sûreté et l'environnement;

**(c)** en surveillant l'observation des conditions des autorisations par les employés, les fournisseurs de biens et de services et les autres personnes impliquées dans le déroulement des activités autorisées;

**(d)** en assurant l'exploitation sûre et fiable des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière;

**(e)** en prenant toutes les mesures raisonnables pour minimiser les dommages aux biens;

**(f)** en prenant toutes les mesures raisonnables pour minimiser les effets négatifs sur les autres utilisateurs de la mer;

**(g)** en utilisant les meilleures technologies disponibles pour atténuer les effets négatifs sur les personnes et l'environnement qui peuvent raisonnablement être mises en œuvre sur le plan économique;

**(h)** en se conformant aux normes courantes et aux pratiques exemplaires de l'industrie;

**(i)** en prenant toutes les mesures raisonnables pour prévenir les débris et minimiser l'introduction dans l'environnement de toute substance ou forme d'énergie susceptible d'avoir un impact négatif sur l'environnement.

### Matériel et systèmes

**(2)** L'exploitant veille à ce que :

**(a)** tout le matériel et les systèmes utilisés pendant les activités autorisées soient mis à l'essai, inspectés, entretenus, utilisés et manipulés en tenant compte des instructions du fabricant et de toute norme applicable afin d'assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement;

**(b)** les composants défectueux soient remplacés ou réparés rapidement en tenant compte des instructions du fabricant et de toute norme applicable.

### Personnel

**(3)** L'exploitant veille à ce que :

**(a)** toute personne à qui est confiée une fonction ou qui exerce une activité autorisée ait l'expérience, la formation, les qualifications et les compétences nécessaires à l'exercice de la fonction ou de l'activité conformément au présent règlement et de manière à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement;

(b) the persons referred to in paragraph (a) are sufficient in number and receive the supervision that is necessary for them to carry out the duty, work or activities in a manner that ensures safety, security and environmental protection.

b) les personnes visées à l'alinéa a) soient en nombre suffisant et assujetties à la supervision nécessaire pour exécuter la fonction ou l'activité de façon à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement.

## Navigational Safety Zones

### Measures to protect against collision

**27 (1)** The operator must take measures to protect facilities, equipment and systems at an operations site against collision with vessels, vehicles, aircraft and other conveyances operating in the vicinity of the facilities, equipment and systems from the time their construction begins until their decommissioning and abandonment is completed, including by

(a) establishing the navigational safety zones referred to in paragraph 13(e), 17(d) or 20(b), as the case may be, that are approved by the Regulator; and

(b) ensuring that the following information is made available to other users of the ocean and brought to the attention of the Canadian Coast Guard and the Canadian Hydrographic Service of the Department of Fisheries and Oceans:

(i) the location of the operations site and of the facilities, equipment and systems,

(ii) the boundaries of any navigational safety zones, and

(iii) a description of the risks associated with navigation in the vicinity of the facilities, equipment and systems.

## Zones de sécurité de navigation

### Mesures de protection contre des collisions

**27 (1)** L'exploitant prend des mesures pour que les installations, le matériel et les systèmes à l'emplacement des opérations soient protégés contre des collisions avec les navires, les véhicules, les aéronefs ou les autres moyens de transport naviguant à proximité de ceux-ci, et ce à partir du moment où leur construction commence jusqu'à ce que leur désaffectation et abandon soient complétés, notamment :

a) en établissant les zones de sécurité de navigation visées aux alinéas 13e), 17d) ou 20b), selon le cas, approuvées par la Régie;

b) en veillant à ce que les renseignements suivants soient mises à la disposition des autres utilisateurs de la mer et portés à l'attention de la Garde côtière canadienne et du Service hydrographique du Canada du ministère des Pêches et des Océans :

(i) l'emplacement des opérations, de même que l'emplacement des installations, du matériel et des systèmes,

(ii) les limites des zones de sécurité de navigation,

(iii) la description des risques connexes à la navigation à proximité des installations, du matériel et des systèmes.

### Boundaries of navigational safety zone

**(2)** The establishment of the boundaries of a navigational safety zone must be informed by the risk assessment, referred to in paragraph 12(d) or 19(d), in relation to the risks associated with navigation in the vicinity of the facilities, equipment or systems at the operations site, but the distance between the outer extremity of the facilities, equipment or systems and the perimeter of the safety zone must not exceed 500 m in any direction, except as permitted under paragraph 5 of Article 60 of Part V of the *United Nations Convention on the Law of the Sea*.

### Limites d'une zone de sécurité de navigation

**(2)** L'établissement des limites d'une zone de sécurité de navigation s'appuie sur l'évaluation des risques visée aux alinéas 12d) ou 19d) quant aux risques liés à la navigation à proximité des installations, du matériel ou des systèmes à l'emplacement des opérations, mais la distance entre la limite extérieure des installations, du matériel ou des systèmes et le périmètre de la zone de sécurité ne peut s'étendre à plus de cinq cents mètres dans toutes les directions, sauf si cela est autorisé en application du paragraphe 5 de l'article 60 de la partie V de la *Convention des Nations Unies sur le droit de la mer*.

### Routeing systems and measures

**(3)** A navigational safety zone must not interfere with established routeing systems and routeing measures related to navigational safety.

### Systèmes et mesures d'organisation du trafic

**(3)** Une zone de sécurité de navigation ne doit pas gêner l'utilisation des systèmes et des mesures d'organisation du trafic reconnus en lien avec la sécurité de la navigation.

**Notification**

**28** The operator must ensure that persons who are in charge of a vessel, vehicle, aircraft or other conveyance that is approaching a navigational safety zone are notified of the safety zone's boundaries and any hazards related to the facilities, equipment or systems within that safety zone.

**Access to navigational safety zone**

**29** The operator must ensure that support craft and any other vessels, vehicles, aircraft or conveyances that are used to carry on work or activities at an operations site do not enter the navigational safety zone without the consent of the facility manager or the person in charge of the operations site.

## Other Requirements

**Design requirements**

**30 (1)** The operator must ensure that all facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line are designed

(a) in such a way as to ensure safety, security and environmental protection, including by achieving the target levels of safety, security and environmental protection established under section 31;

(b) using the best available technologies for minimizing adverse effects on people, infrastructure and the environment that are economically feasible to implement; and

(c) in accordance with prevailing industry standards and best practices.

**Factors to be taken into account**

**(2)** The design of the facilities, equipment and systems must take into account their intended use, location and associated site-specific physical and environmental conditions.

**Physical and environmental conditions**

**(3)** The operator must ensure that every facility and offshore power line is designed to withstand or avoid all reasonably foreseeable site-specific physical and environmental conditions, including any reasonably foreseeable combination of those conditions, without compromising its structural integrity or any of its systems or equipment that are critical to safety, security and environmental protection.

**Target levels**

**31 (1)** The operator must establish measurable target levels of safety, security and environmental protection for

**Avis**

**28** L'exploitant veille à ce que les responsables de tout navire, véhicule, aéronef ou autre moyen de transport s'approchant d'une zone de sécurité de navigation soient avisés des limites de cette zone et de tout danger connexe aux installations, au matériel et aux systèmes à l'intérieur de celle-ci.

**Accès à la zone de sécurité de navigation**

**29** L'exploitant veille à ce que tout véhicule de service et tout autre navire, véhicule, aéronef ou moyen de transport utilisé pour mener des activités sur un emplacement des opérations n'entre pas dans la zone de sécurité de navigation sans le consentement du gestionnaire de l'installation ou de la personne responsable de l'emplacement des opérations.

## Autres exigences

**Exigences de conception**

**30 (1)** L'exploitant veille à ce que les installations, le matériel et les systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière soient conçus :

a) de manière à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement, notamment en atteignant les niveaux cibles en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement visés à l'article 31;

b) en utilisant les meilleures technologies disponibles pour minimiser les effets négatifs sur les personnes, les infrastructures et l'environnement qui peuvent raisonnablement être mises en œuvre sur le plan économique;

c) de manière à respecter les normes courantes et les pratiques exemplaires de l'industrie.

**Facteurs à prendre en considération**

**(2)** La conception des installations, du matériel et des systèmes tient compte de leur utilisation projetée, de leur emplacement ainsi que des conditions physiques et environnementales propres à leur emplacement.

**Conditions physiques et environnementales**

**(3)** L'exploitant veille à ce que chaque installation et ligne extracôtière soit conçue pour résister à toutes les conditions physiques et environnementales raisonnablement prévisibles propres à son emplacement ou les éviter, notamment à toute combinaison raisonnablement prévisible de celles-ci, afin que son intégrité structurelle ou celle de ses systèmes et du matériel essentiels pour la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement ne soit pas compromise.

**Niveaux cibles**

**31 (1)** L'exploitant prévoit les niveaux cibles de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement mesurables

each work or activity carried on in relation to an offshore renewable energy project or offshore power line.

### **Quantitative or qualitative assessment**

**(2)** The target levels of safety, security and environmental protection must be based on a quantitative assessment, unless quantitative assessment methods are inappropriate or the quantitative data is not reliable, in which case the target levels must be based on a qualitative assessment.

### **Critical software**

**32 (1)** The operator must ensure that any software that is critical to safety, security and environmental protection is

- (a)** secure, reliable and capable of being updated;
- (b)** designed, commissioned and updated in a competent manner; and
- (c)** demonstrated to be fit for the purposes for which it is to be used through a testing and validation process that takes into consideration
  - (i)** all foreseeable operating conditions and emergency situations, and
  - (ii)** system complexity, dependencies and interactions between systems, software failure modes and the level of risk associated with system failure or malfunction.

### **Modifications to software features**

**(2)** The features of the software referred to in subsection (1) must not be modified unless the necessary internal approvals for the modification are obtained, including the approval of the facility manager.

### **Testing and validation**

**(3)** The modified software must not be used until it has been tested and validated in accordance with paragraph (1)(c).

### **Software-dependent control systems**

**33** If the failure or malfunction of any integrated software-dependent control systems would cause a hazard to safety, security or the environment, the operator must ensure that

- (a)** those control systems are designed, installed, commissioned and maintained in such a way as to ensure their reliability, availability and security; and
- (b)** measures are implemented and maintained to protect the control systems from any threat, including unauthorized access.

à atteindre pour chaque activité exercée en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière.

### **Évaluations quantitatives ou qualitatives**

**(2)** Les niveaux cibles en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement sont fondés sur des évaluations quantitatives ou, si une méthode d'évaluation quantitative n'est pas appropriée ou si les données quantitatives ne sont pas fiables, sur des évaluations qualitatives.

### **Logiciel essentiel**

**32 (1)** L'exploitant veille à ce que tout logiciel qui est un élément essentiel à la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement possède les caractéristiques suivantes :

- a)** il est sûr et fiable et peut être tenu à jour;
- b)** il est conçu, mis en service et mis à jour de manière compétente;
- c)** il démontre par un processus de mise à l'essai et de validation qui tient compte des éléments ci-après qu'il est propre à l'usage auquel il est destiné :
  - (i)** toutes les conditions d'exploitation et situations d'urgence prévisibles,
  - (ii)** la complexité des systèmes, leurs dépendances et interactions, les modes de panne des logiciels et le niveau de risque connexe à une défaillance ou à une défectuosité des systèmes.

### **Modifications des caractéristiques du logiciel**

**(2)** Les caractéristiques de tout logiciel visé au paragraphe (1) ne peuvent être modifiées sauf si les approbations internes nécessaires sont obtenues, notamment celle du gestionnaire de l'installation.

### **Évaluation et mise à l'essai**

**(3)** Le logiciel modifié demeure inutilisé jusqu'à ce qu'il soit évalué et mis à l'essai conformément à l'alinéa (1)c).

### **Systèmes de contrôle qui dépendent de logiciels**

**33** L'exploitant veille, à l'égard des systèmes de contrôle qui dépendent de logiciels intégrés et dont la défaillance ou la défectuosité pourraient entraîner un danger pour la sécurité, la sûreté ou l'environnement :

- a)** à ce que ceux-ci soient conçus, installés, mis en service et entretenus pour en assurer la fiabilité, la disponibilité et la sûreté;
- b)** à mettre en œuvre et maintenir des mesures afin de protéger ceux-ci de toute menace, notamment leur accès non autorisé.

**Support craft**

**34 (1)** The operator must ensure that all support craft are capable of providing the necessary support functions and operating safely in the foreseeable physical and environmental conditions prevailing in the area in which they operate.

**Availability of support craft**

**(2)** The operator must ensure that

**(a)** if there is a potential need for emergency evacuation at a facility, a support craft is, at all times, capable of reaching the facility within 20 minutes; and

**(b)** if a person is exposed to a risk of falling into the water at a facility, a support craft is available in the immediate vicinity of the facility and ready to undertake rescue and recovery operations.

**Emergency services**

**(3)** A support craft referred to in subsection (2) must be equipped to supply the necessary emergency services, including rescue and first aid treatment, for all persons that are present at a facility.

**Fast rescue boat**

**(4)** If a support craft referred to in subsection (2) is equipped with a fast rescue boat, the operator must ensure that the fast rescue boat

**(a)** meets the requirements set out in chapter V of the annex to International Maritime Organization Resolution MSC.48(66), entitled *International Life-Saving Appliance (LSA) Code*;

**(b)** is self-righting; and

**(c)** is ready for deployment in the event of an emergency and capable of being launched and retrieved when loaded with a full complement of persons and equipment.

**Required distance exceeded**

**(5)** If a support craft referred to in paragraph (2)(a) is at any time further from the facility than required by that paragraph, both the facility manager and the person in charge of the support craft must log that fact, along with the reason why the requirement was not respected.

**Direction of facility manager**

**(6)** If the facility manager so directs, the support craft crew must keep the craft in the vicinity of the facility, maintain open communication channels with the facility and be prepared to conduct rescue operations during any work or activities or under any conditions that present an increased risk to the safety and security of persons.

**Véhicule de service**

**34 (1)** L'exploitant veille à ce que tout véhicule de service puisse remplir son rôle de soutien et être opéré en toute sécurité dans les conditions physiques et environnementales prévisibles qui prévalent dans la région où il est utilisé.

**Disponibilité des véhicules de service**

**(2)** L'exploitant veille au respect des exigences ci-après :

**a)** s'il existe un besoin potentiel d'évacuation d'urgence à une installation, un véhicule de service doit être en mesure d'atteindre l'installation en tout temps en vingt minutes ou moins;

**b)** si une personne court le risque de tomber à l'eau à une installation, un véhicule de service situé dans les environs immédiats doit être disponible et prêt à effectuer des opérations de sauvetage et de récupération.

**Services d'urgence**

**(3)** Le véhicule de service visé au paragraphe (2) est équipé de manière à pouvoir fournir les services d'urgence nécessaires, notamment le sauvetage et les premiers soins, à toute personne se trouvant à une installation.

**Canot de secours rapide**

**(4)** Si le véhicule de service visé au paragraphe (2) est équipé d'un canot de secours rapide, l'exploitant veille au respect des exigences ci-après à l'égard du canot :

**a)** il répond aux exigences prévues au chapitre V de l'annexe de la résolution MSC.48(66) de l'Organisation maritime internationale intitulée *Recueil international de règles relatives aux engins de sauvetage*;

**b)** il est à redressement automatique;

**c)** il est prêt à être déployé en cas d'urgence et peut être mis à l'eau et récupéré avec son plein chargement en personnes et en matériel.

**Distance exigée dépassée**

**(5)** Si le véhicule de service visé à l'alinéa (2)a) est à tout moment plus éloigné de l'installation que ne l'exige cet alinéa, le gestionnaire de l'installation et la personne responsable du véhicule de service consignent ce fait et indiquent la raison pour laquelle cette exigence n'a pas été respectée.

**Direction du gestionnaire de l'installation**

**(6)** Si le gestionnaire de l'installation le demande, l'équipage du véhicule de service tient le véhicule à proximité de l'installation, maintient ouvertes les voies de communication avec celle-ci et se tient prêt à mener une opération de sauvetage pendant toute activité ou toute situation qui présente un risque accru pour la sûreté et sécurité des personnes.



### Requirements for vessels

**35** The operator must ensure that every vessel that is used to carry out authorized work or activities meets the following requirements:

- (a) it is suitable for the nature of the work or activity for which it is to be used;
- (b) it is suitable for the operations site at which it will be used; and
- (c) it is equipped with a rescue boat that is available and ready for use in the event of an emergency.

### Evacuation systems and equipment

**36** In determining the number of persons that any lifeboat, life raft or marine evacuation system can accommodate, the operator must take into consideration each person's weight while wearing an immersion suit, as well as the space they require while wearing such a suit.

### Third-party assessment

**37** The operator must ensure that a competent third party verifies all equipment that is installed temporarily on a vessel that is used in connection with any authorized work or activities to ensure that the equipment is fit for the purpose for which it is to be used and is secured in a seaworthy manner.

### Landing area

**38 (1)** If personnel will be transported to an operations site or between or within operations sites by aircraft, the operator must ensure that the landing area for the aircraft, or for any person or cargo being lowered from the aircraft, is designed to ensure safety, security and environmental protection, including the prevention of incidents or damage due to the use of an aircraft.

### Specific requirements

**(2)** The operator must ensure that the landing area

- (a) does not contain any obstacles that may impede the safe landing or takeoff of aircraft or the safe disembarkation or embarkation of persons or cargo and, if applicable, is oriented relative to the prevailing winds;
- (b) is able to withstand all functional loads that may be imposed on it;
- (c) has conspicuous markings and signage; and
- (d) has adequate lighting, including in reduced visibility conditions.

### Exigences relatives aux navires

**35** L'exploitant veille à ce que tout navire utilisé pour exercer les activités autorisées respecte les exigences ci-après :

- a) il est adapté à la nature des activités pour lesquelles il sera utilisé;
- b) il est adapté à l'emplacement des opérations sur lequel il sera utilisé;
- c) il est équipé d'un canot de secours disponible et prêt à être utilisé en cas d'urgence.

### Systèmes et matériel d'évacuation

**36** Pour déterminer le nombre de personnes que peut accueillir une embarcation de sauvetage, un radeau de sauvetage ou un système d'évacuation maritime, l'exploitant prend en compte le poids de chaque personne lorsqu'elle porte une combinaison d'immersion, de même que l'espace dont elle a besoin lorsqu'elle porte une telle combinaison.

### Évaluation par un tiers

**37** L'exploitant veille à ce qu'un tiers compétent vérifie que tout matériel installé temporairement sur un navire qui est utilisé dans le cadre d'activités autorisées soit propre à l'usage auquel il est destiné et attaché en bon état de navigabilité.

### Aires d'atterrissage

**38 (1)** Si du personnel est transporté par aéronef vers un emplacement des opérations, dans un emplacement des opérations ou d'un emplacement des opérations à un autre, l'exploitant veille à ce que les aires d'atterrissage sur lesquelles l'aéronef peut atterrir ou sur lesquels des personnes peuvent descendre ou une cargaison être déchargée de l'aéronef soient conçues de manière à assurer la sûreté, la sécurité et la protection de l'environnement, notamment de manière à prévenir tout incident ou dommage qui pourrait résulter de l'utilisation d'un aéronef.

### Exigences particulières

**(2)** L'exploitant veille à ce que l'aire d'atterrissage soit :

- a) exempte d'obstacles qui pourraient nuire à l'atterrissage et au décollage sécuritaire des aéronefs ou au débarquement et à l'embarquement sécuritaire des personnes ou au chargement ou au déchargement de la cargaison et, s'il y a lieu, orientée compte tenu des vents dominants;
- b) capable de résister à toutes les charges fonctionnelles qui peuvent lui être imposées;
- c) munie de marques et d'une signalisation bien en vue;

**Specific requirements — landing and takeoff**

**(3)** In the case of a landing area that will be used for the landing and takeoff of aircraft, the operator must ensure that the landing area is capable of accommodating aircraft of expected sizes and is equipped with

- (a)** emergency response and firefighting equipment;
- (b)** a monitoring system and a status light system;
- (c)** communication and meteorological equipment; and
- (d)** if the landing area is on a facility, fuel storage tanks.

**Procedures and training program**

**39 (1)** The operator must ensure that

- (a)** procedures with respect to the support of aircraft operations, including procedures for emergency response, are developed and implemented; and
- (b)** a training program is provided for personnel and passengers in respect of those procedures.

**Aircraft service provider**

**(2)** Before any authorized work or activities that require the use of an aircraft begin, the operator must ensure that the aircraft service provider has accepted in writing to

- (a)** comply with all conditions stipulated by the operator with respect to the use of the equipment on any landing area;
- (b)** implement the procedures referred to in paragraph (1)(a); and
- (c)** ensure that all personnel and passengers follow a training program in respect of those procedures.

**Access to documents and information**

**40** The operator must ensure that a copy of the following documents and information is readily accessible at all times at each operations site, control centre and emergency response operations centre:

- (a)** every authorization issued in respect of work or activities related to the offshore renewable energy project or offshore power line;
- (b)** all information and documents submitted to the Regulator as a condition of authorization, including the

**(d)** munie d'un éclairage adéquat, notamment en cas de visibilité réduite.

**Exigences — atterrissage et décollage**

**(3)** Lorsque l'aire d'atterrissage est utilisée pour l'atterrissage ou le décollage des aéronefs, l'exploitant veille à ce que celle-ci soit capable d'accueillir les aéronefs aux dimensions prévues et soit équipée de ce qui suit :

- a)** du matériel d'intervention d'urgence et de lutte contre les incendies;
- b)** de systèmes de surveillance et de voyants de fonctionnement;
- c)** du matériel de communication et de météorologie;
- d)** si l'aire d'atterrissage fait partie d'une installation, de réservoirs de carburant.

**Procédures et programme de formation**

**39 (1)** L'exploitant veille :

- a)** à ce que des procédures à l'appui des opérations des aéronefs soient élaborées et mises en œuvre, notamment des procédures d'intervention d'urgence;
- b)** à ce qu'un programme de formation à l'égard de ces procédures soit fourni au personnel et aux passagers.

**Fournisseur de services d'aéronef**

**(2)** L'exploitant veille à ce que, avant le début de toute activité autorisée exigeant l'utilisation d'un aéronef, le fournisseur de services d'aéronef accepte par écrit ce qui suit :

- a)** de se conformer aux conditions stipulées par l'exploitant relativement à l'utilisation du matériel sur toute aire d'atterrissage;
- b)** de mettre en œuvre les procédures visées à l'alinéa (1)a);
- c)** de s'assurer que tout le personnel et les passagers suivent un programme de formation à l'égard de ces procédures.

**Accessibilité des documents et renseignements**

**40** L'exploitant veille à ce qu'une copie des documents et renseignements ci-après soit facilement accessible en tout temps à chaque emplacement des opérations et centre de contrôle, ainsi qu'à tout centre d'intervention d'urgence :

- a)** toute autorisation délivrée en vue de l'exercice d'activités autorisées en lien avec un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou une ligne extracôtière;
- b)** tout renseignement et document soumis à la Régie comme condition de l'autorisation, notamment le plan

safety plan, environmental protection plan and emergency management plan, as well as supporting documentation; and

**(c)** all procedures and other documents that are necessary to carry out authorized work or activities in a manner that ensures safety, security and environmental protection.

## Certifying Authority and Certificate of Fitness

### Certifying authority

**41 (1)** The operator must engage the services of an organization to serve as a certifying authority.

### Approval by Regulator

**(2)** The organization engaged by the operator must be approved as a certifying authority by the Regulator based on the organization's qualifications to assume the responsibilities referred to in subsection (3).

### Responsibilities of certifying authority

**(3)** The certifying authority is responsible for

**(a)** conducting an independent assessment of the facility design report referred to in paragraph 13(a), including an assessment of the design inputs, the methodologies used in the design and the results of any technical studies undertaken in support of the design, and providing a certification statement to the operator that confirms that the proposed design of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line is in accordance with good engineering practices, the authorization and all applicable laws;

**(b)** conducting an independent assessment of the fabrication and construction report referred to in paragraph 13(b) and providing a certification statement to the operator that confirms that the proposed fabrication, construction and installation of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line is in accordance with good engineering practices, the authorization and all applicable laws;

**(c)** conducting an independent assessment of the integrity management program referred to in paragraph 17(a) and providing a certification statement to the operator that confirms that the proposed measures to ensure the integrity of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line are in accordance with good engineering practices, the authorization and all applicable laws;

de sécurité, le plan de protection de l'environnement et le plan visant les situations d'urgence, de même que tous les documents à l'appui de ceux-ci;

**(c)** toute procédure et tout document nécessaires à l'exercice des activités autorisées d'une manière à assurer la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement.

## Autorité de certification et certificat d'aptitude

### Autorité de certification

**41 (1)** L'exploitant engage les services d'une organisation à titre d'autorité de certification.

### Approbation de la Régie

**(2)** L'organisation engagée par l'exploitant doit être approuvée par la Régie en tant qu'autorité de certification sur la base de ses qualifications pour assumer les responsabilités visées au paragraphe (3).

### Responsabilités de l'autorité de certification

**(3)** L'autorité de certification est responsable de ce qui suit :

**(a)** effectuer une évaluation indépendante du rapport sur la conception des installations visé à l'alinéa 13a), notamment une évaluation des intrants de conception, des méthodologies utilisées dans la conception et des résultats de toute étude technique entreprise à l'appui de la conception et fournir à l'exploitant une déclaration de certification qui confirme que la conception proposée des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière est conforme aux règles de l'art en matière d'ingénierie, à l'autorisation et à toute loi applicable;

**(b)** effectuer une évaluation indépendante du rapport sur la fabrication et la construction visé à l'alinéa 13b) et fournir à l'exploitant une déclaration de certification qui confirme que la fabrication, la construction et l'installation proposée des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière est conforme aux bonnes pratiques d'ingénierie, à l'autorisation et à toute loi applicable;

**(c)** effectuer une évaluation indépendante du programme de gestion de l'intégrité visé à l'alinéa 17a) et fournir à l'exploitant une déclaration de certification qui confirme que les mesures proposées pour assurer l'intégrité des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière sont conformes aux bonnes pratiques d'ingénierie, à l'autorisation et à toute loi applicable;

**(d)** monitoring and carrying out inspections related to the fabrication, transportation, construction, installation and commissioning of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line, including any major maintenance or modifications;

**(e)** assessing whether the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line have been fabricated, constructed and installed in accordance with

**(i)** good engineering practices,

**(ii)** the fabrication and construction report referred to in paragraph 13(b), and

**(iii)** the authorization;

**(f)** verifying that the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line are fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security or the environment;

**(g)** issuing a certificate of fitness in respect of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line;

**(h)** periodically performing on-site or remote inspections of the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line to verify their continued integrity in accordance with the integrity management program referred to in paragraph 17(a) and ensure that they remain fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security or the environment;

**(i)** validating the effectiveness of any measures implemented by the operator to minimize risks in relation to safety, security and the environment that are associated with the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line; and

**(j)** verifying the validity of the certificate of fitness for as long as the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line remain in operation.

### Operator's obligations

**42** The operator must ensure that

**(a)** the certifying authority has, for the purpose of carrying out its responsibilities, access to the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line and to the necessary documentation; and

**d)** effectuer la surveillance et les inspections en lien avec la fabrication, le transport, la construction, l'installation et la mise en service des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière, notamment de tout entretien et de toute modification majeure apportés à ceux-ci;

**e)** évaluer si les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière ont été fabriqués, construits et installés de façon conforme à ce qui suit :

**(i)** les bonnes pratiques d'ingénierie,

**(ii)** le rapport sur la fabrication et la construction visé à l'alinéa 13b),

**(ii)** l'autorisation;

**f)** vérifier que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière sont propres à l'usage auquel ils sont destinés et peuvent être utilisés sans danger pour la sécurité, la sûreté et l'environnement;

**g)** délivrer un certificat d'aptitude à l'égard des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière;

**h)** mener périodiquement des inspections sur place ou à distance des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière afin de vérifier l'intégrité continue de ceux-ci conformément au programme de gestion de l'intégrité visé à l'alinéa 17a) et veiller à ce qu'ils restent propres à l'usage auquel ils sont destinés et puissent être utilisés sans danger pour la sécurité, la sûreté et l'environnement;

**i)** valider l'efficacité de toute mesure mise en place par l'exploitant pour minimiser les risques en lien avec la sécurité, la sûreté et l'environnement qui sont connexes aux installations, au matériel et aux systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière;

**j)** vérifier la validité du certificat d'aptitude tant que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière continuent d'être exploités.

### Obligations de l'exploitant

**42** L'exploitant veille à ce que :

**a)** l'autorité de certification ait, pour l'accomplissement de ses responsabilités, accès aux installations, au matériel et aux systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière, ainsi qu'aux documents nécessaires;

**(b)** the certificate of fitness issued under subsection 45(1) remains valid for as long as the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line remain in operation.

#### **Scope of work**

**43** The certifying authority must submit a scope of work to the Regulator for approval and obtain that approval before undertaking the relevant activities set out in subsection 41(3) in relation to the construction, operation and maintenance of an offshore renewable energy project or offshore power line.

#### **Conduct of functions**

**44** In conducting its functions, the certifying authority must

- (a)** carry out the scope of work that was approved by the Regulator;
- (b)** use good engineering judgment and practices; and
- (c)** ensure that any person that is tasked with carrying out an activity set out in subsection 41(3) has the necessary experience, training, qualifications and competence to do so.

#### **Certificate of fitness**

**45 (1)** The certifying authority may, on the basis of the activities set out in subsection 41(3), issue a certificate of fitness in respect of the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line.

#### **Fitness for purpose**

**(2)** The certificate of fitness must confirm that the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line are fit for the purposes for which they are to be used and can be operated without posing a threat to safety, security or the environment.

#### **Limitations on operation**

**(3)** The certificate of fitness may set out limitations in relation to the operation of the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line that the certifying authority considers necessary to ensure that their operation does not pose a threat to safety, security or the environment.

#### **Copy to Regulator**

**(4)** The certifying authority must provide a copy of the certificate of fitness to the Regulator.

**b)** le certificat d'aptitude délivré en vertu du paragraphe 45(1) demeure valide tant que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière continuent d'être exploités.

#### **Plan de travail**

**43** L'autorité de certification soumet à l'approbation de la Régie un plan de travail et obtient son approbation avant d'accomplir les activités en cause visées au paragraphe 41(3) en lien avec la construction, l'exploitation et l'entretien d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière.

#### **Conduite des fonctions**

**44** Dans l'exercice de ses fonctions, l'autorité de certification doit :

- a)** exécuter le plan de travail approuvé par la Régie;
- b)** faire preuve de jugement et appliquer de bonnes pratiques en matière d'ingénierie;
- c)** veiller à ce que toute personne à qui il confie une activité visée au paragraphe 41(3) ait l'expérience, la formation, les qualifications et les compétences nécessaires à son accomplissement.

#### **Certificat d'aptitude**

**45 (1)** L'autorité de certification, sur la base des activités visées au paragraphe 41(3), peut délivrer un certificat d'aptitude à l'égard des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière.

#### **Propre à l'usage destiné**

**(2)** Le certificat d'aptitude confirme que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière sont propres à l'usage auquel ils sont destinés et peuvent être utilisés sans danger pour la sécurité, la sûreté et l'environnement.

#### **Restrictions à l'exploitation**

**(3)** Le certificat d'aptitude peut énoncer toute restriction à l'exploitation des installations, du matériel et des systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière que l'autorité de certification croit nécessaire afin d'assurer que leur exploitation ne constitue pas un risque pour la sécurité, la sûreté et l'environnement.

#### **Copie à la Régie**

**(4)** L'autorité de certification fournit une copie du certificat d'aptitude à la Régie.

**Inspection plan**

**46 (1)** The certifying authority must prepare a plan for the periodic inspection of the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line during its construction, operation and maintenance and provide that plan to the Regulator.

**Review of operator's records**

**(2)** The plan must

**(a)** include a schedule for the periodic review of the operator's records from the management system to identify any changes that might affect safety, security or environmental protection; and

**(b)** be updated as needed to ensure that the facilities, equipment and systems related to the offshore renewable energy project or offshore power line are inspected in light of those changes.

**Scope and frequency of inspections**

**(3)** The certifying authority must establish the scope and frequency of the periodic inspections based on a risk assessment conducted in accordance with prevailing industry standards and best practices.

**Changes to inspection plan**

**(4)** The certifying authority must, as soon as circumstances permit, inform the Regulator of any material changes to the inspection plan.

**Independence and impartiality**

**47 (1)** The certifying authority must not issue a certificate of fitness in respect of the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line unless the certifying authority is able to carry out the responsibilities referred to in subsection 41(3) with independence and impartiality, including by ensuring that

**(a)** a separation is maintained between the certification functions that it or any of its subsidiaries or affiliates perform and any work that it or any of its subsidiaries or affiliates undertake on the design, construction, transportation, installation, establishment or commissioning of the facilities, equipment and systems; and

**(b)** barriers and processes are in place to prevent real, potential or perceived conflicts of interest.

**Notification of conflict of interest**

**(2)** The certifying authority must monitor for real, potential or perceived conflicts of interest throughout its engagement by the operator as certifying authority and must, without delay, notify the operator and the Regulator of any such conflicts that are identified.

**Plan d'inspection**

**46 (1)** L'autorité de certification prépare un plan d'inspection pour les inspections périodiques des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière pendant la construction, l'exploitation, l'entretien du projet ou de la ligne, et fournit ce plan à la Régie.

**Examen des dossiers de l'exploitant**

**(2)** Le plan d'inspection :

**a)** comprend un calendrier d'examen périodique des dossiers du système de gestion de l'exploitant afin d'identifier tout changement susceptible d'affecter la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement;

**b)** est mis à jour au besoin afin d'assurer que les installations, le matériel et les systèmes du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière sont inspectés compte tenu de ces changements.

**Portée et fréquence des inspections**

**(3)** L'autorité de certification établit la portée et la fréquence des inspections sur la base d'une évaluation des risques conforme aux normes courantes et aux pratiques exemplaires de l'industrie.

**Modification du plan d'inspection**

**(4)** L'autorité de certification avise la Régie, dès que les circonstances le permettent, de toute modification majeure apportée au plan d'inspection.

**Indépendance et impartialité**

**47 (1)** L'autorité de certification ne peut délivrer de certificat d'aptitude à l'égard des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière que si elle est en mesure de s'acquitter des responsabilités visées au paragraphe 41(3) avec indépendance et impartialité, notamment en :

**a)** maintenant une séparation entre les fonctions de certification qu'elle, sa filiale ou une société affiliée exerce et tout travail qu'elle, sa filiale ou une société affiliée entreprennent sur la conception, la construction, le transport, l'installation, l'établissement ou la mise en service des installations, du matériel et des systèmes d'un projet d'énergie ou d'une ligne;

**b)** s'assurant que des barrières et des processus sont en place pour éviter les conflits d'intérêts réels, potentiels ou perçus.

**Avis de conflit d'intérêts**

**(2)** L'autorité de certification assure une surveillance à l'égard des conflits d'intérêts réels, potentiels ou perçus pendant son engagement par l'exploitant en tant qu'autorité de certification et, si elle constate de tels conflits, elle en avise sans délai l'exploitant et la Régie.

**Change of certifying authority**

**48 (1)** If the operator decides to replace the certifying authority with a new certifying authority, the operator must provide the name of the organization that the operator proposes to engage as the new certifying authority to the Regulator, along with a description of the organization's qualifications to assume the responsibilities referred to in subsection 41(3).

**Before issuance of certificate**

**(2)** If the operator engages a new certifying authority before the initial certificate of fitness is issued, the new certifying authority must undertake its own assessment, monitoring, inspection, verification and validation activities for the purposes of issuing the certificate.

**After issuance of certificate**

**(3)** If the operator engages a new certifying authority after a certificate of fitness has been issued, the operator must develop and submit to the Regulator a transition plan outlining all of the activities to be carried out by the parties before transitioning from the former to the new certifying authority and demonstrating that the transition will not result in any gaps, delays or negative effects on the extent and quality of the activities set out in subsection 41(3).

**Implementation of transition plan**

**(4)** The operator must ensure that the transition plan is implemented.

**One certificate and one authority**

**(5)** There must be no more than one certificate of fitness and one certifying authority in relation to an offshore renewable energy project or offshore power line at any given time.

**Annual report**

**49** The certifying authority must, for each calendar year during which authorized work or activities are carried on in relation to the construction, operation and maintenance of an offshore renewable energy project or offshore power line, submit a report to the Regulator within 30 days after the end of that year that includes the following information:

- (a)** an overview of the activities performed by the certifying authority during the year;
- (b)** a statement, signed by the certifying authority, confirming that it has maintained the qualifications it possessed when it was approved by the Regulator as a certifying authority;
- (c)** the name, position, contact information and qualifications of the personnel that were involved in the relevant activities set out in subsection 41(3);

**Changement d'autorité de certification**

**48 (1)** Si l'exploitant décide de remplacer l'autorité de certification par une autre autorité de certification, il fournit à la Régie le nom de l'organisation qu'il propose d'engager comme nouvelle autorité de certification, ainsi qu'une description des qualifications de l'organisation nécessaires à l'acquittement des responsabilités visées au paragraphe 41(3).

**Avant la délivrance du certificat**

**(2)** Si l'exploitant engage la nouvelle autorité de certification avant la délivrance du certificat d'aptitude initial, cette autorité de certification doit effectuer, de façon indépendante, ses propres activités d'évaluation, de surveillance, d'inspection, de vérification et de validation aux fins de délivrance du certificat.

**Après la délivrance du certificat**

**(3)** Si l'exploitant engage la nouvelle autorité de certification après la délivrance d'un certificat d'aptitude, il prépare et soumet à la Régie un plan de transition qui indique toutes les activités à mener par les parties avant de faire la transition entre l'ancienne autorité de certification et la nouvelle et qui démontre que la transition n'entraînera pas de lacunes, de retards ou d'impacts négatifs sur la portée et la qualité des activités visées au paragraphe 41(3).

**Plan de transition — mise en œuvre**

**(4)** L'exploitant veille à ce que le plan de transition soit mis en œuvre.

**Un seul certificat et une seule autorité**

**(5)** Il ne doit y avoir à la fois qu'un seul certificat d'aptitude et qu'une seule autorité à l'égard d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière.

**Rapport annuel**

**49** L'autorité de certification remet à la Régie — pour chaque année civile pendant laquelle sont exercées des activités autorisées pour la construction, l'exploitation et l'entretien d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière — un rapport dans les trente jours suivant la fin de cette année civile qui comprend :

- a)** un résumé de l'ensemble des activités menées à titre d'autorité de certification pendant l'année;
- b)** une déclaration signée par l'autorité de certification qui confirme qu'elle a maintenu les qualifications qu'elle possédait lorsqu'elle a été approuvée en tant qu'autorité de certification par la Régie;
- c)** le nom, le titre, les coordonnées et les qualifications des personnes qui ont participé aux activités visées au paragraphe 41(3);

**(d)** if applicable, a description of the methodologies used to carry out the independent assessments referred to in paragraphs 41(3)(a) to (c) and the assessment referred to in paragraph 41(3)(e);

**(e)** if applicable, the results of the independent assessments referred to in paragraphs 41(3)(a) to (c) and the assessment referred to in paragraph 41(3)(e);

**(f)** a detailed description of the inspections performed during the year, including the scope of those inspections and the methodology used;

**(g)** the results of the inspections referred to in paragraph (f); and

**(h)** a description of the activities carried out to validate the effectiveness of any measures implemented by the operator to minimize risks in relation to safety, security and the environment and the results of that validation.

**d)** s'il y a lieu, la description des méthodes utilisées pour effectuer les évaluations indépendantes visées aux alinéas 41(3)a) à c) et l'évaluation visée à l'alinéa 41(3)e);

**e)** s'il y a lieu, les résultats des évaluations indépendantes visées aux alinéas 41(3)a) à c) et de l'évaluation visée à l'alinéa 41(3)e);

**f)** la description détaillée des inspections menées pendant l'année, notamment leur portée et la méthode utilisée pour les mener;

**g)** les résultats des inspections visés à l'alinéa f);

**h)** la description des activités qu'elle a réalisées pour valider l'efficacité de toute mesure mise en place par l'exploitant pour minimiser les risques en lien avec la sécurité, la sûreté et l'environnement et les résultats de ces validations.

## Notification, Investigation, Reporting and Record-Keeping Requirements for Operators

### Notification of incidents

**50 (1)** The operator must notify the Regulator of the occurrence of a reportable incident as soon as the circumstances permit after it occurs.

### Investigation

**(2)** The operator must ensure that every reportable incident is investigated.

### Incident report

**(3)** The operator must, within 14 days after the day on which a reportable incident occurs, submit a report to the Regulator that includes the following information:

**(a)** a description of the reportable incident, where and when it occurred and who was involved;

**(b)** a description of the impact of the reportable incident on the facilities, equipment and systems related to an offshore renewable energy project or offshore power line, vessels, persons or the environment;

**(c)** the results of the investigation into the reportable incident, including an identification of the root cause of the reportable incident and causal and contributing factors;

**(d)** a description of any repairs undertaken to restore any damaged structures to their original design strength or to restore the functionality of any impacted systems and equipment;

## Signalements, enquêtes et exigences en matière de rapports et de tenue de dossiers pour l'exploitant

### Incidents à signaler

**50 (1)** L'exploitant avise la Régie de tout incident à signaler dès que les circonstances le permettent après que celui-ci est survenu.

### Enquête

**(2)** L'exploitant veille à ce que tout incident à signaler fasse l'objet d'une enquête.

### Rapport sur l'incident

**(3)** L'exploitant veille à ce que soit remis à la Régie, dans les quatorze jours suivant la date de la survenance de l'incident à signaler, un rapport sur l'incident qui comprend les renseignements suivants :

**a)** la description de l'incident à signaler, de l'endroit et du moment où il est survenu, ainsi que des personnes impliquées;

**b)** la description de l'impact de l'incident à signaler sur les installations, le matériel et les systèmes d'un projet d'énergie renouvelable extracôtière ou d'une ligne extracôtière, de même que les navires, les personnes ou l'environnement;

**c)** les résultats de l'enquête sur l'incident à signaler, notamment la détermination de la cause première de l'incident, des facteurs de causalité et des facteurs y ayant contribué;



- (e) a description of the measures put in place to prevent the occurrence of similar reportable incidents;
- (f) if emergency response procedures were implemented, confirmation of
  - (i) any communications that occurred with the relevant federal, provincial and municipal authorities or Indigenous governing bodies, and
  - (ii) any coordination and liaison with relevant emergency response organizations; and
- (g) any other relevant information.

### Periodic reports

**51 (1)** The operator must submit periodic reports to the Regulator summarizing the following in respect of the period that has elapsed since the day on which the authorization was issued in respect of the work or activities in question or the day after the last day included in the preceding periodic report, as the case may be:

- (a) the work or activities performed;
- (b) the status of the offshore renewable energy project or offshore power line, by reference to the execution plan referred to in paragraph 5(e);
- (c) any deviations from or changes to the execution plan;
- (d) any emergency response drills or exercises referred to in paragraph 10(1)(g) that were carried out;
- (e) any instances of non-conformity with the requirements of these Regulations and the corrective actions that were taken; and
- (f) any reportable incidents and any situations that had the potential to result in a reportable incident.

### Beginning of commercial production

**(2)** The periodic reports must also set out the planned date for the beginning of commercial production of renewable energy, if applicable.

### Frequency of submission

**(3)** The periodic reports must be submitted at the following frequency unless the Commission requires them to be submitted more frequently as a condition of authorization:

- (a) monthly, for any report in respect of authorized work or activities in relation to the construction or the

**d)** la description des réparations faites aux structures endommagées pour rétablir leur résistance nominale à celle de leur conception d'origine ou pour rétablir la fonctionnalité des systèmes et du matériel touchés;

**e)** la description des mesures mises en œuvre pour prévenir la survenance d'un incident à signaler similaire;

**f)** si des procédures d'intervention d'urgence ont été mises en œuvre, la confirmation de ce qui suit :

**(i)** les communications ayant eu lieu avec les autorités fédérales, provinciales ou municipales, ou les corps dirigeants autochtones concernés,

**(ii)** la coordination et la liaison avec toutes les organisations d'intervention d'urgence concernées;

**g)** tout autre renseignement pertinent.

### Rapport périodique

**51 (1)** L'exploitant soumet à la Régie un rapport périodique qui résume ce qui suit en ce qui concerne la période qui s'est écoulée depuis le jour où l'autorisation a été accordée pour les activités en question ou le lendemain du dernier jour inclus dans le rapport périodique précédent, selon le cas :

**a)** les activités réalisées;

**b)** l'état du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de la ligne extracôtière selon le plan d'exécution visé à l'alinéa 5e);

**c)** les écarts par rapport au plan d'exécution et les modifications qui y ont été apportées;

**d)** les manœuvres et les exercices d'intervention d'urgence visés à l'alinéa 10(1)g) qui ont été menés;

**e)** les cas de non-conformité avec le présent règlement et les mesures correctives prises pour résoudre ces cas;

**f)** les incidents à signaler et les situations qui avaient le potentiel d'être un tel incident.

### Début de l'exploitation commerciale

**(2)** Le rapport périodique comprend aussi, s'il y a lieu, la date prévue pour débiter l'exploitation commerciale de l'énergie renouvelable.

### Fréquence de production

**(3)** Le rapport périodique est remis à la Commission selon l'une des fréquences ci-dessous, à moins que celle-ci n'exige qu'ils soient soumis plus fréquemment comme condition d'autorisation :

- a)** mensuellement, pour les rapports concernant les activités autorisées de construction, de désaffectation

decommissioning and abandonment of the offshore renewable energy project or offshore power line; and

**(b)** annually, for any report in respect of authorized work or activities in relation to the site assessment or the operation and maintenance of the offshore renewable energy project or offshore power line.

#### Final report

**52** The operator must, within three months after the day on which all authorized work or activities are completed, submit to the Regulator a final report that includes the following information:

- (a)** a statement as to whether the work or activities were carried on as planned and as authorized;
- (b)** if the work or activities were not carried on as planned and as authorized, a description of the manner in which the carrying on of the work or activities deviated from what was planned and authorized; and
- (c)** a description of the state of the operations site after the completion of all work and activities.

#### Conservation of records

**53 (1)** The operator must keep, at their principal place of business in Canada, an electronic copy of the following:

- (a)** any documents and information submitted to the Regulator in support of an application for authorization;
- (b)** the results of the surveys and programs referred to in subparagraph 5(f)(i) and the surveys referred to in paragraph 11(a);
- (c)** all documents and information submitted to the Regulator as a condition of an authorization; and
- (d)** all documents and information that demonstrate that the authorized work or activities were carried on
  - (i)** in a manner that is in keeping with any information provided, any approach or methodology proposed and any technologies put forward in an application in respect of the authorized work or activities, and
  - (ii)** in conformity with these Regulations.

#### Disclosure of records

**(2)** The operator must, on request, disclose the records referred to in subsection (1) to the Regulator in the form and manner specified by the Regulator.

et d'abandon du projet d'énergie renouvelable extracôtère ou de la ligne extracôtère;

**b)** annuellement, pour les rapports concernant les activités autorisées d'évaluation du site, d'exploitation et d'entretien du projet d'énergie renouvelable extracôtère ou de la ligne extracôtère.

#### Rapport final

**52** L'exploitant soumet à la Régie un rapport final dans les trois mois suivants le jour où toutes les activités autorisées sont complétées qui comprend les renseignements suivants :

- a)** une déclaration indiquant si les activités ont été effectuées comme prévu et conformément à l'autorisation;
- b)** si les activités n'ont pas été effectuées comme prévu et conformément à l'autorisation, la description de la manière dont l'exécution des activités diverge de ce qui était prévu et autorisé;
- c)** la description de l'état de l'emplacement des opérations après que toutes les activités autorisées sont complétées.

#### Conservation des dossiers

**53 (1)** L'exploitant conserve à son établissement principal au Canada une copie électronique des documents et renseignements suivants :

- a)** tout renseignement et document soumis à la Régie à l'appui d'une demande d'autorisation;
- b)** les résultats des enquêtes et des programmes visés au sous-alinéa 5f)(i) et des enquêtes visées à l'alinéa 11a);
- c)** tout renseignement et document soumis à la Régie comme condition d'une autorisation;
- d)** les documents et renseignements qui démontrent que la conduite des activités autorisées :
  - (i)** respecte tout renseignement fourni, toute approche ou méthodologie proposée et tout usage de technologie proposé dans une demande en lien avec les activités autorisées,
  - (ii)** est conforme au présent règlement.

#### Communication des dossiers

**(2)** L'exploitant, sur demande, communique à la Régie les dossiers prévus au paragraphe (1) dans le format et de la manière indiquée par celle-ci.

**Duration of retention**

**(3)** The records referred to in subsection (1) must be retained for five years after the day on which the decommissioning and abandonment of the offshore renewable energy project or offshore power line ends, or, if the project or power line is terminated before its construction, for five years after the day on which the site assessment ends.

## Coming into Force

**Registration**

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

**Période de conservation**

**(3)** Les dossiers visés au paragraphe (1) doivent être conservés pendant cinq ans après la date de la fin de la désaffectation et l'abandon du projet d'énergie renouvelable extracôtière ou de ligne extracôtière ou, si le projet ou la ligne prend fin avant sa construction, pendant cinq ans après la date de la fin de l'évaluation du site.

## Entrée en vigueur

**Enregistrement**

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

## INDEX

### COMMISSIONS

#### Canada Revenue Agency

Income Tax Act	
Revocation of registration of charities [Failure to file, 101589455RR0001] .....	283
Revocation of registration of charities [Voluntary, 105208813RR0001] .....	286

#### Canadian International Trade Tribunal

Appeal	
Notice No. HA-2023-018 .....	291

#### Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Decisions .....	292
* Notice to interested parties .....	292

#### CUSMA Secretariat

Request for panel review	
Softwood lumber products from Canada .....	293

#### Public Service Commission

Public Service Employment Act	
Permission and leave granted (Kemp, Scott) .....	295
Permission and leave granted (Musende, Alain) .....	295

### GOVERNMENT NOTICES

#### Citizenship and Immigration, Dept. of

College of Immigration and Citizenship Consultants Act	
Ministerial Order: Directors on the board of directors of the College of Immigration and Citizenship Consultants .....	279

#### Environment, Dept. of the

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Ministerial Condition No. 20655 .....	265
Notice with respect to the Code of Practice for the Environmentally Sound Management of Chemical Substances in the Chemicals, Plastics and Rubber Sectors .....	268

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Notice of intent to consult on a risk management strategy respecting benzene emissions from gasoline stations .....	269
---	-----

### GOVERNMENT NOTICES — *Continued*

#### Finance, Dept. of

Proceeds of Crime (Money Laundering) and Terrorist Financing Act	
Directive Amending the Directive on Financial Transactions Associated with the Islamic Republic of Iran .....	270
Directive on Financial Transactions Associated with Russia .....	272

#### Health, Dept. of

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Guidelines for Canadian recreational water quality: microbiological sampling and analysis .....	273
--	-----

#### Privy Council Office

Appointment opportunities .....	275
---------------------------------	-----

### MISCELLANEOUS NOTICES

Endurance Specialty Insurance Ltd. * Application to establish a Canadian branch .....	297
---	-----

### PARLIAMENT

#### House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 44th Parliament) .....	282
---	-----

### PROPOSED REGULATIONS

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Storage and Loading of Volatile Petroleum Liquids) Regulations .....	299
--	-----

#### Natural Resources, Dept. of

Canadian Energy Regulator Act Canada Offshore Renewable Energy Regulations .....	455
--	-----

\* This notice was previously published.

## INDEX

### AVIS DIVERS

Endurance Specialty Insurance Ltd. * Demande d'établissement d'une succursale canadienne .....	297
---	-----

### AVIS DU GOUVERNEMENT

#### Citoyenneté et de l'Immigration, min. de la

Loi sur le Collège des consultants en immigration et en citoyenneté Arrêté ministériel : administrateurs au sein du conseil d'administration du Collège des consultants en immigration et en citoyenneté .....	279
---	-----

#### Conseil privé, Bureau du

Possibilités de nominations .....	275
-----------------------------------	-----

#### Environnement, min. de l'

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Avis concernant le Code de pratique pour la gestion écologiquement rationnelle des substances chimiques dans les secteurs des produits chimiques, des plastiques et du caoutchouc.....	268
Condition ministérielle n° 20655.....	265

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

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Avis d'intention de mener des consultations au sujet d'une stratégie de gestion des risques relative aux émissions de benzène provenant des stations-service.....	269
---	-----

#### Finances, min. des

Loi sur le recyclage des produits de la criminalité et le financement des activités terroristes Directive modifiant la Directive sur les opérations financières liées à la république islamique d'Iran .....	270
Directive sur les opérations financières liées à la Russie .....	272

#### Santé, min. de la

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Recommandations au sujet de la qualité des eaux utilisées à des fins récréatives au Canada : échantillonnage et analyse microbiologiques.....	273
---	-----

### COMMISSIONS

#### Agence du revenu du Canada

Loi de l'impôt sur le revenu Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance [défaut de produire, 101589455RR0001] .....	283
Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance [volontaire, 105208813RR0001].....	286

#### Commission de la fonction publique

Loi sur l'emploi dans la fonction publique Permission et congé accordés (Kemp, Scott) .....	295
Permission et congé accordés (Musende, Alain).....	295

#### Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

* Avis aux intéressés.....	292
Décisions .....	292

#### Secrétariat de L'ACEUM

Demande d'examen par un groupe spécial Produits de bois d'œuvre résineux en provenance du Canada .....	293
---	-----

#### Tribunal canadien du commerce extérieur

Appel Avis n° HA-2023-018 .....	291
------------------------------------	-----

### PARLEMENT

#### Chambre des communes

* Demandes introductives de projets de loi d'intérêt privé (Première session, 44 <sup>e</sup> législature) .....	282
---	-----

### RÈGLEMENTS PROJETÉS

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

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement sur la réduction des rejets de composés organiques volatils (stockage et chargement de liquides pétroliers volatils) .....	299
--	-----

#### Ressources naturelles, min. des

Loi sur la Régie canadienne de l'énergie Règlement sur l'énergie renouvelable extracôtière au Canada .....	455
---	-----

\* Cet avis a déjà été publié.