

Clean Fuel Regulations

Statutory authorities

Canadian Environmental Protection Act, 1999
Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Act

Sponsoring department

Department of the Environment

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The largest sources of GHG emissions in Canada are from the extraction, processing and combustion of fossil fuels. In order to exceed Canada's current GHG emission reduction target under the Paris Agreement, and achieve the goal of net-zero emissions by 2050, a number of GHG emission reduction measures have been implemented. While these actions are bringing Canada closer to meeting its climate goals, further action is required.

Description: The proposed Clean Fuel Regulations (the proposed Regulations) would require liquid fossil fuel primary suppliers (i.e. producers and importers) to reduce the carbon intensity (CI) of the liquid fossil fuels they produce in and import into Canada from 2016 CI levels by 2.4 gCO₂e/MJ in 2022, increasing to 12 gCO₂e/MJ in 2030. The proposed Regulations would also establish a credit market whereby the annual CI reduction requirement could be met via three main categories of credit-creating actions: (1) actions that reduce the CI of the fossil fuel throughout its lifecycle, (2) supplying low-carbon fuels, and (3) specified end-use fuel switching in transportation. Parties that are not fossil fuel primary suppliers would be able to participate in the credit market as voluntary credit creators by completing certain actions (e.g. low-carbon fuel producers and importers). In addition, the proposed Regulations would retain the minimum volumetric requirements (at least 5% low CI fuel content in gasoline and 2% low CI fuel content in diesel fuel and

Règlement sur les combustibles propres

Fondements législatifs

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)
Loi sur les pénalités administratives en matière d'environnement

Ministère responsable

Ministère de l'Environnement

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

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

Sommaire

Enjeux : Les gaz à effet de serre (GES) sont les principaux responsables des changements climatiques. Les plus grandes sources d'émissions de GES au Canada proviennent de l'extraction, du traitement et de la combustion de combustibles fossiles. Afin de dépasser l'objectif de réduction des émissions de GES du Canada en vertu de l'Accord de Paris, et atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050, un certain nombre de mesures de réductions d'émissions de GES ont été mises en œuvre. Bien que ces mesures rapprochent le Canada de la réalisation de ses objectifs climatiques, d'autres mesures sont nécessaires.

Description : Le Règlement sur les combustibles propres qui est proposé (le projet de règlement) exigerait que les fournisseurs principaux de combustibles fossiles liquides (soit, les producteurs et les importateurs) réduisent l'intensité en carbone (IC) des combustibles fossiles liquides qu'ils produisent et importent au Canada de 2,4 g éq. CO₂/MJ en 2022, par rapport aux niveaux d'IC de 2016, et que cette réduction atteigne 12 g éq. CO₂/MJ en 2030. Le projet de règlement établirait également un marché d'unités de conformité dans le cadre duquel l'exigence de réduction annuelle de l'IC serait respectée au moyen de trois catégories principales de mesures créatrices d'unités de conformité : (1) mesures qui réduisent l'IC du combustible fossile le long de son cycle de vie, (2) fourniture de combustibles à faible IC, (3) changement de combustibles par l'utilisateur final dans les transports. Des parties autres que les fournisseurs principaux de combustibles fossiles pourraient participer au marché d'unités de conformité à titre de créateurs volontaires d'unités en réalisant

light fuel oil) currently set out in the federal *Renewable Fuels Regulations* (RFR). The RFR would be repealed.

Regulatory development: The annual CI reduction requirements have been informed by extensive consultation with industry stakeholders and associations (including the oil and gas sector, low-carbon energy sectors, and industry sectors that use liquid fuels), environmental non-governmental organizations (ENGOs), representatives from provincial and territorial governments, associations representing Indigenous Peoples, administrators of similar regulations in other jurisdictions, and academics. ENGOs and stakeholders in the low carbon energy sectors support the proposed Regulations while some provincial governments and some stakeholders in the oil and gas sector have raised concerns about the costs of compliance. Since the proposed Regulations were first proposed in a discussion paper in February 2017, the Department has made a number of changes to the design of the proposed Regulations in response to feedback received.

The proposed Regulations are intended to be a flexible, performance-based policy tool that reduces the CI of liquid fossil fuels supplied in Canada. Therefore, the proposed Regulations incorporate, but also improve upon the federal RFR. The proposed Regulations would also be complementary to carbon pricing as they would provide an additional incentive to reduce GHG emissions by reducing the CI of liquid fuels, which are primarily used in the transportation sector, a major source of GHG emissions in Canada.

Cost-benefit statement: Between 2021 and 2040, the cumulative GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations are estimated to range from 173 to 254 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO₂e), with a central estimate of approximately 221 Mt. To achieve these GHG emission reductions, the modelling conducted for this analysis estimates that the proposed Regulations could result in societal costs that range from \$14.1 to \$26.7 billion, with a central estimate of \$20.6 billion. Therefore, the GHG emission reductions would be achieved at an estimated societal cost per tonne between \$64 to \$128, with a central estimate of \$94. To evaluate the results, a break-even analysis was conducted that compares the societal cost per tonne of the proposed Regulations to the

certaines mesures (par exemple les producteurs et importateurs de combustibles à faible IC). De plus, le projet de règlement conserverait les exigences volumétriques minimales qui sont actuellement énoncées dans le *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) fédéral (soit une teneur minimale de 5 % de combustible à faible IC dans l'essence et de 2 % dans le carburant diesel et le mazout léger). Le RCR serait abrogé.

Élaboration de la réglementation : Les exigences de réduction annuelles de l'IC sont le fruit de vastes consultations auprès des intervenants et des associations de l'industrie (dont le secteur gazier et pétrolier, les secteurs de l'énergie à faible IC et les secteurs industriels qui utilisent des combustibles liquides), des organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), des représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux, des associations représentant les peuples autochtones, des administrateurs de règlements similaires dans d'autres juridictions et des universitaires. Les ONGE et les intervenants des secteurs de l'énergie à faible IC appuient le projet de règlement, tandis que certains gouvernements provinciaux et certains intervenants du secteur gazier et pétrolier ont soulevé des préoccupations au sujet du coût lié à la conformité. Le projet de règlement a été proposé pour la première fois dans un document de travail au mois de février 2017, depuis, le Ministère a apporté plusieurs modifications à l'élaboration du projet en réponse aux commentaires reçus.

Le projet de règlement se veut un outil stratégique souple, fondé sur le rendement, qui réduit l'IC des combustibles fossiles liquides fournis au Canada. À ce titre, il fait plus qu'intégrer le RCR fédéral; il l'améliore. Il serait également complémentaire à la tarification de la pollution par le carbone, car il fournirait une mesure incitative supplémentaire pour réduire les émissions de GES en réduisant l'IC des combustibles liquides, qui sont principalement utilisés dans le secteur des transports, une source majeure des émissions de GES au Canada.

Énoncé des coûts et des avantages : Entre 2021 et 2040, les réductions cumulatives d'émissions de GES attribuables au projet de règlement sont estimées être de 173 à 254 mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂), l'estimation centrale étant d'environ 221 Mt. Pour réaliser ces réductions, la modélisation réalisée pour cette analyse estime que le projet de règlement pourrait entraîner un coût pour la société compris entre 14,1 et 26,7 milliards de dollars, l'estimation centrale étant de 20,6 milliards de dollars. En conséquence, les réductions d'émissions de GES seraient réalisées à un coût par tonne pour la société compris entre 64 \$ et 128 \$, l'estimation centrale étant de 94 \$. Pour évaluer les résultats, une analyse du seuil de rentabilité a été effectuée; on y compare le coût par

Departmental value of the social cost of carbon (SCC) published in 2016, and to more recently published estimates of the SCC value found in the academic literature. Given that the updated estimates of the SCC exceed the estimated societal cost per tonne of the proposed Regulations, the Department concludes that it is plausible that the monetized benefits of the proposed Regulations would exceed its costs.

The proposed Regulations would increase production costs for primary suppliers, which would increase prices for liquid fuel consumers (i.e. households and industry users). In addition, credit revenues would decrease the costs of production for low-carbon energy suppliers, which would make low carbon energy sources (e.g. biofuel and electricity) relatively less expensive in comparison. These price effects would lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower carbon energy sources, thereby reducing national GHG emissions. To evaluate to the direct impact of the proposed Regulations as well as the effect of relative price changes on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis was completed. When these effects are taken into account, it is estimated that the proposed Regulations would result in an overall GDP decrease of up to \$6.4 billion (or up to 0.2% of total GDP) while reducing up to 20.6 Mt of GHG emissions in 2030, using an upper bound scenario where all credits are sold at the marginal cost per credit.

The proposed Regulations would work in combination with other federal, provincial, and territorial climate change policies to create an incentive for firms to invest in innovative technologies and fuels by setting long-term, predictable and stringent targets. The broad range of compliance strategies allowed under the proposed Regulations would also allow fossil fuel suppliers the flexibility to choose the lowest-cost compliance actions available. If the proposed Regulations induce more long-term innovation and economies of scale than projected in the estimates presented in this analysis, then the proposed Regulations could result in lower costs and greater benefits, particularly over a longer time frame.

One-for-one rule: The proposed Regulations would result in annualized net administrative cost increases of about \$350,100 for fossil fuel producers and importers. Annualized administrative cost savings for renewable fuel producers and importers are estimated at

tonne pour la société du projet de règlement à la valeur ministérielle du coût social du carbone (CSC) publié en 2016, et à des estimations de la valeur du CSC publiées plus récemment dans les articles universitaires. Étant donné que ces estimations récentes du CSC sont plus élevées que l'estimation du coût sociétal par tonne du projet de règlement, le Ministère en conclut qu'il est plausible que les avantages monétaires du projet de règlement excèdent son coût.

Le projet de règlement ferait augmenter les coûts de production des fournisseurs principaux, ce qui ferait augmenter les prix pour les consommateurs de combustibles liquides (c'est-à-dire les ménages et l'industrie). De plus, les revenus générés par la création d'unités de conformité feraient diminuer les coûts de production des fournisseurs d'énergie à faible IC, ce qui rendrait les sources d'énergie à faible IC (comme les biocarburants et l'électricité) relativement moins coûteuses, en comparaison. Ces effets de prix entraîneraient une réduction de la demande de combustibles fossiles et une augmentation de la demande de sources d'énergie à plus faible IC, et réduiraient ainsi les émissions de GES au niveau national. Une analyse macroéconomique a été effectuée pour évaluer l'impact direct du projet de règlement ainsi que l'effet de la variation des prix relatifs sur l'activité économique canadienne et les émissions de GES. Lorsqu'on tient compte de ces effets, il est estimé que le projet de règlement entraînerait une baisse du PIB du Canada d'au plus 6,4 milliards de dollars (ou d'au plus 0,2 % du PIB du Canada) de même qu'une réduction d'au plus 20,6 Mt d'émissions de GES en 2030, en utilisant un scénario de limite supérieure où toutes les unités de conformité sont vendues au coût marginal par unité.

Le projet de règlement fonctionnerait en conjonction avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales sur les changements climatiques pour créer un incitatif aux entreprises à investir dans des technologies et des combustibles novateurs en établissant des cibles de réduction à long terme, strictes et prévisibles. Le large éventail de stratégies de conformité autorisées en vertu du projet de règlement donnerait également aux fournisseurs de combustibles fossiles la flexibilité de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses disponibles. Si le projet de règlement entraîne plus d'innovation à long terme et d'économies d'échelle que ce qui prévu dans l'estimation présentée dans cette analyse, le projet de règlement pourrait entraîner des réductions plus importantes et une baisse des coûts, en particulier sur une période plus longue.

Règle du «un pour un» : Le projet de règlement entraînerait une augmentation nette de la valeur actualisée des coûts administratifs d'environ 350 100 \$ pour les producteurs et les importateurs de combustibles fossiles. La valeur actualisée des économies réalisées

\$55,200. Overall, the total net annualized administrative cost increases are estimated at \$294,900 for all stakeholders. The proposed Regulations would be considered an “IN” under the Government of Canada’s one-for-one rule.

Small business lens: The small business lens does not apply to the proposed Regulations as no mandatory participants are considered small businesses.

sur les coûts administratifs annualisés pour les producteurs et les importateurs de combustibles renouvelables est estimée à 55 200 \$. Dans l’ensemble, l’augmentation nette des coûts totaux administratifs est estimée à 294 900 \$ pour tous les intervenants. Le projet de règlement serait considéré comme un « AJOUT » selon la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

Lentille des petites entreprises : La lentille des petites entreprises ne s’applique pas au projet de règlement, puisqu’aucun des participants obligatoires n’est considéré faire partie de la catégorie des petites entreprises.

Issues

Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The largest sources of GHG emissions in Canada are from the extraction, processing and combustion of fossil fuels. GHG emissions from the oil and gas and transportation sectors account for 26% and 25% of total GHG emissions in Canada respectively.¹ In order to exceed Canada’s current GHG emission reduction target to reduce emissions by 30% below 2005 levels by 2030 under the Paris Agreement, and achieve the goal of net-zero emissions by 2050, a number of GHG emission reduction measures have been implemented.² However, further action is required to meet Canada’s GHG emission reduction targets. In particular, without additional action, it is expected that emissions from Canada’s transportation and oil and gas sectors would continue to increase year-over-year.

Background

Global warming is projected to lead to changes in average climate conditions and extreme weather events. The impacts of climate change are expected to worsen as the global average surface temperature becomes warmer. Climate change impacts are of major concern for society: changes in temperature and precipitation can impact natural habitats, agriculture and food supplies, and rising sea levels can threaten coastal communities.³

¹ Environment and Climate Change Canada (ECCC), [Canada’s 2020 National Inventory Report](#).

² Environment and Climate Change Canada (ECCC), [Canada’s Fourth Biennial Report on Climate Change \(PDF\)](#).

³ Environment and Climate Change Canada (ECCC), [Facts on Climate Change](#).

Enjeux

Les gaz à effet de serre (GES) sont les principaux responsables des changements climatiques. Les plus grandes sources d’émissions de GES au Canada proviennent de l’extraction, du traitement et de la combustion de combustibles fossiles. Les émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier et du secteur du transport sont responsables respectivement de 26 % et 25 % des émissions de GES totales au Canada¹. Afin de dépasser la cible actuelle d’émissions GES du Canada en vertu de l’Accord de Paris qui est de réduire les émissions de GES de 30% sous les niveaux de 2005 d’ici 2030 et pour atteindre la cible de zéro émission nette d’ici 2050, plusieurs mesures de réduction d’émissions de GES ont été mises en œuvre². Cependant, il est nécessaire de prendre encore d’autres mesures pour réussir à atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES du Canada. Tout particulièrement, sans mesure supplémentaire, les émissions provenant du secteur pétrolier et gazier et du secteur du transport au Canada continueront d’augmenter d’une année à l’autre.

Contexte

Selon les prévisions, le réchauffement planétaire entraînera des changements dans les conditions climatiques moyennes et les événements météorologiques extrêmes. On s’attend à ce que les répercussions des changements climatiques empirent à mesure que la température moyenne à la surface de la planète augmentera. Les effets des changements climatiques sont une préoccupation majeure pour la société : les changements de températures et de précipitations peuvent affecter les habitats naturels, l’approvisionnement agricole et alimentaire, et la hausse du niveau de la mer peut menacer les collectivités côtières³.

¹ Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), [Rapport d’inventaire national du Canada du 2020](#).

² Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), [Quatrième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques \(PDF\)](#).

³ Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) [Faits sur les changements climatiques](#).

The Government of Canada has committed to taking action on climate change. At the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) conference in December 2015, the international community, including Canada, adopted the Paris Agreement, an accord intended to reduce global GHG emissions to limit the rise in global average temperature to less than 2°C above pre-industrial levels and to aim to limit the temperature increase to 1.5°C. As part of its Intended Nationally Determined Contribution (INDC) commitment under the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 30% below 2005 levels by 2030.⁴

On December 9, 2016, Prime Minister Trudeau, along with most first ministers of Canada, agreed to the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change (PCF). The PCF was developed to establish a path forward to meet Canada's commitments under the Paris Agreement.⁵ November 25, 2016, as part of the PCF, the Government of Canada announced its plan to develop a Clean Fuel Standard (CFS) to reduce Canada's GHGs by 30 Mt annually by 2030 on a lifecycle basis for fuels used in Canada.⁶ Since announcing the policy in late 2016, the Department of the Environment and Climate Change Canada (the Department) has engaged broadly with stakeholders on the design of the CFS and a number of formal consultation documents were released including

- a discussion paper published in February 2017, which laid out different approaches from different jurisdictions, and posed technical questions related to the potential applicability of various elements;
- a Regulatory Design Paper published in December 2018, which outlined the main design elements and approach of the CFS for liquids;
- the Cost-Benefit Analysis (CBA) Framework published in February 2019, which outlined the methodology for the CBA; and
- a Proposed Regulatory Approach published in June 2019, which updated and expanded on the December 2018 Regulatory Design Paper.⁷

Le gouvernement du Canada s'est engagé à agir à l'égard des changements climatiques. À la conférence de la Convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de décembre 2015, la communauté internationale, y compris le Canada, a adopté l'Accord de Paris, un accord visant à réduire les émissions mondiales de GES dans le but de limiter la hausse de la température moyenne mondiale à moins de 2 °C au-dessus des niveaux préindustriels et de cibler une limite de la hausse de température de 1,5 °C. Dans le cadre de son engagement de contributions déterminées au niveau national en vertu de l'Accord de Paris, le Canada a promis de réduire les émissions nationales de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005, d'ici 2030⁴.

Le 9 décembre 2016, le premier ministre Trudeau ainsi que la plupart des premiers ministres au Canada ont adopté le Cadre pancanadien (CPC) sur la croissance propre et les changements climatiques. Le CPC a été élaboré pour établir la voie à suivre pour respecter les engagements du Canada en vertu de l'Accord de Paris⁵. Le 25 novembre 2016, dans le cadre du CPC, le gouvernement du Canada a annoncé son plan de développer une Norme sur les combustibles propres (NCP) afin de réduire les GES du Canada de 30 Mt annuellement d'ici 2030 sur la base du cycle de vie des combustibles utilisés au Canada⁶. Depuis l'annonce de la politique à la fin de 2016, Environnement et Changement climatique Canada (le Ministère) a largement consulté les intervenants sur la conception de la NCP et un certain nombre de documents de consultation officiels ont été publiés, notamment :

- le document de travail sur la Norme sur les combustibles propres a été publié en février 2017, qui présentait les différentes approches de diverses juridictions et posait des questions techniques liées à l'applicabilité potentielle de divers éléments;
- le document de conception réglementaire de la Norme sur les combustibles propres a été publié en décembre 2018, qui décrivait les principaux éléments de conception et l'approche de la NCP pour la classe des combustibles liquides;
- le cadre d'analyse coûts-avantage (ACA) a été publié en février 2019, qui décrivait la méthode qui serait utilisée pour effectuer l'ACA;
- l'approche réglementaire proposée a été publiée en juin 2019, qui mettait à jour le document de conception réglementaire de la Norme sur les combustibles propres de décembre 2018 et fournissait une description plus détaillée des exigences⁷.

⁴ More information is available in [Canada's INDC Submission to the UNFCCC \(2015\) \[PDF\]](#).

⁵ [Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change](#).

⁶ More information is available in the [Government of Canada's announcement to develop a Clean Fuel Standard](#).

⁷ These documents are available on the [Clean Fuel Standard webpage](#). Further details on these documents and stakeholder responses are included in the "Consultation" section.

⁴ De plus amples renseignements sont disponibles dans la [Présentation de la CPDN du Canada devant la CCNUCC \(2015\) \[PDF\]](#).

⁵ [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques](#).

⁶ De plus amples renseignements sont disponibles à la page : [annonce du gouvernement du Canada concernant le développement d'une norme sur les combustibles propres](#).

⁷ De plus amples renseignements sont disponibles à la [page Norme sur les combustibles propres](#). Des renseignements supplémentaires sur ces documents et sur les commentaires des intervenants sont présentés dans la section « Consultation ».

On December 13, 2019, the Minister of the Environment and Climate Change (the Minister) received a mandate letter from Prime Minister Trudeau to implement a whole-of-government plan for climate action, a cleaner environment and a sustainable economy. This included implementing the PCF, while strengthening existing and introducing new GHG reducing measures to exceed Canada's current 2030 emission reduction goal and begin work so that Canada can achieve the goal of net-zero emissions by 2050.

Petroleum fuels and petroleum alternatives produce different quantities of GHG emissions when the full lifecycle of the fuel is considered, depending on the process used to produce the fuel, the actual composition of the fuel, and the way the fuel is used. The lifecycle of fuel accounts for all emissions connected to the extraction, production, transportation and combustion of a given fuel. Lifecycle-based fuel standards (such as the CFS) are based on lifecycle analysis (LCA) and require lifecycle carbon intensity (CI) calculations, based on the quantity of CO₂ equivalent emissions per unit of energy produced (i.e. gCO₂e/MJ) to assess the different GHG reduction values of fuels.

Generally speaking, CI standards or requirements are designed by assessing the CI values for each fuel using an LCA approach and comparing them to a required CI value that declines each year. Low carbon fuels that have CI values below the required CI value can generate credits, while fuels with CI values above the required CI value generate deficits. Credits and deficits are denominated in metric tonnes of lifecycle GHG emissions. Providers of fuels (the regulated parties) must demonstrate that the total mix of fuels they supply for use in the regulated jurisdiction (national or regional) meets the CI standards for each compliance period (usually a year). Regulated entities meet their compliance obligation by ensuring that the number of credits it earns or otherwise acquires from another party is equal to, or greater than, the deficits it has incurred.

British Columbia and California have implemented standards to lower the CI of fuels (called low-carbon fuel standards or clean fuel standards). Under these standards, requirements are set to reduce the lifecycle GHG emissions intensity of the fuels supplied in a given year by a certain percentage relative to a stipulated baseline year

Le 13 décembre 2019, le ministre d'Environnement et Changement climatique Canada (le ministre) a reçu une lettre de mandat du premier ministre Trudeau de mettre en œuvre un plan pangouvernemental pour l'action climatique, un environnement plus sain et une économie durable. Cela comprenait la mise en œuvre du CPC, tout en renforçant les mesures existantes et en introduisant de nouvelles mesures de réduction des émissions GES afin de dépasser la cible actuelle d'émissions de GES du Canada de 2030 pour que le Canada commence à travailler vers l'atteinte de son objectif zéro émission nette d'ici 2050.

Les combustibles pétroliers et les alternatives aux combustibles pétroliers produisent des quantités différentes d'émissions de GES lorsque le cycle de vie complet du combustible est pris en compte, qui varient selon le procédé utilisé pour produire le combustible, la composition réelle du combustible et la manière dont le combustible est utilisé. L'analyse du cycle de vie du combustible comprend toutes les émissions liées à l'extraction, la production, le transport et la combustion d'un combustible donné. Les normes sur les combustibles propres (comme la NCP) sont basées sur l'analyse du cycle de vie (ACV) et exigent un calcul de l'intensité en carbone (IC) sur le cycle de vie, qui s'exprime sous la forme de la quantité des émissions en équivalent de CO₂ par unité d'énergie produite (g éq. CO₂/MJ), utilisée pour évaluer les différentes valeurs de réduction des émissions de GES des combustibles.

En général, les normes ou les exigences relatives à l'IC sont conçues de manière à ce que les valeurs d'IC soient évaluées pour chaque combustible selon une approche d'ACV et qu'elles soient comparées à une limite de l'IC qui diminue chaque année. Les combustibles à faible IC dont les valeurs sont inférieures à la limite de l'IC peuvent créer des unités de conformité, tandis que ceux qui la dépassent génèrent des déficits. Les unités de conformité et les déficits sont exprimés en tonnes métriques d'émissions de GES sur le cycle de vie. Les fournisseurs de combustibles (les parties réglementées) doivent démontrer que le mélange de combustibles total qu'ils fournissent à des fins d'utilisation dans l'administration réglementée (nationale ou régionale) respecte les normes relatives à l'IC, pour chaque période de conformité (généralement un an). Une entité réglementée satisfait à ses exigences de réduction en veillant à ce que le nombre des unités de conformité qu'il crée ou qu'il acquiert d'une tierce partie soit égal ou supérieur aux déficits qu'il a accumulés.

La Colombie-Britannique et la Californie ont mis en œuvre des normes en vue de diminuer l'IC des combustibles (appelées normes sur les combustibles à faible teneur en carbone ou normes sur les combustibles propres). En vertu de ces normes, des exigences sont définies pour réduire d'un certain pourcentage, par rapport à une année

(e.g. 10% by 2020 from a 2010 baseline CI level).⁸ The sections below describe relevant fuel CI requirements that currently exist in Canada, the United States, and the European Union (EU).

Renewable fuel requirements — Canada

The federal *Renewable Fuels Regulations* (RFR) were established in August 2010. They require petroleum fuel producers and importers to have an average renewable content of at least 5% based on their volume of gasoline, and an average renewable content of at least 2% based on their volume of diesel fuel and heating distillate oil.⁹ The purpose of the RFR is to reduce overall GHG emissions from gasoline and diesel fuel, which is primarily used in transportation. There are exemptions for specialty fuels (e.g. those used in aircraft, competition vehicles, military combat equipment), for fuel used in northern regions, for export, for space heating purposes, and for the province of Newfoundland and Labrador. Unlike the proposed Regulations, the RFR does not require reductions in GHG emissions on a lifecycle basis, nor do they contain safeguards to ensure that biofuel production does not adversely affect biodiversity (direct land use change).

Five provinces (British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, and Ontario) already have renewable fuel requirements equal to or higher than the current federal requirements set in the RFR. Most of these provinces, along with Quebec, have established renewable fuel industries. Some jurisdictions (e.g. Alberta, Ontario) also require that the renewable fuels utilized meet a specific GHG performance standard.

Renewable fuel requirements — United States

Established in December 2005, the United States Renewable Fuel Standard (U.S. RFS) requires increasing annual volumes of renewable fuels to be blended into fossil fuels.¹⁰ The U.S. RFS differentiates renewable fuels based on their lifecycle GHG emission reductions, including emissions from indirect land use change. The indirect land use

de référence stipulée (par exemple 10 % d'ici 2020 à partir de l'IC de base de 2010)⁸, l'intensité des émissions de GES sur le cycle de vie des combustibles fournis au cours d'une année donnée. Les sections ci-dessous décrivent les exigences en matière d'IC des combustibles qui existent actuellement au Canada, aux États-Unis et dans l'Union européenne.

Exigences relatives aux combustibles renouvelables — Canada

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) fédéral est en vigueur depuis le mois d'août 2010. Il exige des producteurs et importateurs de combustibles pétroliers que la teneur moyenne en carburants renouvelables soit d'au moins 5 % du volume de leurs stocks d'essence et d'au moins 2 % du volume de leurs stocks de diesel et de mazout de chauffage⁹. Le RCR a pour but de réduire les émissions générales de GES provenant de l'essence et du diesel, qui sont principalement utilisés dans les transports. Il y a des exemptions pour les combustibles spéciaux (par exemple ceux utilisés dans les avions, les véhicules de compétition ou l'équipement militaire de combat), pour les combustibles utilisés dans les régions nordiques, pour l'exportation, pour le chauffage de locaux, ainsi que pour la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Contrairement au projet de règlement, le RCR n'exige pas de réduction des émissions de GES sur la base du cycle de vie, et il ne contient pas non plus de garanties pour assurer que la production de biocarburants n'affecte pas négativement la biodiversité (changement direct d'utilisation des terres).

Cinq provinces (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba et Ontario) ont déjà des exigences relatives aux combustibles renouvelables dont les exigences sont égales ou supérieures aux exigences fédérales actuelles établies dans le RCR. La plupart de ces provinces, ainsi que le Québec, possèdent des industries de combustibles renouvelables établies. Certaines administrations (comme l'Alberta ou l'Ontario) exigent également que les combustibles renouvelables utilisés satisfassent à une norme de rendement précise en ce qui concerne les GES.

Exigences relatives aux combustibles renouvelables - États-Unis

Établie au mois de décembre 2005, la *United States Renewable Fuel Standard* (U.S. RFS) exige que des volumes croissants de combustibles renouvelables soient mélangés aux combustibles fossiles¹⁰. La norme américaine traite différemment les combustibles renouvelables selon leurs réductions des émissions de GES le long de

⁸ Clean Fuel Standard: Discussion Paper (2017).

⁹ For more information, refer to the *Renewable Fuels Regulations*.

¹⁰ Renewable Fuel Standard Program

⁸ Norme sur les carburants propres: Document de travail (2017)

⁹ Pour en savoir plus, consulter le *Règlement sur les carburants renouvelables*.

¹⁰ Renewable Fuel Standard Program (disponible en anglais seulement)

change impacts of biofuels relate to the consequence of releasing more carbon emissions due to land use changes induced by the expansion of croplands for biofuel production in response to the increased demand for biofuels. The annual volumetric requirements are set out for four categories of renewable fuels. The categories are designed to increase the use of renewable fuels with lower GHG life-cycle carbon intensities. Each category must meet a certain GHG reduction threshold (20% for conventional or first-generation renewable fuels, 50% for advanced biofuels, 50% for biomass-based diesel, and 60% for cellulosic biofuel). Fuels with a higher GHG reduction threshold (e.g. cellulosic ethanol) can also be used to help meet the volumetric requirements. In addition to the annual volumetric requirements for a lower GHG reduction threshold (e.g. conventional renewable fuels), the U.S. RFS requires the creation of credits, representing volumes of renewable fuels, and has a credit trading system. Currently, the RFS requires conventional renewable fuel to comprise 11% of transportation fuel, 3% of advanced biofuel, 2% of biomass-based diesel and less than 1% of cellulosic biofuel.¹¹

Seven states also have renewable fuel requirements: Louisiana, Minnesota, Missouri, Montana, Oregon, Pennsylvania, and Washington.

Fuel CI requirements – British Columbia, California, Oregon and the EU

In January 2010, British Columbia's Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation (RLCFRR) came into effect. Under the RLCFRR, the RLCFRR requires reductions in the lifecycle CI of transportation fuels supplied in a given year. In addition, at least 5% of gasoline and 4% of diesel by volume must contain renewable fuel.¹² Initially, fuel suppliers were required to progressively decrease the average CI of their fuels to achieve a 9% reduction in 2020 from a 2010 CI baseline.¹³ In December 2018, British Columbia's Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources (the Ministry) announced in their CleanBC Plan an increase of the CI target to 20% by 2030 relative to

leur cycle de vie, y compris les émissions provenant de changements indirects à l'utilisation des terres. En réponse à la demande accrue pour les biocarburants, les impacts indirects des changements d'utilisation des terres sont liés à la libération de plus d'émissions de carbone causée par les changements d'utilisation des terres provoqués par la croissance des terres cultivées pour la production de biocarburants. Les exigences volumétriques annuelles de la U.S. RFS sont définies pour quatre catégories de combustibles renouvelables. Ces catégories sont conçues pour favoriser une utilisation accrue des combustibles renouvelables ayant une intensité en carbone plus faible sur le cycle de vie. Chaque catégorie doit atteindre un certain seuil de réduction des GES (20 % pour les combustibles renouvelables traditionnels ou de la première génération, 50 % pour les biocarburants avancés, 50 % pour le diesel issu de biomasse et 60 % pour les biocombustibles celluloseux). Toutefois, les combustibles qui se qualifient dans une catégorie ayant un seuil de réduction des GES plus élevé (par exemple l'éthanol cellulosique) peuvent aussi être utilisés pour respecter les volumes minimaux requis dans les catégories ayant un seuil de réduction plus faible (comme celui des combustibles renouvelables traditionnels). En plus des exigences volumétriques annuelles, la U.S. RFS exige la création d'unités de conformité, représentant des volumes de combustibles renouvelables, et a un système d'échange des unités de conformité. Actuellement, la norme exige que les combustibles servant aux transports comportent 11% de combustibles renouvelables traditionnels, 3 % de biocombustibles avancés, 2 % de diesel issu de biomasse et moins de 1 % de biocombustibles celluloseux¹¹.

Sept États ont également des exigences relatives aux combustibles renouvelables : Louisiane, Minnesota, Missouri, Montana, Oregon, Pennsylvanie et Washington.

Exigences relatives à l'IC des combustibles – Colombie-Britannique, Californie, Oregon et l'Union européenne

Le règlement de la C.-B. sur les exigences en matière de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone (Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation [RLCFRR]) est entré en vigueur en janvier 2010. Le RLCFRR exige des réductions de l'IC sur le cycle de vie des combustibles destinés aux transports et fournis lors d'une année donnée. De plus, l'essence et le diesel doivent respectivement contenir 5 % et 4 % de carburants renouvelables sur une base volumétrique¹². Initialement, les fournisseurs de combustibles devaient progressivement diminuer l'IC moyenne de leurs combustibles en vue de réaliser une réduction de 9 % en 2020 par rapport à l'IC de

¹¹ Renewable Fuel Standard Program: Standards for 2020 and Biomass-Based Diesel Volume for 2021 and Other Changes (PDF)

¹² Renewable and Low Carbon Fuel Requirements

¹³ BC-LCFS Requirements

¹¹ Renewable Fuel Standard Program: Standards for 2020 and Biomass-Based Diesel Volume for 2021 and Other Changes (PDF, disponible en anglais seulement)

¹² Renewable and Low Carbon Fuel Requirements (disponible en anglais seulement)

2010 CI levels.¹⁴ In July 2020, these amendments to the RLCFRR came into effect.¹⁵ To date, British Columbia is the only province with a low carbon fuel standard.

The RLCFRR applies to all fuels used for transportation in British Columbia with the exception of fuel used by aircraft or for military operations. British Columbia's requirement does not differentiate between crude oil types. Fuel suppliers can comply with the RLCFRR by reducing the overall CI of the fuels they supply, acquiring credits from other fuel suppliers, or by entering into an agreement with the province. Under these agreements, fuel suppliers are able to generate credits based on actions (projects) that reduce GHG emissions through using low-carbon fuels sooner than would have otherwise occurred without the agreed-upon action. Examples of projects supported under credit creating agreements include installing and operating new pumps that supply finished gasoline with at least 15% ethanol or finished diesel with at least 10% biodiesel or 50% hydrogenation-derived renewable diesel.

Adopted in April 2010, California's Low Carbon Fuel Standard initially required fuel suppliers to reduce the CI of transportation fuels by 10% by 2020, from a 2010 baseline.¹⁶ California's Low Carbon Fuel Standard was readopted in November 2015 to correct for legal deficiencies found in the initial fuel standard while also increasing the stringency of the CI reduction requirement to help meet its original target.¹⁷ In July 2020, the California Air Resource Board approved amendments to the regulation, which require fuel suppliers to reduce the CI of transportation fuels they supply by at least 20% by 2030, from a 2010 baseline. It also added new crediting opportunities to promote zero emission vehicle adoption, alternative jet fuel, carbon capture and sequestration, and advanced technologies to achieve deep decarbonization in the transportation sector.

référence de 2010¹³. En décembre 2018, le ministère de l'Énergie, des Mines et des ressources pétrolières (le Ministère) de la Colombie-Britannique a annoncé dans son Plan sur l'énergie propre que l'objectif de réduction de l'IC passerait à 20 % d'ici 2030 par rapport à 2010¹⁴. En juillet 2020, ces modifications au RLCFRR sont entrées en vigueur¹⁵. À ce jour, la Colombie-Britannique est la seule province à avoir une norme sur les carburants à faible teneur en carbone.

Le RLCFRR s'applique à tous les combustibles utilisés pour le transport en Colombie-Britannique, à l'exception du combustible utilisé par les aéronefs ou pour les opérations militaires. Cette exigence de la Colombie-Britannique ne fait pas de distinction entre les différents types de pétrole brut. Les fournisseurs peuvent se conformer au règlement des manières suivantes : en réduisant l'IC globale des combustibles qu'ils fournissent; en acquérant des unités de conformité d'autres fournisseurs; ou en concluant un accord avec la province. En vertu de ces accords, les fournisseurs de combustibles sont en mesure de créer des unités de conformité pour des actions (projets) qui permette de réduire les émissions GES par l'utilisation de combustibles à faible IC plus tôt que cela n'aurait été possible si l'action visée par l'accord n'avait pas été réalisée. Les projets qui sont soutenus par la création des unités de conformité en vertu de ces accords sont par exemple l'installation et l'exploitation de nouvelles pompes qui fournissent de l'essence contenant au moins 15 % d'éthanol ou du diesel contenant au moins 10 % de biodiesel ou 50 % de diesel renouvelable produit par hydrogénation.

Adoptée en avril 2010, la norme sur les carburants à faible teneur en carbone de la Californie exigeait à l'origine que les fournisseurs de combustibles réduisent d'au moins 10 % d'ici 2020 l'IC de leurs carburants de transport par rapport aux intensités en carbone de référence de 2010¹⁶. La norme californienne sur les carburants à faible teneur en carbone a été adoptée à nouveau en novembre 2015 afin de corriger des lacunes juridiques constatées dans la norme initiale tout en augmentant l'exigence de réduction de l'IC afin d'atteindre l'objectif initial¹⁷. En juillet 2020, la California Air Resource Board a approuvé des modifications au règlement, selon lesquelles les fournisseurs doivent réduire l'IC des carburants de transport qu'ils fournissent d'au moins 20 % d'ici 2030, par rapport à 2010. La commission a également ajouté de nouvelles possibilités de créer des unités de conformité afin de promouvoir l'adoption de véhicules zéro émission, le carburateur de remplacement, le captage et la séquestration du carbone et les technologies avancées permettant une décarbonation importante du secteur des transports.

¹⁴ [CleanBC Plan \(PDF\)](#)

¹⁵ [BC-LCFS Requirements](#)

¹⁶ [California Low Carbon Fuel Standard](#)

¹⁷ Ricardo. (2018). [California Low Carbon Fuel Standard: Rethinking Decarbonisation Incentives – Policy Case Studies \(PDF\)](#)

¹³ [BC-LCFS Requirements \(diponible en anglais seulement\)](#)

¹⁴ [CleanBC Plan \(PDF, diponible en anglais seulement\)](#)

¹⁵ [BC-LCFS Requirements \(diponible en anglais seulement\)](#)

¹⁶ [California Low Carbon Fuel Standard \(diponible en anglais seulement\)](#)

¹⁷ Ricardo. (2018). [California Low Carbon Fuel Standard: Rethinking Decarbonisation Incentives – Policy Case Studies \(PDF, diponible en anglais seulement\)](#)

Oregon's Clean Fuels Program took effect in 2016 and requires a reduction in the annual average CI of Oregon's transportation fuels (gasoline and diesel) by 10% from the 2015 level by 2025.¹⁸ It prescribes declining maximum CI limits, for each year.

The EU also has a similar policy in place. Established in April 2009, the Fuel Quality Directive requires fuel suppliers to reduce lifecycle GHG emissions from fuels by 10% by 2020.¹⁹ The Fuel Quality Directive works in tandem with the EU Renewable Energy Directive, which stipulates that the share of biofuels in the transportation sector should be 10% (by energy content) for each member country by 2020.²⁰

Objective

The proposed Regulations intend to reduce GHG emissions by reducing the lifecycle CI of liquid fossil fuels used in Canada. To achieve this, the proposed Regulations would incentivize low carbon fuel uptake, end-use fuel switching in transportation, and process improvements in the oil and gas sector. The proposed Regulations aim to reduce the CI of liquid fossil fuels by 12 grams of carbon dioxide equivalent per megajoule (gCO₂e/MJ) by 2030, which represents a decrease of approximately 13% in CI below 2016 levels. The proposed Regulations would work in conjunction with other federal, provincial and territorial policies to help exceed Canada's current 2030 GHG emission reduction target under the Paris Agreement, and put Canada on a path towards the goal of net-zero emissions by 2050. In doing so, the proposed Regulations would encourage innovation and growth by increasing incentives for the development and adoption of clean fuels and energy efficient technologies and processes.

Description

Subsection 139(1) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA) states that no person shall produce, import or sell a fuel that does not meet the prescribed requirements. The proposed Regulations, which would be made under subsection 140(1) and, for the compliance credits regime, under section 326 of the CEPA, would implement this prohibition.

Le programme des combustibles propres de l'Oregon, entré en vigueur en 2016, exige une réduction de l'IC moyenne des carburants de transports de l'Oregon (essence et diesel) de 10 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2015¹⁸. Le programme établit des limites de l'IC qui diminuent chaque année.

L'Union européenne a également une politique semblable en place. Établie en avril 2009, la Directive sur la qualité des carburants exige des fournisseurs de carburant qu'ils réduisent les émissions de GES sur le cycle de vie des combustibles de 10 % d'ici 2020¹⁹. Cette directive va de concert avec la Directive sur l'énergie renouvelable, qui prévoit que la part des biocarburants dans le secteur des transports devrait être de 10 % (selon la teneur en énergie) pour chaque État membre d'ici 2020²⁰.

Objectif

Le projet de règlement vise à réduire les émissions de GES en réduisant l'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles liquides utilisés au Canada. Pour atteindre cet objectif, le Règlement sur les combustibles propres qui est proposé (projet de règlement) stimulerait l'adoption de combustibles à faible IC, le changement de combustibles par l'utilisateur final dans les transports et l'amélioration des procédés dans le secteur du pétrole et du gaz. Le projet de règlement vise à réduire l'IC des combustibles fossiles liquides de 12 grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par mégajoule (g éq. CO₂/MJ) d'ici 2030, ce qui représente une diminution d'environ 13 % de l'IC par rapport aux niveaux de 2016. Ce projet de règlement irait de concert avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales pour aider à dépasser l'objectif actuel de réduction des émissions GES de 2030 du Canada en vertu de l'Accord de Paris et pour mettre le Canada sur la voie de l'atteinte de la cible de zéro émission nette d'ici 2050. Ce faisant, le projet de règlement encouragerait l'innovation et la croissance en augmentant les incitatifs pour le développement et l'adoption de combustibles propres et de technologies et procédés écoénergétiques.

Description

Le paragraphe 139 (1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE] stipule qu'il est interdit à quiconque de produire, d'importer ou de vendre un combustible non conforme aux normes réglementaires. Le projet de règlement qui serait pris en vertu du paragraphe 140(1) et, en ce qui a trait au marché des unités de conformité, en vertu de l'article 326 de la LCPE, mettrait en œuvre cette interdiction.

¹⁸ Oregon Clean Fuels Program

¹⁹ European Commission Fuel Quality Directive (PDF)

²⁰ European Commission Renewable Energy Directive

¹⁸ Oregon Clean Fuels Program (en anglais seulement)

¹⁹ Directive sur la qualité des carburants de l'Union européenne (PDF)

²⁰ Directive sur l'énergie renouvelable de la Commission européenne

Under the proposed Regulations, producers and importers of liquid fossil fuels, called primary suppliers, would have to reduce the lifecycle CI of the liquid fossil fuels they produce or import in Canada. Most primary suppliers are corporations that own refineries and upgraders. The proposed Regulations would establish annual lifecycle CI limits per type of liquid fossil fuel, expressed in grams of carbon dioxide equivalent per megajoule (gCO₂e/MJ). The liquid fossil fuels that would be subject to the annual CI reduction requirement are gasoline, diesel, kerosene and light and heavy fuel oils. This obligation would be placed on primary suppliers who domestically produce or import at least 400 cubic metres (m³) of liquid fossil fuel for use in Canada. Non-fossil fuels would not have a CI reduction requirement.

The annual lifecycle CI reductions requirements for liquid fossil fuels would come into force in December 2022 starting at a 2.4 gCO₂e/MJ reduction in CI and increasing to 12 gCO₂e/MJ by 2030 at a rate of 1.2 gCO₂e/MJ per year. Reduction requirements for the years after 2030 would be held constant at 12 gCO₂e/MJ, subject to a review of the regulations and future amendments.

A primary supplier's annual reduction requirement would be expressed in tonnes of carbon dioxide equivalent (tCO₂e) and would be calculated on a company-wide basis, summing up the reduction requirements per liquid fossil fuel type for each of a company's production facilities and for their total imports, based on the energy content of fossil fuels. The proposed Regulations would also incorporate the minimum volumetric requirements that are currently set out in the federal RFR, requiring a minimum 5% low-carbon-intensity fuel content in gasoline and 2% low-carbon-intensity fuel content in diesel fuel and light fuel oil.

The proposed Regulations would set out the baseline CI values for each fossil fuel type (e.g. gasoline or heavy fuel oil) produced in and imported for use in Canada. These values are Canadian average lifecycle CI values, calculated from the Department's Fuel Lifecycle Assessment Model. This means that every type of fossil fuel is assigned the same national average value. GHG emissions from all stages in a fuel's lifecycle are included in the determination of the baseline CI values. The proposed Regulations would also set out the annual CI limits for each fossil fuel type. The annual CI reduction requirements (e.g. 12 gCO₂e/MJ in 2030) that primary suppliers would have to meet for the fuels they supply to Canada is the difference between the baseline CI value and the CI limit for that fossil fuel type. All fossil fuel types have the same annual CI reduction requirement. The proposed

En vertu du projet de règlement, les producteurs et importateurs de combustibles fossiles liquides, appelés les fournisseurs principaux, seraient dans l'obligation de réduire l'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles liquides qu'ils produisent ou importent au Canada. La plupart de ces fournisseurs principaux sont des sociétés qui possèdent des raffineries et des usines de valorisation. Le projet de règlement établirait des limites annuelles de l'IC le long du cycle de vie par type de combustible fossile liquide, exprimées en grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par mégajoule (g éq. CO₂/MJ). Les combustibles fossiles liquides assujettis aux exigences de réduction annuelle de l'IC seraient l'essence, le diesel, le kérosène et les mazouts légers et lourds. L'obligation reviendrait aux fournisseurs principaux qui produisent ou importent au pays au moins 400 mètres cubes (m³) de combustible fossile liquide devant être utilisés au Canada. Les combustibles non fossiles ne seraient pas assujettis à une exigence de réduction de l'IC.

Les exigences de réduction annuelle de l'IC le long du cycle de vie pour les combustibles fossiles liquides entreraient en vigueur en décembre 2022, commençant par une réduction de 2,4 g éq. CO₂/MJ de l'IC, et augmentant à 12 g éq. CO₂/MJ d'ici 2030 à un taux de 1,2 g éq. CO₂/MJ par année. Les exigences de réduction de l'IC pour les années au-delà de 2030 demeuraient constantes à 12 g éq. CO₂/MJ, sous réserve de l'examen du règlement et de modifications futures.

Les exigences de réduction annuelle d'un fournisseur principal seraient exprimées en tonnes d'équivalent de carbone dioxyde (t éq. CO₂) et serait calculée à l'échelle de l'entreprise, en additionnant les réductions exigées, par type de combustibles fossiles liquides, pour chacune des installations de production de l'entreprise et pour la totalité de ses importations, sur la base de la teneur en énergie des combustibles fossiles. Le projet de règlement intégrerait également les exigences volumétriques minimales actuellement établies dans le RCR fédéral, soit une proportion minimum de combustible à faible IC de 5 % dans l'essence et de 2 % dans le diesel et le mazout léger.

Le projet de règlement établirait les valeurs d'IC de base de chaque type de combustible (par exemple l'essence et le mazout lourd) produit et importé à des fins d'utilisation au Canada. Ces valeurs de base sont des valeurs moyennes canadiennes d'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles, calculées à l'aide du modèle d'évaluation du cycle de vie des combustibles du Ministère. Cela signifie que tous les combustibles d'un type donné se verront attribuer la même valeur moyenne canadienne. Les émissions de GES de tous les stades du cycle de vie d'un combustible sont incluses dans le calcul des valeurs d'IC de base. Le projet de règlement établirait également les limites annuelles d'IC pour chaque type de combustible. L'exigence de réduction annuelle de l'IC (par exemple 12 g éq. CO₂/MJ) que les fournisseurs principaux devraient rencontrer pour les combustibles qu'ils fournissent au

Regulations would not differentiate fossil fuels based on crude oil type, or whether the crude oil is produced domestically or imported into Canada.

The proposed Regulations would include a limited number of exemptions from the annual compliance obligation. Reduction requirements would not apply to aviation fuel, fossil fuel exported from Canada, fossil fuel used in scientific research, and fossil fuel sold or delivered for use in competition vehicles. In addition, certain volumes would be excluded from the primary supplier's pool. These include liquid fossil fuels sold or delivered for a use other than combustion, produced in a facility for use in that facility (other than in mobile equipment), sold or delivered for use in a marine vessel with an international port destination, and sold or delivered for non-industrial use in remote communities. Remote community is defined as a geographic area that is not serviced by an electrical distribution network that is under the jurisdiction of the North American Electric Reliability Corporation or by a natural gas distribution system.

The proposed Regulations would establish a credit market, where each credit would represent a lifecycle emission reduction of one tonne of CO₂e. For each compliance period (typically a calendar year), a primary supplier would demonstrate compliance with their reduction requirement by creating credits or acquiring credits from other creators, and then using the required number of credits for compliance. Once a credit is used for compliance it is cancelled and can no longer be used.

To meet the minimum volumetric requirements incorporated from the RFR, each primary supplier would be required to demonstrate for each compliance period that, of the total number of compliance credits it retires for compliance, a minimum (equivalent to 5% of its gasoline pool and 2% of its diesel and light fuel oil pool) is from low-CI fuels. These compliance credits are part of the total credits used to meet reduction requirements, but the same compliance credit cannot be used to meet the 2% and 5% requirements respectively. Primary suppliers who have surplus compliance units under the RFR would be able to convert these units into credits under the proposed Regulations after the end of the final compliance period of the RFR.

Canada correspond à la différence entre la valeur de base et la limite de l'IC pour le type de combustible. Tous les types de combustibles fossiles auraient la même exigence annuelle de réduction de l'IC. Le projet de règlement ne ferait pas de distinction entre les combustibles fossiles sur la base du type de pétrole brut, ou selon que le pétrole brut est produit au Canada ou y est importé.

Le projet de règlement inclurait un nombre limité d'exemptions à l'exigence de réduction annuelle. Les exigences de réduction ne s'appliqueraient pas au carburateur, au combustible fossile exporté du Canada, aux combustibles fossiles utilisés pour la recherche scientifique, et aux combustibles fossiles vendus ou livrés à des fins d'utilisation dans des véhicules de compétition. De plus, certains volumes seraient exclus des stocks des fournisseurs principaux: les combustibles fossiles liquides vendus ou livrés à des fins d'utilisation autres que la combustion, produits dans une installation et destinés à être utilisés dans cette installation (usage autre que pour l'équipement mobile), vendus ou livrés à des fins d'utilisation dans une embarcation marine à destination d'un port international, et vendus ou livrés à des fins d'utilisation non industrielle dans les collectivités éloignées. Une collectivité éloignée est définie comme une zone géographique qui n'est pas desservie par un réseau de distribution électrique qui relève de la compétence de la North American Reliability Corporation ou par un réseau de distribution de gaz naturel.

Le projet de règlement établirait un marché d'unités de conformité, dans lequel chaque unité de conformité représenterait une réduction d'émission sur le cycle de vie d'une tonne d'éq. CO₂. Pour chaque période de conformité (typiquement une année civile), un fournisseur principal démontrerait qu'il se conforme à l'exigence de réduction en créant des unités de conformité ou en acquérant des unités de conformité auprès d'autres créateurs, puis en utilisant le nombre requis d'unités de conformité. Une fois qu'une unité est utilisée pour la conformité, elle est annulée et ne peut être réutilisée.

Pour satisfaire aux exigences volumétriques minimales intégrées à partir du RCR, chaque fournisseur principal devrait démontrer, pour chaque période de conformité, que sur le nombre total d'unités de conformité qu'il retire aux fins de la conformité, un nombre minimum (équivalente à 5 % de son stock d'essence et de 2 % de son stock de diesel et de mazout léger) provient de combustibles à faible IC. Ces unités de conformité font partie de l'ensemble des unités de conformité utilisées pour satisfaire aux exigences de réduction, mais la même unité de conformité ne peut pas être utilisée pour répondre à l'exigence de 2 % et de 5 % respectivement. Les fournisseurs principaux qui possèdent des unités de conformité excédentaires en vertu du RCR pourraient les convertir en unités de conformité en vertu du projet de règlement à la fin de la dernière période de conformité du RCR.

Parties that are not fossil fuel primary suppliers would be able to participate in the credit market as voluntary credit creators. In addition to the primary suppliers that would be subject to the CI reduction requirements in the proposed Regulations, other possible credit creators would include low carbon fuel producers and importers (e.g. a biofuel producer), electric vehicle charging site hosts, network operators, fuelling station owners or operators, as well as parties upstream or downstream of a refinery (e.g. an oil sands operator).

Credits may be created by primary suppliers or voluntary credit creators who take one of the following actions:

- Compliance Category 1: actions throughout the life-cycle of a fossil fuel that reduce its CI (such as carbon capture and storage) through GHG emission reduction projects;
- Compliance Category 2: supplying low carbon intensity fuels (such as ethanol); or
- Compliance Category 3: end-use fuel switching in transportation (when an end user of fuel changes or retrofits their combustion devices to be powered by another fuel or energy source, such as electricity in transportation).

Primary suppliers would also be able to use compliance credits created following credit creation rules related to reducing the CI of gaseous or solid fuels for up to 10% of their liquid class reduction requirement. The crediting opportunities for gaseous and solid fuels would include projects that reduce emissions in the life-cycle of solid and gaseous fuels, and the production or importation of low CI gaseous fuels including renewable natural gas, biogas, hydrogen and renewable propane.

Compliance Category 1 recognizes actions that reduce a fossil fuel's CI through GHG emission reduction projects to create credits. Credits can be created as of the date of registration of the final Regulations. Projects can include an aggregation of reductions from multiple sources or facilities, and no minimum emissions reduction threshold is set. The number of credits created would be determined by a quantification method, which specifies the eligibility criteria for the project as well as the approach for quantification. Quantification methods would be maintained outside of the proposed Regulations and developed by a

Les parties qui ne sont pas des fournisseurs principaux de combustibles fossiles pourraient participer dans le marché d'unités de conformité comme créateurs volontaires d'unités de conformité. En plus des fournisseurs principaux qui seraient assujettis aux exigences de réduction de l'IC du projet de règlement, les autres créateurs potentiels d'unité de conformité comprendraient les producteurs et les importateurs de combustibles à faible IC (par exemple un producteur de biocarburants), les hôtes de sites de recharge pour les véhicules électriques, les exploitants de réseaux, les propriétaires ou exploitants de stations ou de postes de ravitaillement, ainsi que les parties en amont ou en aval d'une raffinerie (par exemple un exploitant d'une installation de sables bitumineux).

Les unités de conformité peuvent être créées par des fournisseurs principaux ou des créateurs volontaires d'unités qui prennent les mesures suivantes :

- Pour la catégorie de conformité 1 : des mesures, le long du cycle de vie d'un combustible fossile, permettant de réduire son IC (comme le captage et le stockage du carbone) par la réalisation de projets de réduction des émissions de GES;
- Pour la catégorie de conformité 2 : fourniture de combustibles à faible IC (comme l'éthanol);
- Pour la catégorie de conformité 3 : changement spécifié de combustible par l'utilisateur final dans les transports (quand un utilisateur final change ou modernise ses dispositifs de combustion afin qu'ils soient alimentés par un autre combustible ou une autre source d'énergie dans les transports, par exemple l'électricité).

Les fournisseurs principaux pourraient également utiliser les unités de conformité créées par des actions conformes aux règles de création d'unités pour la réduction de l'IC des combustibles gazeux ou solides afin de satisfaire jusqu'à 10 % de leur exigence de réduction annuelle de la catégorie des combustibles liquides. Les occasions de création d'unités de conformité pour les combustibles gazeux et solides comprendraient des projets qui réduisent les émissions de GES le long du cycle de vie des combustibles gazeux et solides et la production ou l'importation de combustibles gazeux à faible IC, y compris le gaz naturel renouvelable, le biogaz, l'hydrogène et le propane renouvelable.

La catégorie de conformité 1 reconnaît les mesures qui réduisent l'IC d'un combustible fossile au moyen de la réalisation de projets de réduction des émissions de GES pour créer des unités de conformité. Les unités de conformité peuvent être créées à partir de la date d'enregistrement de la version définitive du règlement. Les projets peuvent comprendre un regroupement de réductions d'émissions provenant de plusieurs sources ou installations, sans qu'il y ait un seuil minimum de réduction des émissions. Le nombre d'unités de conformité créées serait déterminé par une méthode de quantification, qui spécifie

team of technical experts, including departmental representatives, and reviewed by a broader consultative committee that includes stakeholders in industry, academia, and other technical experts.

The Department would develop quantification methods for various project types, starting with the following list:

- carbon capture and storage;
- low-carbon intensity electricity integration;
- enhanced oil recovery; and
- co-processing of biocrudes in refineries and upgraders.

This work would take into consideration existing emission reduction accounting methodologies or offset protocols in other jurisdictions. The Department would develop a generic quantification method for projects for which there is no applicable quantification method. Projects such as energy efficiency, cogeneration, electrification and methane reductions could be recognized under the generic quantification method provided they meet the eligibility criteria.

To be able to create credits under the proposed Regulations, a project would have to generate emission reductions that are real and incremental (i.e. additional) to a defined base case. The base case would be defined in the quantification method for each project type. The generic quantification method will predefine the base case for some foreseen project types or provide guidance on how to determine the baseline for other project types. A primary supplier may use credits created under the generic quantification method in order to satisfy up to 10% of its total liquid reduction requirement annually.

For all quantification methods other than the generic method, additionality would be assessed during the development of the quantification method at the project type level and would take into account many factors, including whether an action is required by another Canadian law or regulation, technological and financial barriers, and the market penetration rate of the technology or practice. Quantification methods would be periodically reviewed for additionality and maintained, modified or withdrawn as business as usual activities evolve. For the generic quantification method, separate and more

les critères d'admissibilité du projet ainsi que l'approche à suivre pour la quantification. Les méthodes seraient maintenues à l'extérieur du projet de règlement et élaborées par une équipe d'experts techniques, y compris des représentants du Ministère, et examinées par un comité consultatif plus large qui comprendrait les parties prenantes de l'industrie, des universitaires, et autres experts techniques.

Le Ministère élaborerait des méthodes de quantification pour divers types de projets, débutant par la liste suivante :

- captage et stockage du carbone;
- intégration de l'électricité à faible IC;
- récupération assistée du pétrole;
- co-traitement des biobruts dans les raffineries et usines de valorisation.

Ce travail d'élaboration tiendrait compte des méthodes de comptabilisation de réduction des émissions ou des protocoles compensatoires déjà existants dans d'autres administrations. Le Ministère élaborerait une méthode de quantification générique pour les projets pour lesquels il n'existe aucune méthode de quantification applicable. Des projets tels que l'efficacité énergétique, la cogénération, l'électrification et la réduction du méthane pourraient être reconnus en vertu de cette méthode de quantification générique à condition de satisfaire tous les critères d'admissibilité.

Pour qu'un projet puisse créer des unités de conformité en vertu du projet de règlement, il devrait générer des réductions d'émissions qui sont réelles et supplémentaires (considérées additionnelles) à un cas de référence défini. Le cas de référence serait défini par la méthode de quantification pour chacun des types de projets. La méthode de quantification générique prédéfinirait le cas de référence pour certains types de projets ou fournirait des directives sur la façon de déterminer le cas de référence pour les autres types de projets. Un fournisseur principal pourrait utiliser les unités de conformité créées au titre de la méthode de quantification générique pour satisfaire jusqu'à 10 % de son exigence de réduction annuelle de la catégorie des combustibles liquides.

Pour toutes les méthodes de quantification autre que la méthode de quantification générique, l'additionnalité serait évaluée durant l'élaboration de la méthode de quantification au niveau du type de projet et prendrait en compte de nombreux facteurs, y compris si une mesure est requise par une autre loi ou un règlement canadien, les obstacles technologiques et financiers et le taux de pénétration sur le marché de la technologie ou de la pratique. Les méthodes de quantification feraient l'objet d'un examen périodique pour ce qui est de l'additionnalité et seraient maintenues, modifiées ou retirées au fur et à

streamlined additionality criteria would be developed and assessed at the project level.

Eligible projects must be conducted in Canada. They must also reduce the CI of a fossil fuel at any point along its lifecycle, achieve incremental GHG emission reductions, and must have begun to reduce, sequester, or use CO₂e emissions on or after July 1, 2017. Project proponents would first apply to the Department to have a project recognized for credit creation and would submit a validation report. Each year, they would report information specified in the appropriate quantification method that is accompanied by a third-party verification report and a verification opinion. Credits would be created for 10 years for emission reduction projects, except for carbon capture and storage projects, which would create credits annually for a minimum of 20 years. In addition, projects may be renewed a single time for an additional 5 years after the initial crediting period, provided an applicable quantification method still exists at the time of renewal.

Compliance Category 2 encompasses credits that would be created under the proposed Regulations for low CI fuels produced or imported in Canada. Low CI fuels are fuels, other than the fossil fuels subject to the CI reduction requirements, that have a CI equal to or less than 90% of the credit reference CI value for the fuel. Most low CI fuels available on the market are forms of biofuels, such as ethanol. Other low CI fuels include synthetic fuels, such as those made from the CO₂ captured from the atmosphere as a result of direct air capture or syngas generated from any biomass resource that could also be employed to make new low CI fuel products under a circular economy approach.

All low CI fuels supplied to the Canadian market, including fuels used to comply with existing federal and provincial renewable fuel regulatory requirements and British Columbia's RLCFRR, would be able to create credits under the proposed Regulations. Credits may be created for liquid and gaseous low CI fuels as of the date of registration of the final Regulations. Credits for low CI fuels would be created based on the amount of low-carbon fuel they supply to the Canadian market annually (in MJ), the difference between the lifecycle CI of the low CI fuel, and the credit reference CI value for the fuel. In order to create credits, a low CI fuel producer or foreign supplier would be required to obtain an approved CI value for each low

mesure que les activités commerciales évoluent. Pour ce qui est de la méthode de quantification générique, des critères d'additionnalité distincts et plus rationalisés seraient élaborés et évalués au niveau de chaque projet.

Les projets admissibles doivent être mis en œuvre au Canada. Ils doivent également réduire l'IC d'un combustible fossile en tout point le long de son cycle de vie, réaliser des réductions supplémentaires des émissions de GES et doivent avoir commencé de réduire, de séquestrer ou d'utiliser des émissions d'éq. CO₂ le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date. Les promoteurs de projet présenteraient tout d'abord une demande au Ministère pour que leur projet soit reconnu aux fins de la création d'unités de conformité et l'accompagneraient d'un rapport de validation. Chaque année, ils devront transmettre les renseignements précisés dans la méthode de quantification applicable, qui seraient accompagnés d'un rapport de vérification par un tiers et d'un avis de vérification. Les unités de conformité seraient créées pour une période de 10 ans pour les projets de réduction des émissions, sauf pour les projets de captage et de stockage du carbone, qui créeraient des unités de conformité annuellement pour une période de 20 ans. En outre, les projets peuvent être renouvelés une fois pour cinq années supplémentaires après la période initiale de création des unités de conformité, pour autant qu'une méthode de quantification applicable existe toujours au moment du renouvellement.

La catégorie de conformité 2 englobe les unités de conformité qui seraient créées en vertu du projet de règlement pour les combustibles à faible IC produits ou importés au Canada. Il s'agit des combustibles, autres que les combustibles fossiles assujettis aux exigences de réduction de l'IC, dont l'IC est égale ou inférieure à 90 % de la valeur d'IC de référence pour le combustible. La plupart des combustibles à faible IC disponibles sur le marché sont des formes de biocarburants, comme l'éthanol. Les autres combustibles à faible IC comprennent les carburants synthétiques, tels que ceux fabriqués à partir de CO₂ provenant du captage direct de l'air ou le gaz de synthèse généré à partir de toute ressource de biomasse, qui pourraient également être utilisés pour fabriquer de nouveaux combustibles à faible IC dans le cadre d'une approche d'économie circulaire.

Tous les combustibles à faible IC fournis sur le marché canadien, y compris ceux utilisés pour se conformer aux exigences réglementaires fédérales et provinciales existantes concernant les combustibles renouvelables et au RLCFRR de la Colombie-Britannique, pourraient créer des unités de conformité en vertu du projet de règlement. Des unités de conformité peuvent être créées pour les combustibles liquides ou gazeux à faible IC en date de l'enregistrement de la version définitive du règlement. Les unités de conformité pour les combustibles à faible IC seraient créées sur la base de la quantité de combustible à faible IC qu'ils fournissent au marché canadien annuellement (en MJ), de la différence entre l'IC sur le cycle de vie

CI fuel that they produce or import. The proposed Regulations would require the use of either the Fuel Lifecycle Assessment (LCA) Model to calculate facility-specific CI values using facility-specific data, or the use of disaggregated default values available in the proposed Regulations.

A Fuel LCA Model is being developed by the Department to support the development and implementation of the proposed Regulations. Fuel producers and foreign suppliers would be able to use the model to determine facility-specific CI values once they have 24 months of operating data. They could use a provisional CI value using the model with only 3 months of data, until 24 months of data is available. Facilities with less than 3 months of operating data for a low CI fuel would need to use prescribed disaggregated default values. Fuel producers would be required to submit an application to the Minister for approval of each fuel's CI, as well as submit an annual CI report that demonstrates that the CI has not increased above 0.5 gCO₂e/MJ of the approved CI. The approved CI values would no longer be valid if there are changes at the facility and the approved CI is no longer representative of the production processes for the low CI fuel, or if changes occur that increase the CI of the fuel by more than 0.5 gCO₂e/MJ above. A minimum threshold of an improvement of 1.0 gCO₂e/MJ or 5% difference between the approved value and the proposed new value, whichever is greater, would be required in order to submit a request for a new CI value.

As noted above, the proposed Regulations would allow the creation of credits from the production of low CI fuels produced from biomass-based feedstocks. To prevent adverse impacts on land use and biodiversity stemming from the increased harvest and cultivation of these feedstocks, the proposed Regulations would establish land-use and biodiversity (LUB) criteria. Only biofuels made from biomass feedstock that adhere to the LUB criteria would be eligible for compliance credit creation. These criteria apply to feedstock regardless of geographic origin. The criteria do not apply to feedstock that is not biomass (e.g. fuel made from direct air capture) or that is designated "low-concern biomass feedstock" (e.g. municipal solid waste).

du combustible à faible IC et de la valeur d'IC de référence pour le combustible. Pour pouvoir créer des unités de conformité, un producteur ou un fournisseur étranger de combustible à faible IC devrait obtenir une valeur d'IC approuvée pour chaque combustible à faible IC qu'il produit ou importe. Le projet de règlement exige l'utilisation soit du modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles pour déterminer les valeurs d'IC propres à une installation au moyen de données propres à l'installation, soit des valeurs par défaut désagrégées disponibles dans le projet de règlement.

Un modèle ACV des combustibles est en cours d'élaboration par le Ministère pour appuyer l'élaboration et la mise en œuvre du projet de règlement. Les producteurs de combustibles et les fournisseurs étrangers pourraient utiliser le modèle pour déterminer les valeurs d'IC propres à une installation dès qu'ils auraient 24 mois de données d'exploitation. Ils pourraient utiliser une valeur provisoire en utilisant le modèle avec seulement des données sur 3 mois, jusqu'à ce que 24 mois de données soient disponibles. Les installations ayant moins de 3 mois de données d'exploitation pour un combustible à faible IC devraient utiliser les valeurs par défaut désagrégées prescrites. Les producteurs de combustibles à faible IC devront soumettre une demande au ministre afin que chaque IC soit approuvée, et soumettre un rapport annuel sur l'IC qui démontre que l'IC n'a pas augmenté au-delà de 0,5 g éq. CO₂/MJ par rapport à l'IC approuvée. Les valeurs approuvées d'IC ne seraient plus valides si des modifications sont apportées à l'installation et que l'IC approuvée n'est plus représentative des procédés de production du combustible à faible IC, ou s'il survient des changements qui font augmenter l'IC du combustible de plus de 0,5 g éq. CO₂/MJ. Pour soumettre une demande pour une nouvelle valeur d'IC, il faudrait un seuil minimum d'amélioration de 1,0 g éq. CO₂/MJ ou une différence de 5 % entre la valeur approuvée et la nouvelle valeur proposée, selon l'écart qui est le plus grand.

Tel qu'il est mentionné précédemment, le projet de règlement permettrait la création d'unités de conformité pour la production de combustibles à faible IC produits à partir de charges d'alimentation provenant de biomasse. Pour prévenir les répercussions négatives sur l'utilisation des terres et la biodiversité découlant de l'augmentation de la récolte et de la culture de ces charges d'alimentation, le projet de règlement établirait des critères d'utilisation des terres et de la biodiversité (UTB). Seuls les biocarburants produits à partir de charges d'alimentation respectant les critères liés à l'UTB seraient admissibles à la création des unités de conformité. Ces critères s'appliquent aux charges d'alimentation, quelle que soit leur origine géographique. Les critères ne s'appliquent pas aux charges d'alimentation si elles ne proviennent pas de biomasse (par exemple combustible produit à partir du captage direct de l'air) ou s'ils sont désignés des « charges d'alimentation provenant de biomasse peu préoccupantes » (par exemple de déchets solides municipaux).

The LUB criteria are separated into requirements specifically for forest feedstock, those specific for agricultural feedstock, and those that apply to all feedstock. These criteria also impose requirements for supply chain declarations (used to trace eligible material from the feedstock harvester to the biofuel producer) and material balancing (used to permit physical mixing of eligible and non-eligible feedstock). The onus for demonstrating criteria adherence rests with the biofuel producers, but compliance with the criteria would need to be demonstrated at the producer level or through an approved certification scheme.

Compliance Category 3, specified end-use fuel switching in transportation, enables credit creation for changing or retrofitting a fossil fuel combustion device to be powered by another fuel or energy source, such as electric vehicles (EVs). This does not directly reduce the CI of fossil fuels but reduces GHG emissions by displacing gasoline or diesel used in transportation by fuels or energies with lower CIs. Credits would be created by the owners or operators of a fuelling facility that supplies fuels for transportation uses (natural gas, renewable natural gas [RNG], hydrogen, propane, renewable propane), by the producers and importers of low CI fuels (RNG, hydrogen and renewable propane) used for transportation purposes, by the owners or operators of hydrogen fuelling stations for dispensing hydrogen to hydrogen fuel cell vehicles, by charging network operators for residential and public charging of EVs, and by charging site hosts for private or commercial charging of EVs. Credit for residential charging of electric vehicles would be phased out by the end of 2035 for charging stations installed by the end of 2030. Any residential charging station installed after the end of 2030 would not be eligible for credits after 2030. The proposed Regulations would require charging network operators to reinvest 100% of the proceeds from the sale of credits created by residential and public EV charging. The revenue would have to be reinvested into two available categories of actions: either reducing the cost of EV ownership through financial incentives to purchase or operate an EV, or expanding charging infrastructure in residential or public locations, including EV charging stations and electricity distribution infrastructure that supports EV charging.

A primary supplier may also use the compliance fund mechanism by contributing to an eligible “registered”

Les critères UTB sont séparés; le projet de règlement comporte des exigences propres aux charges d'alimentation forestières, propres aux charges d'alimentation agricoles ou qui s'appliquent à toutes les charges d'alimentation. Ces critères imposent également des exigences pour les déclarations de la chaîne d'approvisionnement (pour faire le suivi du matériau admissible, du point de récolte des charges d'alimentation au producteur de biocarburant) et pour le bilan matières (pour autoriser le mélange physique de charges d'alimentation admissibles et non admissibles). Il incombe aux producteurs de biocarburant de démontrer le respect des critères, mais la conformité aux critères devrait être démontrée au niveau du producteur ou au moyen d'un régime de certification approuvé.

La catégorie de conformité 3, changement spécifié de combustibles par l'utilisateur final dans les transports, permet la création d'unités de conformité en raison du changement ou de la modernisation d'un équipement de combustion brûlant des combustibles fossiles afin qu'il soit alimenté par un autre combustible ou une autre source d'énergie, comme les véhicules électriques (VE). Cela ne réduit pas directement l'IC des combustibles fossiles, mais réduit les émissions de GES en remplaçant l'essence ou le diesel utilisé dans les transports par des combustibles ou des sources d'énergie ayant une IC plus faible. Les unités de conformité seraient créées par les propriétaires ou les exploitants des postes de ravitaillement qui fournissent des combustibles à des fins de transport (gaz naturel, gaz naturel renouvelable [GNR], hydrogène, propane, propane renouvelable); par les producteurs ou les importateurs de combustibles à faible IC (GNR, hydrogène et propane renouvelable) utilisés pour le transport; par les propriétaires ou les exploitants de stations de ravitaillement en hydrogène lorsqu'ils distribuent de l'hydrogène à des véhicules à pile à hydrogène; par les exploitants de réseaux de recharge pour la recharge résidentielle et publique de VE, et par les hôtes de sites de recharge pour la recharge privée ou la recharge commerciale de VE. Les unités de conformité pour la recharge résidentielle des véhicules électriques seraient éliminées d'ici la fin de l'année 2035 pour les bornes de recharge installées avant la fin de l'année 2030. Toute borne de recharge résidentielle installée après la fin de l'année 2030 ne serait pas admissible à la création d'unités de conformité après 2030. Le projet de règlement exigerait que les exploitants de réseaux de recharge réinvestissent 100 % des revenus de la vente des unités de conformité créées par la recharge résidentielle et publique. Les revenus devraient être réinvestis dans deux catégories de mesures disponibles : soit la réduction des coûts de propriété d'un VE par des incitatifs financiers à l'achat ou à l'utilisation d'un VE, soit l'expansion des infrastructures de recharge dans les résidences et les lieux publics, y compris les bornes de recharge et l'infrastructure de distribution de l'électricité permettant la recharge des VE.

Un fournisseur principal peut aussi utiliser le mécanisme de fonds aux fins de conformité en contribuant à un

funding program in order to satisfy up to 10% of its annual reduction requirement. The credit price under this mechanism would be set in the proposed Regulations at \$350 in 2022 (consumer price index [CPI] adjusted) per compliance credit. The credits created by these investments cannot be traded and would expire if not used for that compliance period. Primary suppliers may create credits by contributing to a registered funding program between January 1 and June 30, as well as between November 1 and November 30 following the end of a compliance period.

Funds or programs within a fund that reduce CO₂e emissions may be eligible to become a registered fund. The fund or program must operate in Canada, provide funding for projects or activities that support the deployment or commercialization of technologies or processes that reduce CO₂e emissions, and provide publicly available annual audited reports. Any contributions to the fund must be used for projects or activities that reduce emissions within a five-year period from the time the contribution is made.

For primary suppliers unable to satisfy their reduction requirement by June 30 following the end of a given compliance period, a market-clearing mechanism that facilitates credit acquisition by primary suppliers would also be available. The proposed Regulations would set a maximum price for credits acquired, purchased or transferred in the credit clearance mechanism (CCM) at \$300 in 2022 (CPI adjusted) per compliance credit. If there are not sufficient credits available in the CCM for all primary suppliers to satisfy their outstanding reduction requirement, each primary supplier would be eligible to acquire a prorated amount of the available credits. If the CCM is depleted of all pledged credits, primary suppliers with a shortfall must contribute to a registered funding program, up to the maximum of 10% of their CI reduction requirement. After satisfying those obligations, a primary supplier can carry forward up to 10% of its CI reduction requirement into a future compliance period, with a maximum deferral of two years. An interest of 20% is applied annually to any deferred amount.

The proposed Regulations would require the reporting of all credit trades, and all parties would be required to register and keep records. Annual compliance reporting to the Minister would be required for all primary suppliers and credit creators. The proposed Regulations would include validation and verification requirements. Most

programme de financement « enregistré » admissible afin de satisfaire jusqu'à 10 % de son exigence de réduction annuelle. Le prix d'une unité de conformité dans le cadre de ce mécanisme serait établi dans le projet de règlement à 350 \$ en 2022 (ajusté à l'indice de prix à la consommation [IPC]). Les unités de conformité ainsi créées par ces contributions ne peuvent être échangées et expireraient si elles ne sont pas utilisées pendant la période de conformité. Les fournisseurs principaux pourraient créer des unités de conformité en contribuant à un programme de financement enregistré entre le 1^{er} janvier et le 30 juin, ainsi qu'entre le 1^{er} novembre et le 30 novembre suivant la fin d'une période de conformité.

Les fonds ou les programmes faisant partie d'un fonds qui réduisent les émissions d'éq. CO₂ peuvent être admissibles à devenir des fonds enregistrés. Les fonds ou les programmes devront être administrés au Canada, fournir du financement pour des projets ou des activités qui appuient le déploiement ou la commercialisation de technologies ou de processus qui réduisent les émissions d'éq. CO₂, et produire des rapports annuels vérifiés accessibles au public. Toutes les contributions au fond doivent être utilisées pour des projets ou des activités qui réduisent les émissions dans une période de cinq ans à partir de la date de la contribution.

Pour les fournisseurs principaux incapables de respecter leur exigence de réduction au 30 juin suivant la fin d'une période de conformité, un marché de compensation des unités de conformité facilitant l'acquisition des unités pour les fournisseurs principaux serait également disponible. Le projet de règlement établirait un prix maximal pour les unités de conformité acquises, achetées ou transférées selon le marché de compensation des unités de conformité (MCU) à 300 \$ en 2022 (ajusté à l'IPC) par unité de conformité. S'il n'y a pas suffisamment d'unités de conformité disponibles dans le MCU pour que tous les fournisseurs principaux puissent satisfaire à leur exigence de réduction restante, chaque fournisseur principal serait alors admissible à acquérir une quantité déterminée au prorata des unités de conformité disponibles. Une fois que le MCU est épuisé de toutes les unités de conformité promises, les fournisseurs principaux ayant un déficit d'unités de conformité doivent contribuer à un programme de financement enregistré, à concurrence du maximum de 10 % de son exigence de réduction annuelle. Après avoir satisfait à ces obligations, il peut reporter jusqu'à 10 % de son exigence de réduction d'IC dans une période de conformité future, pour un report maximal de deux ans. Un taux d'intérêt de 20 % est appliqué annuellement à tout montant reporté.

Le projet de règlement exigerait la déclaration de tous les échanges d'unités de conformité et toutes les parties seraient obligées de s'enregistrer et de conserver des documents. Tous les fournisseurs principaux et créateurs d'unités de conformité seraient tenus de présenter chaque année une déclaration de conformité au ministre. Le

significantly, regulated parties would be required to obtain from an independent, accredited third-party verification body a report stating whether the information submitted is complete, compliant with the requirements, and credits and obligations are accurate and without material error. The Quality Assurance System would include requirements for most submitted applications and reports to be validated or verified by a third party, with accompanying validation or verification reports.

The Department is planning to publish the final version of the Regulations in late 2021. Once that happens, credit creators would be able to register and start to create credits. The final compliance period for the RFR would be 2022, with the final reporting and true-up period for the RFR occurring in 2023. The RFR would then be repealed on January 1, 2024.

Regulatory development

Consultation

Since the Government of Canada's 2016 announcement of its commitment to develop a CFS, the Department has actively engaged with stakeholders from across the country on the design of the regulations. Since 2017, the Department has held extensive consultation sessions on the development of the proposed Regulations, including group meetings, technical webinars and bilateral meetings. Stakeholders in these sessions included industry (fossil fuel producers and suppliers, low carbon fuel producers and suppliers, emission-intensive and trade-exposed (EITE) sectors, and other various industry groups), provinces and territories, Indigenous Peoples, environmental non-governmental organizations (ENGOs), administrators of similar programs in other jurisdictions (e.g. the California Air Resources Board) and academics. The Department has conducted hundreds of hours of bilateral meetings with individual stakeholders upon request in addition to participating in and chairing formal committees, as described below.

Publications

In February 2017, a discussion paper was published to gain initial views from stakeholders, provinces, and territories to inform the development of a regulatory framework in advance of developing specific regulations. The discussion paper laid out different approaches adopted by other jurisdictions, and posed technical questions related to the potential applicability of various elements within existing regulatory regimes at the time. The comment period closed on April 25, 2017, and the Department received over 125 comments from stakeholders. Following this, a

projet de règlement inclurait des exigences de validation et de vérification. En particulier, les parties réglementées devraient obtenir d'un organisme tiers de vérification indépendant et accrédité un rapport énonçant si les renseignements soumis sont complets, conformes aux exigences et si les unités de conformité et obligations sont exactes et exemptes d'erreur importante. Le système d'assurance de la qualité inclurait des exigences afin que la plupart des demandes et des rapports soumis soient validés ou vérifiés par un tiers et accompagnés des rapports de validation ou de vérification.

Le Ministère prévoit publier la version définitive du règlement à la fin de 2021. À la suite de cette publication, les créateurs d'unité de conformité pourraient s'enregistrer et commencer à créer des unités. La dernière période de conformité du RCR serait 2022 et la dernière période de déclaration et de rajustement du RCR serait en 2023. Le RCR serait ensuite abrogé le 1^{er} janvier 2024.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Depuis que le gouvernement du Canada a annoncé en 2016 son engagement à élaborer une NCP, le Ministère a activement cherché à faire participer les intervenants de l'ensemble du pays à la conception du règlement. Depuis 2017, il tient des séances de consultation exhaustives sur l'élaboration du projet de règlement, y compris sous forme de réunions de groupe, de webinaires techniques et de réunions bilatérales. Les intervenants participant à ces séances viennent de l'industrie (producteurs et fournisseurs de combustibles fossiles, producteurs et fournisseurs de combustibles à faible intensité en carbone, secteurs industriels à forte intensité d'émissions et exposés au commerce [FIEEC] et divers autres groupes industriels), des provinces et des territoires, des peuples autochtones, et des organisations non gouvernementales en environnement (ONGE), des administrateurs de programmes similaires dans d'autres administrations (par exemple la California Air Resources Board) et des universitaires. Le Ministère a tenu des centaines d'heures de réunions bilatérales avec des intervenants individuels à la demande, en plus de participer à des comités officiels et d'en assurer la présidence comme il est décrit ci-dessous.

Publications

En février 2017, un document de travail a été publié pour obtenir les perspectives initiales des intervenants, des provinces et des territoires, afin d'éclairer l'élaboration d'un cadre réglementaire avant que le règlement spécifique ne soit élaboré. Ce document de travail présentait différentes approches adoptées par d'autres administrations et posait des questions techniques en lien avec l'applicabilité potentielle de divers éléments de régimes réglementaires existants à l'époque. Durant la période de commentaires, qui a pris fin le 25 avril 2017, le Ministère a reçu

Regulatory Framework was published in December 2017, outlining key design elements. Though no comments were formally requested, 47 comments were received and reviewed by the Department in early 2018.

In December 2018, a Regulatory Design Paper was published on the CFS website and in the *Canada Gazette*, Part I. The Regulatory Design Paper built on the two previous consultation documents and outlined the main design elements and approach for the proposed CFS Regulations for liquid fuels. Comments on the design paper closed on February 1, 2019, and over 100 comments from stakeholders, provinces, and territories and stakeholders were received. These comments informed the development of the proposed Regulations. Shortly after, a Cost-Benefit Analysis (CBA) Framework was published in February 2019, outlining the methodology for the CBA, which is part of this Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS). Following the release of the framework, extensive stakeholder consultation took place through committees, working groups and submissions on the Regulatory Design Paper, informing the regulatory development of the proposed Regulations.

In June 2019, the Proposed Regulatory Approach was published, building on the Regulatory Design Paper (2018), the Regulatory Framework (2017) and on the extensive stakeholder engagement on the previous publications (such as the discussion paper). The Proposed Regulatory Approach provided the full set of requirements and credit creation opportunities for liquid fuels. It was open for public comment until August 26, 2019, and the Department received 95 submissions with comments on the Proposed Regulatory Approach.

All publications mentioned above are accessible at the [Government of Canada's Clean Fuel Standard webpage](#).

Committees and working groups

The Department chaired several committees, which provided a forum for active engagement with stakeholders. These committees included a multi-stakeholder committee, a technical working group, and a task group specifically examining impacts to EITE sectors. Provinces and territories have also been heavily engaged in the consultations on the proposed Regulations and were participants on various committees, including a Federal-Provincial-Territorial Working Group. Engagement via these committees helped inform the more detailed aspects of the design of the proposed Regulations for the liquid fuel

125 commentaires de la part des intervenants. Après cela, un cadre de réglementation présentant les principaux éléments de la conception a été publié, en décembre 2017. Bien qu'il n'y ait pas eu de demande officielle de commentaires, 47 commentaires ont été reçus, et examinés, par le Ministère au début de 2018.

En décembre 2018, un document de conception réglementaire a été publié sur le site Web de la NCP et dans la Partie 1 de la *Gazette du Canada*. Ce document reprenait les deux documents de consultation précédents et présentait les principaux éléments de conceptions et l'approche du projet de règlement sur la NCP pour les combustibles liquides. La période de commentaires sur le document de conception a pris fin le 1^{er} février 2019, avec plus de 100 commentaires d'intervenants, des provinces et des territoires. Ces commentaires ont guidé le développement du projet de règlement. Peu après, en février 2019, un cadre d'analyse coûts-avantages (ACA) a été publié, présentant la méthode utilisée pour l'ACA, qui fait partie du présent résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR). À la suite de la publication du cadre, une vague de consultations a pris place, par le biais de comités, de groupes de travail et de présentations sur le document de conception réglementaire, pour guider l'élaboration du projet de règlement.

L'approche réglementaire proposée a été publiée en juin 2019 en s'appuyant sur le document de conception réglementaire (2018), le cadre de réglementation (2017) et la participation exhaustive des intervenants pour les documents précédemment publiés (par exemple, le document de travail). L'approche réglementaire proposée fournissait l'ensemble complet des exigences et des possibilités de création d'unités de conformité pour les combustibles liquides. Elle a fait l'objet d'une période de commentaires publique jusqu'au 26 août 2019, durant laquelle le Ministère a reçu 95 réponses comportant des commentaires sur l'approche réglementaire proposée.

Toutes ces publications sont accessibles à partir de la [page Web de la Norme sur les combustibles propres du gouvernement du Canada](#).

Comités et groupes de travail

Le Ministère a assuré la présidence de plusieurs comités, qui offraient un forum de participation active avec les intervenants, dont un comité multipartite, un groupe de travail technique et un groupe de travail opérationnel ayant pour tâche d'étudier les impacts pour les secteurs FIEEC. Les provinces et territoires ont également fortement participé aux consultations sur le projet de règlement et étaient des participants de divers comités, dont un groupe de travail fédéral-provincial-territorial. La participation par le biais de ces comités a aidé à guider les aspects les plus détaillés de la conception du projet de

class, and will continue to operate through the development of the gaseous and solid fuel class regulations.

Established in January 2018, the Multi-Stakeholder Consultative Committee (MSCC) met periodically both via webinar and in-person to provide a forum for the Department to update interested parties on progress and to provide an opportunity for advice and input to be offered on the proposed Regulations. This Committee has a pan-Canadian representation from key industry associations, academia, ENGOS, provincial and territorial governments and other federal departments. Four meetings were held in 2018, with approximate attendance of up to 250 participants out of 700 invitees. In 2019, two meetings were held in July to present the Proposed Regulatory Approach, with an estimated 300 participants in attendance. One meeting of the MSCC was held in July 2020 to summarize proposed changes since 2019.

Established in January 2018, the Technical Working Group (TWG) consists of a smaller group of regulated parties and other key partners, such as representatives of the biofuel industry, provincial and territorial governments, and the electricity sector. Progress and feedback received from the TWG are reported back to the MSCC. In addition to the core TWG members, specific sectoral and technical experts have been invited to provide input on specific issues as they emerged. The TWG has approximately 60 members. Nine meetings (in-person and/or teleconferences) were held in 2018, five in 2019 and seven in 2020.

Established in January 2019, the EITE Task Group undertakes additional focused consultations regarding the proposed Regulations. The task group is a forum for the Department to listen to and understand concerns brought forward by EITE sectors and to explore credit creation opportunities for EITEs under the proposed Regulations. There are approximately 40 members, composed of one representative from each industry association participating in the Clean Fuel Standard TWG, as well as company TWG members not otherwise represented. Industry associations who are not members of the TWG but who are EITE sectors were invited. In total, five meetings were held in 2019 and representatives were invited to attend the June 2020 TWG sessions.

Two Federal-Provincial-Territorial Working Groups were established as a forum for the Department to engage provincial and territorial counterparts on the development of the proposed Regulations. The first group is at the working-level and the second one is an Assistant Deputy Minister committee. Attendees included representatives

règlement pour la catégorie des combustibles liquides, et continuera d'avoir lieu durant l'élaboration du règlement de la catégorie des combustibles gazeux et solides.

Établi en janvier 2018, le comité consultatif multipartite (CCM) s'est réuni périodiquement tant par webinaire qu'en personne pour fournir au Ministère un forum qui lui permette de faire le bilan des progrès réalisés auprès des parties intéressées et a donné l'occasion à ces dernières de présenter des conseils et des commentaires sur le projet de règlement. Ce comité a une représentation pancanadienne; les membres viennent d'associations clés de l'industrie, du milieu universitaire, des ONGE, des gouvernements provinciaux et territoriaux et d'autres ministères fédéraux. Quatre réunions ont eu lieu en 2018, auxquelles ont participé jusqu'à 250 personnes, sur les 700 personnes invitées. En 2019, deux réunions ont eu lieu en juillet pour présenter l'approche réglementaire proposée, avec une participation estimée à 300 personnes. Une réunion a eu lieu en juillet 2020 pour résumer les changements proposés depuis 2019.

Établi en janvier 2018, le groupe de travail technique (GTT) consiste en un plus petit groupe de parties réglementées et d'autres partenaires clés, par exemple des représentants de l'industrie du biocarburant, des gouvernements provinciaux et territoriaux, et du secteur de l'électricité. Les progrès et la rétroaction reçus du GTT sont transmis au CCM. Au-delà de ses membres principaux, le GTT a invité des experts techniques et de certains secteurs à présenter leurs points de vue sur des questions précises, à mesure qu'elles émergeaient. Le groupe de travail compte environ 60 membres. Neuf réunions (en personne ou par téléconférence) ont eu lieu en 2018, cinq en 2019 et sept en 2020.

Établi en janvier 2019, le groupe opérationnel chargé des secteurs FIEEC a pour but de faire des consultations supplémentaires ciblées concernant le projet de règlement. Il est pour le Ministère un forum d'écoute qui permet de comprendre les préoccupations partagées par les secteurs FIEEC et d'explorer les options de création d'unités de conformité pour ces secteurs en vertu du projet de règlement. Il compte environ 40 membres, soit un représentant de chacune des associations industrielles participant au GTT sur la Norme sur les combustibles propres, ainsi que des représentants de compagnies qu'aucun membre du GTT ne représente. Les associations industrielles qui ne sont pas membres du GTT, mais font partie des secteurs FIEEC étaient invitées. Au total, cinq réunions ont eu lieu en 2019 et des représentants ont été invités à assister aux séances de juin 2020 du GTT.

Deux groupes de travail fédéral-provincial-territorial ont été établis en tant que forum permettant au Ministère de mobiliser ses homologues provinciaux et territoriaux au sujet de l'élaboration du projet de règlement. Le premier groupe est au niveau opérationnel et le deuxième est au niveau des sous-ministres adjoints. Ils comptaient des

from each province and territory. Five meetings were held in 2017, five meetings were held in 2018, three meetings were held in 2019 and two in 2020.

In addition to the specific committees mentioned above, the Department has conducted many ongoing bilateral meetings with interested parties and stakeholders since 2017. The proposed Regulations have also been raised within other forums, including the Multi-Stakeholder Committee on GHG Regulatory Measures and Programs and the Joint Working Group on the Future Vision for Canada's Oil and Gas Industry. Overall, the Department has conducted hundreds of hours of bilateral meetings with provinces, territories, and individual stakeholders, in addition to participating and chairing formal committees.

Updates and engagement process since the 2019 Proposed Regulatory Approach

Since the Proposed Regulatory Approach was published in June 2019, the onset of the COVID-19 pandemic and further analysis of stakeholder feedback led to some updates to the design of the proposed Regulations. A key change relates to the CI stringency of the proposed Regulations. In June 2020, the Minister announced to the TWG that the stringency of the proposed Regulations would be changed in order to help mitigate the impacts of the COVID-19 pandemic on industry stakeholders and at the same time ensure that the proposed Regulations remain on track to deliver significant GHG emission reductions by 2030. The first three years of the proposed Regulations would see a reduction in stringency while the 2030 stringency has been increased from 10 gCO₂e/MJ to 12 gCO₂e/MJ. Other updates included more details on quantification methods, LUB criteria, the compliance fund mechanism and CCM, and a review process of the proposed Regulations. Material from these sessions is available upon request.

To inform these changes, two consultation sessions took place in June 2020 with the Federal-Provincial-Territorial Working Groups. Five consultation sessions were held in June 2020 with the TWG, and representatives from the Federal-Provincial-Territorial Working Groups and the EITE Task Group were invited to participate. These sessions included a focused session on updates to the CBA framework since February 2019. Following the June consultations, a session was held with the MSCC in July 2020 to present the proposed updates to the regulatory design. Bilateral meetings were also held throughout the summer of 2020 with stakeholders to further discuss their feedback on the updated regulatory design. Additionally, information sessions regarding LUB criteria, took place in July and August 2020 with Provincial and Territorial counterparts, as well as TWG members.

représentants de chaque province et territoire. Cinq réunions ont eu lieu en 2017, cinq en 2018, trois en 2019 et deux en 2020.

En plus des réunions avec les comités susmentionnés, le Ministère a tenu de nombreuses réunions bilatérales sur une base continue avec des parties intéressées et des intervenants depuis 2017. Le projet de règlement a également fait l'objet de discussions à d'autres occasions, notamment lors de réunions du comité multipartite sur les mesures et les programmes réglementaires relatifs aux GES et du groupe de travail conjoint sur la vision d'avenir pour l'industrie pétrolière et gazière du Canada. Dans l'ensemble, le Ministère a tenu des centaines d'heures de réunion bilatérales avec les provinces, les territoires et des intervenants individuels, en plus de participer à ces comités officiels et d'en assurer la présidence.

Mises à jour et processus de participation depuis l'approche réglementaire proposée de 2019

Depuis que l'approche réglementaire proposée a été publiée en juin 2019, la pandémie de COVID-19 et une analyse plus approfondie de la rétroaction des intervenants ont conduit à quelques mises à jour de la conception du projet de règlement. Un changement majeur porte sur la rigueur des exigences en matière d'IC. En juin 2020, le ministre a annoncé au groupe de travail technique que les exigences de réduction de l'IC du projet de règlement seraient modifiées afin d'aider à atténuer les impacts de la pandémie de la COVID-19 sur les acteurs de l'industrie tout en garantissant que le projet reste sur la bonne voie pour que d'importantes réductions d'émissions de GES puissent être atteintes d'ici 2030. Les trois premières années verraient une réduction des exigences, mais les exigences pour 2030 augmenteraient, passant de 10 g éq. CO₂/MJ à 12 g éq. CO₂/MJ. Parmi les autres mises à jour, citons : davantage de détails sur les méthodes de quantification, les critères de l'UTB, le mécanisme de fonds aux fins de conformité et le MCU, et un processus d'examen du projet de règlement. Le matériel de ces sessions est disponible sur demande.

Pour fournir plus de renseignements sur les changements apportés, deux séances de consultation ont été tenues en juin 2020 avec les groupes de travail fédéral-provincial-territorial (GT-FTP). Cinq séances de consultation ont été tenues en juin 2020 avec le groupe de travail technique, auxquelles des représentants des GT-FTP et du groupe opérationnel sur les secteurs FIEEC ont été invités à participer. Ces séances comprenaient une séance ciblée sur les mises à jour apportées au cadre d'ACA depuis février 2019. À la suite des consultations de juin, une séance a été tenue avec le comité consultatif multipartite en juillet 2020 pour présenter ces mises à jour à conception réglementaire proposée. Des réunions bilatérales ont également eu lieu tout l'été 2020 avec des intervenants pour continuer de discuter de leur rétroaction sur la conception réglementaire mise à jour. Finalement, des

Engagement process for the development of the Lifecycle Analysis Model

To inform the development of the LCA Model which is required to support the implementation of the proposed Regulations, stakeholders have been engaged on this component since 2019. At the very initial stages of development of the Fuel LCA Model, stakeholders were engaged in reviewing the fossil fuel baseline values by participating in the CFS TWG and providing comments over the summer of 2019. Following this process, a critical review was carried out by a committee of technical and LCA experts that reviewed and commented on the methods and data used in the LCA of fossil fuel pathways to ensure conformity with lifecycle assessment requirements and guidelines set out in the ISO 14 040/44 standards by the International Standards Organization. Based on the critical review and stakeholders' comments, the fossil fuel baseline values were updated.

An update on the Fuel LCA Model was provided during the summer of 2020 to the TWG, MSCC, EITE representatives and Federal-Provincial-Territorial Working Groups in a series of webinars and bilateral meetings. In winter 2021, TWG members will have the opportunity to review the methodological approach used to develop the default low carbon fuel CI values and provide comments. Comments from stakeholders would be considered in updates to the methodology and for the low carbon fuel CI values throughout the summer of 2021.

Prior to the public launch of the Fuel LCA Model, the Department will form a Steering Technical Advisory Committee (STAC) with membership from industry, academia, the Government of Canada, and ENGOs that have expertise in life cycle assessment, GHG quantification, and/or GHG credit trading schemes. The role of the STAC is to provide ongoing technical support and feedback with respect to the development, update, and maintenance of the Fuel LCA Model. In addition, a provincial and territorial committee will be formed to act as a forum for discussion regarding how the proposed Regulations would interact with existing provincial and territorial policies and programs, and to identify any additional needs provinces and territories may have in relation to the Fuel LCA Model.

séances d'information sur les critères de l'UTB ont été tenues en juillet et en août 2020 avec les homologues provinciaux et territoriaux, ainsi qu'avec des membres du groupe de travail technique.

Processus de participation pour l'élaboration du modèle d'analyse du cycle de vie

Afin d'éclairer l'élaboration du modèle ACV, qui est nécessaire pour soutenir la mise en œuvre du projet de règlement, les intervenants ont été consultés sur ce volet depuis 2019. Aux toutes premières étapes de l'élaboration du modèle ACV des combustibles, les intervenants ont contribué à l'examen des valeurs de base des combustibles fossiles en participant au groupe de travail technique sur la NCP et en fournissant des commentaires durant l'été 2019. Après cela, une revue critique a été réalisée par un comité formé d'experts techniques et d'experts de l'ACV qui ont étudié et commenté les méthodes et les données utilisées dans l'ACV des filières de distribution des combustibles fossiles afin de garantir qu'elles étaient conformes aux exigences et aux directives en matière d'évaluation du cycle de vie énoncées dans les normes ISO 14040/44 de l'Organisation internationale de normalisation. Les valeurs de base des combustibles fossiles ont été mises à jour en fonction de cette revue critique et des commentaires des intervenants.

Une mise à jour sur le modèle ACV des combustibles a été fournie durant l'été 2020 au GTT, au CCM, aux représentants des secteurs FIEEC et aux groupes de travail FTP au moyen de webinaires et de réunions bilatérales. À l'hiver 2021, les membres du GTT auront l'occasion d'examiner l'approche méthodologique utilisée pour établir les valeurs par défaut de l'IC des combustibles à faible IC et de fournir des commentaires à ce sujet. Les commentaires des intervenants seront pris en compte dans la mise à jour de la méthode et des valeurs d'IC des combustibles à faible IC tout au long de l'été 2021.

Avant le lancement public du modèle ACV des combustibles, le Ministère formera un comité technique consultatif directeur (CTCD) comprenant des membres de l'industrie, du milieu universitaire, du gouvernement du Canada et des ONGE qui possèdent de l'expertise dans l'analyse du cycle de vie, la quantification des GES et/ou les systèmes d'échange de crédits de GES. Le rôle de ce comité est de fournir en continu un soutien technique et de la rétroaction en ce qui concerne l'élaboration, la mise à jour et l'entretien du modèle ACV des combustibles. De plus, un comité provincial et territorial sera formé pour agir à titre de plateforme de discussion sur la façon dont le projet de règlement interagirait avec les politiques et programmes provinciaux et territoriaux existants et pour cerner tout besoin additionnel que pourraient avoir les provinces et les territoires relativement au modèle ACV des combustibles.

CEPA National Advisory Committee consultations

In accordance with subsection 140(4) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* the Department offered to consult on the proposed Regulations with representatives from provincial, territorial and Indigenous governments through the CEPA National Advisory Committee.

Summary of key concerns

Stakeholders expressed a diverse range of views on the proposed Regulations, including concerns and recommendations on the various design elements outlined in the Proposed Regulatory Approach, preceding publications and the June 2020 consultations. A summary of the key issues is provided below.

Trajectory of the annual carbon intensity reduction requirement

A number of primary suppliers consulted were concerned that the annual CI reduction requirement in the 2019 Proposed Regulatory Approach was too high for the initial compliance year 2022, while others noted that the stringency overall was too high. Some argued that there was not enough lead-in time for new technologies and investments. In addition, primary suppliers expressed concerns about the potential for an insufficient supply of global bio-fuels, which would increase the risk of a shortfall of credits in the market. Primary suppliers and EITE stakeholders also recommended that the CI requirements be lowered for the first compliance year, compliance flexibilities (such as an earlier credit creation period, increased or unlimited cross-class credits trading) be expanded, and for a generic method for facility improvements to be established. These concerns have been reiterated during the ongoing COVID-19 pandemic period, as the oil and gas sector continues to face financial and liquidity challenges due to low oil prices.

Low carbon fuel producers (i.e. credit creators) and ENGOs recommended that the stringency of the annual CI reduction requirement should be increased, or extended beyond 2030 to provide a long-term signal for clean fuel investments. In general, stakeholders recommended that a safeguard mechanism be in place to address unprecedented events, such as a public health pandemic, to

Consultations du comité consultatif national de la LCPE

Conformément au paragraphe 140(4) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, le Ministère a offert de tenir des consultations sur le projet de règlement avec des représentants des gouvernements provinciaux, territoriaux et autochtones par le biais du comité consultatif national de la LCPE.

Résumé des préoccupations principales

Les intervenants ont exprimé divers points de vue sur le projet de règlement, y compris des préoccupations et des recommandations sur les divers éléments de conception présentés dans l'approche réglementaire proposée, les publications précédentes et les consultations de juin 2020. Un résumé des enjeux principaux est fourni ci-dessous.

Trajectoire de l'exigence de réduction annuelle de l'intensité en carbone

Un certain nombre des fournisseurs principaux consultés craignaient que l'exigence de réduction annuelle de l'IC présentée dans l'approche réglementaire proposée en 2019 soit trop élevée pour la première période de conformité, en 2022, alors que d'autres faisaient remarquer que l'exigence était trop stricte de manière générale. Certains ont fait valoir qu'il n'y avait pas suffisamment de temps pour se préparer en ce qui a trait aux nouvelles technologies et aux investissements. De plus, des fournisseurs principaux ont indiqué qu'il était possible que l'approvisionnement en biocarburants mondiaux soit insuffisant, ce qui augmenterait le risque d'un manque d'unités de conformité dans le marché. Les fournisseurs principaux et les intervenants des industries FIEEC ont également recommandé que les exigences en matière d'IC soient réduites pour la première année de conformité, qu'il doive y avoir plus de souplesse en matière de conformité (comme une période de création d'unités de conformité commençant plus tôt, et un échange d'unités de conformité entre les catégories accru ou illimité) et qu'une méthode générique pour les améliorations des installations soit élaborée. Ces préoccupations ont été réitérées en raison de la pandémie de COVID-19 qui est toujours en cours alors que le secteur gazier et pétrolier continue de faire face à des problèmes financiers et de manque de liquidité en raison du faible prix du pétrole.

Les producteurs de combustibles à faible IC (les créateurs d'unités de conformité) et les ONGE ont recommandé des exigences de réduction annuelle de l'IC plus strictes, ou qui sont prolongées au-delà de 2030, afin de donner un signal à long terme pour les investissements dans les combustibles propres. De manière générale, les intervenants ont recommandé qu'un mécanisme de filet de sécurité soit

temporarily suspend or scale back requirements under the proposed Regulations.

The design of the proposed Regulations takes into account the cost impacts for regulated parties to comply with its requirements. To assist with the oil and gas industry's recovery from the economic and financial impacts associated with the COVID-19 pandemic, changes were made to the CI reduction requirements outlined in the 2019 Proposed Regulatory Approach and the proposed design that was consulted on in June 2020. For example, the CI trajectory starts later and at a lower level. The CI reduction requirements would come into force on December 1, 2022, instead of on June 1, 2022. The Department also decreased the CI reduction requirement in 2022 from 3.6 gCO₂e/MJ to 2.4 gCO₂e/MJ. These adjustments are intended to give primary suppliers additional time to make investments to meet their CI reduction requirements. To ensure CI reduction requirements remain on track to deliver significant GHG emission reductions by 2030, the Department has increased the CI stringency in 2030 from 10 gCO₂e/MJ to 12 gCO₂e/MJ. This decision was taken after a careful review of the state of the oil and gas sector and expected emissions reductions outcomes from the proposed Regulations.

In addition, the proposed Regulations allow early credit creation for actions as of registration of the final Regulations. Based on the stringency in the CI trajectory for primary suppliers, an increasing number of oil and gas corporations are expanding, or are considering expansion into low-carbon fuels to comply with the proposed Regulations.

Compliance Category 1: Greenhouse gas reductions along the lifecycle of fossil fuels to reduce carbon intensity

Several primary suppliers raised concerns regarding the potential for limited credit creation opportunities to comply with the proposed Regulations. As such, they requested greater flexibility to meet their CI reduction requirements (see trajectory and market design comments above). However, ENGOs, low carbon fuel suppliers, and end-use fuel switching credit creators have recommended that credits created from Compliance Category 1 be limited to a certain percentage of the annual obligation in order to ensure market signals are created to incentivize investment in low-carbon fuels. Regarding the quantification methods for credit creation presented in the June 2020 consultations, primary suppliers recommended the inclusion of an energy efficiency quantification method. During these consultations, a technology penetration rate of 5% was first considered as one of the criteria used to assess

en place pour répondre aux événements sans précédent, comme une pandémie de santé publique, afin de suspendre temporairement ou de réduire les exigences du projet de règlement.

La conception du projet de règlement prend en compte l'impact de se conformer aux exigences sur les coûts des parties réglementées. Afin d'aider l'industrie gazière et pétrolière à se relever des effets économiques et financiers associés à la pandémie de COVID-19, des changements ont été apportés à la fois aux exigences de réduction de l'IC présentées dans l'approche réglementaire proposée de 2019 et à la conception proposée en 2020 qui a fait l'objet de consultations. Par exemple, les exigences de réduction de l'IC commencent plus tard et à un niveau plus bas. Les exigences de réduction entreraient en vigueur le 1^{er} décembre 2022 au lieu du 1^{er} juin 2022. Le Ministère a aussi réduit l'exigence en 2022, la faisant passer de 3,6 g éq. CO₂/MJ à 2,4 g éq. CO₂/MJ. Ces ajustements visent à fournir du temps supplémentaire aux fournisseurs principaux pour faire des investissements afin de satisfaire à leurs exigences de réduction. Pour veiller à ce que les exigences continuent de permettre l'atteinte de réductions d'émissions de GES significatives d'ici 2030, le Ministère a augmenté l'exigence de réduction de l'IC en 2030 de 10 g éq. CO₂/MJ à 12 g éq. CO₂/MJ. Cette décision a été prise après un examen minutieux du secteur gazier et pétrolier et des effets escomptés du projet de règlement en ce qui a trait aux réductions d'émissions.

De plus, le projet de règlement permet la création anticipée d'unités de conformité pour les mesures de réductions dès la date d'enregistrement de la version définitive du règlement. Considérant la rigueur de la trajectoire des exigences de réduction de l'IC pour les fournisseurs principaux, un nombre croissant d'entreprises du secteur gazier et pétrolier élargissent déjà ou envisagent d'élargir leurs activités aux combustibles à faible IC pour se conformer au projet de règlement.

Catégorie de conformité 1 : Réduction de l'intensité en carbone des combustibles fossiles le long du cycle de vie

Plusieurs fournisseurs principaux ont soulevé des préoccupations quant au fait que les possibilités de création d'unités pour se conformer au projet de règlement soient limitées. Ils ont donc demandé à avoir une plus grande souplesse pour respecter leurs exigences de réduction de l'IC (voir les commentaires sur la trajectoire et la conception du marché). Toutefois, les ONGE, les fournisseurs de combustibles à faible IC et les créateurs d'unités de conformité par le changement spécifié de combustibles par l'utilisateur final ont recommandé que les unités de conformité créées à partir de la catégorie 1 soient limitées à un certain pourcentage de l'exigence de réduction annuelle afin d'envoyer des signaux au marché visant à inciter l'investissement dans les combustibles à faible IC. En ce qui concerne les méthodes de quantification pour la création des unités de conformité présentées dans les

additionality. In other words, if a certain project type has a technology penetration rate higher than 5%, a technological or financial barrier would need to be identified in order to meet the criteria for additionality. Some provinces and EITEs also raised concerns on the additionality assessment and its 5% penetration rate requirement, noting the assessment is not aligned with other compliance categories and that the penetration rate is too low. Primary suppliers also expressed concern that the five-year crediting period that was initially proposed for eligible projects other than carbon, capture and storage is too short and has the risk to restrict credit creation opportunities. Lastly, primary suppliers recommended that it be possible to create credits retroactively, as of July 1, 2017.

The Department has carefully reviewed all comments received on reducing GHG emissions and meeting CI reduction requirements. In response to primary suppliers' concerns regarding there being too few credit creation opportunities, the Department is undertaking the development of a generic quantification method in order to incent early investments and innovative technologies. Furthermore, the decrease in the 2022 CI reduction requirement and roll over of compliance units from the RFR would result in no additional action being required on behalf of primary suppliers in the first year of the proposed Regulations coming into force. The CI reduction requirement trajectory would then increase slowly and linearly year-over-year to allow lead time for investments, and the trajectory would be revised in 2030 to reflect the declining CI of fuels. Moreover, the first review of the proposed Regulations would allow the Department to take stock of the current state of fossil fuels and their CIs.

Concerning stakeholders' recommendation to put a limit on credits created from Compliance Category 1, the Department found that placing a credit limit on this category for projects that are undergoing an additionality assessment at the project type level would go against the principal goals of the proposed Regulations, which is to reduce the lifecycle CI of fossil fuels and achieve incremental reductions. It would also reduce the compliance flexibility of the proposed Regulations and would decrease the availability of credits in the market. However, placing a credit limit of 10% while developing separate and more streamlined additionality criteria at the project level for

consultations de juin 2020, les fournisseurs principaux recommandaient l'inclusion d'une méthode de quantification pour les projets d'efficacité énergétique. Durant ces consultations, un taux de pénétration des technologies de 5 % a tout d'abord été envisagé comme faisant partie des critères utilisés pour évaluer l'additionnalité. En d'autres termes, si un certain type de projet avait un taux supérieur à 5 %, un obstacle technologique ou financier devrait être déterminé pour satisfaire aux critères d'additionnalité. Certaines provinces et industries FIEEC ont également soulevé des préoccupations au sujet de l'évaluation de l'additionnalité et de son exigence de taux de pénétration de 5 %, faisant remarquer que l'évaluation ne s'aligne sur aucune autre catégorie de conformité et que le taux de pénétration est trop faible. Des fournisseurs principaux s'inquiétaient également que la période initiale proposée de création d'unités de conformité de cinq ans pour les projets admissibles, autre que la capture et le stockage du carbone, soit trop courte et étaient d'avis que cela risquait de restreindre les possibilités de création d'unités de conformité. Enfin, les fournisseurs principaux ont recommandé qu'il soit possible que les unités de conformité soient créées rétroactivement à compter du 1^{er} juillet 2017.

Le Ministère a minutieusement étudié tous les commentaires reçus sur la réduction des émissions de GES et le respect des exigences de réduction de l'IC. En réponse aux préoccupations des fournisseurs principaux quant au nombre trop faible de possibilités de création des unités de conformité, le Ministère entreprend actuellement l'élaboration d'une méthode de quantification générique afin d'inciter les technologies innovatrices et les investissements précoces. En plus, il est d'avis qu'en raison de la diminution de l'exigence de réduction de l'IC pour l'année 2022 et la conversion des unités de conformité acquises en vertu du RCR, les fournisseurs principaux n'auraient aucune mesure supplémentaire à prendre lors de la première année de l'entrée en vigueur du projet de règlement. La trajectoire de l'exigence de réduction de l'IC augmenterait progressivement et linéairement d'une année à l'autre afin de fournir plus de temps pour faire des investissements, et serait révisée en 2030 pour refléter l'IC décroissante des combustibles. De plus, le premier examen du projet de règlement permettrait au Ministère de répertorier l'état des combustibles fossiles et leur IC à ce moment.

En ce qui concerne la recommandation des intervenants de limiter les unités de conformité créées dans la catégorie de conformité 1, le Ministère trouve qu'imposer une limite pour cette catégorie pour les projets qui font l'objet d'une évaluation d'additionnalité au niveau du type de projet irait à l'encontre des objectifs principaux du projet de règlement, qui sont de réduire l'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles et de réaliser des réductions différentielles. La souplesse en matière de respect de la conformité s'en trouverait réduite et moins d'unités de conformité seraient disponibles sur le marché. Cependant, mettre une limite d'unité de conformité de 10 % tout

the generic quantification method would provide compliance flexibility while mitigating risks associated with the additionality assessment. Given that all other quantification methods would undergo the additionality assessment at the project type level, there is no credit limit on all other project types.

Concerning the quantification methods, the Department is now developing a generic quantification method. Projects such as energy efficiency, cogeneration, electrification and methane reductions could be recognized under the generic quantification method (QM) provided they meet the eligibility criteria. Existing quantification methods would be eliminated as incremental technological innovation becomes business as usual and new quantification methods would be added as clean technology advances. Regarding the penetration rate of 5%, one of the criteria used to assess additionality in all quantification methods other than the generic quantification method, the Department has added an additional flexibility: the penetration rate must be less than 5% or no more than five facilities, which is appropriate. As long as one of these criteria is fulfilled, then no further assessment of additionality is needed, reducing burden. This added flexibility recognizes that in some sectors with few facilities, the 5% may be more easily exceeded and provides another option of no more than five facilities as an alternative threshold. On the crediting period, the Department changed the time period to 20 years with one renewal period of 5 years for carbon capture and storage projects and 10 years with one renewal period of 5 years for other projects to better align with existing provincial and federal regulations (such as the Alberta Emission Offset System) and carbon credit systems.

Compliance Category 2: Supplying low-carbon fuels

A number of low carbon fuel producers and ENGOs emphasized the need to have a strong demand signal for low carbon fuel investment, with concerns that the inclusion of compliance flexibility mechanisms (such as the compliance fund mechanism) and the adoption of Compliance Category 1 would impede this signal. Limiting compliance through Compliance Category 1, increasing the stringency of the CI target, or including a safety net that would review the level of compliance through this category in 2025 was recommended to support a market signal for low-carbon fuels. The Department expects that the stringency of the proposed Regulations in 2030 is high

en élaborant des critères d'additionnalité distincts et plus rationalisés au niveau du projet pour la méthode de quantification générique permettrait une flexibilité de conformité tout en atténuant les risques associés à l'évaluation de l'additionnalité. Étant donné que toutes les autres méthodes de quantification seraient soumises à l'évaluation de l'additionnalité au niveau du type de projet, il n'y aurait aucune limite d'unités de conformité pour tous les autres types de projets.

En ce qui concerne les méthodes de quantification, le Ministère élabore actuellement une méthode de quantification générique. Des projets comme l'efficacité énergétique, la cogénération, l'électrification et les réductions du méthane pourraient être reconnus en vertu de cette méthode de quantification générique à condition de satisfaire à tous les critères d'admissibilité. Les méthodes de quantification existantes seraient éliminées à mesure que les innovations technologiques deviendraient des pratiques courantes et de nouvelles méthodes de quantification seraient ajoutées pour suivre les avancées dans les technologies propres. Pour ce qui est du taux de pénétration de 5 %, l'un des critères utilisés pour évaluer l'additionnalité, dans toutes les méthodes de quantification autre que la méthode de quantification générique, le Ministère a ajouté une flexibilité supplémentaire: le taux de pénétration doit être inférieur à 5 % ou d'au plus cinq installations, le cas échéant. Tant que l'un de ces critères est rencontré, aucune autre évaluation de l'additionnalité ne sera nécessaire, réduisant ainsi le fardeau. Cette flexibilité supplémentaire reconnaît que, dans certains secteurs avec peu d'installations, le 5 % pourrait être plus facilement dépassé et elle fournit l'option de ne pas excéder cinq installations. Pour ce qui est de la période de création d'unité de conformité, le Ministère l'a fait passer à 20 ans, avec une seule période de renouvellement de 5 ans pour les projets de captage et de stockage du carbone et à 10 ans, avec une seule période de renouvellement de 5 ans, pour les autres projets, afin qu'elle soit plus similaire aux réglementations provinciales et fédérales existantes et les régimes de création de crédits de carbone (comme le Cadre du système de crédits compensatoire de l'Alberta).

Catégorie de conformité 2 : Fourniture de combustibles à faible intensité en carbone

Un certain nombre d'ONGE et de producteurs de combustibles à faible IC ont insisté sur la nécessité d'envoyer un signal fort au marché pour stimuler les investissements dans les combustibles à faible IC et se sont dits inquiets que l'inclusion de mécanismes de flexibilité du marché (comme le fonds) et l'adoption de la catégorie de conformité 1 nuise à ce signal. Il a été recommandé de limiter les unités de conformité dans la catégorie de conformité 1, d'augmenter les exigences de réduction de l'IC ou d'intégrer un filet de sécurité qui examinerait le degré de conformité au moyen de la catégorie 1 en 2025 afin de favoriser un signal au marché pour les investissements dans les

enough that there would be sufficient demand for biofuels (more detailed analysis on this is provided in the section on *Benefits and costs*).

Feedstock availability concerns were raised regarding the supply for low-carbon fuels, as well as concerns on indirect land-use change and implications to biodiversity. On feedstock availability, some primary suppliers and low carbon fuel producers highlighted a risk for low feedstock supply, in particular for advanced biofuels, and its implications for credit creation. They voiced concerns that existing technologies for advanced biofuels are not currently commercially viable and therefore could not significantly contribute to reducing liquid fossil fuel CIs. Some stakeholders also suggested the use of mass balance to align with other jurisdictions that have implemented regulatory requirements for credit creation.

The Department has reviewed all comments received relating to low-carbon fuels and feedstock and has considered their implications for the design of the proposed Regulations. The Department expects that there would be sufficient supply of low-carbon fuels to enable compliance with the proposed Regulations in 2030 (see section on *Compliance Category 2: Supplying low-carbon fuels* for more detail).

Land-use and biodiversity criteria

As a signatory to the international Convention on Biological Diversity, Canada is committed to responsible stewardship of its biological resources and to the United Nations 2030 Agenda for Sustainable Development. To prevent negative land use and biodiversity impacts from increased harvesting of feedstock for biofuel production, the Department released the proposed Land Use and Biodiversity (LUB) criteria for the proposed Regulations in April 2019. Only feedstocks that adhere to the LUB criteria would be able to create credits under the proposed Regulations.

Comments on the first iteration of the LUB criteria largely centred on preventing land-use change in areas with high carbon stock, how crops associated with high indirect land-use change (ILUC) would be treated, and how

combustibles à faible intensité en carbone. Le Ministère s'attend à ce que le projet de règlement en 2030 soit assez strict pour stimuler une demande suffisante en biocombustibles (une analyse plus détaillée est présentée à la section *Avantages et coûts*).

Des préoccupations ont été soulevées quant à la disponibilité des charges d'alimentation relatives à l'approvisionnement en combustibles à faible IC, et d'autres inquiétudes ont été exprimées au sujet des changements indirects dans l'utilisation des terres et leurs incidences sur la biodiversité. En ce qui a trait à la disponibilité des charges d'alimentation, certains fournisseurs principaux et producteurs de combustibles à faible IC ont souligné un risque de faible approvisionnement en charges d'alimentation, plus particulièrement pour les biocombustibles avancés, et les incidences sur la création des unités de conformité. Ils ont exprimé leurs inquiétudes au sujet des technologies existantes pour les biocombustibles avancés qui ne sont pas commercialement viables par conséquent ne pourraient contribuer de manière importante à la réduction de l'IC des combustibles fossiles liquides. Certains intervenants ont aussi proposé l'utilisation du bilan masse afin d'assurer l'harmonisation avec les autres administrations ayant mis en place des exigences réglementaires pour la création des unités de conformité.

Le Ministère a examiné tous les commentaires reçus portant sur les combustibles à faible IC et les charges d'alimentation et a considéré leurs incidences dans le cadre de la conception du projet de règlement. Le Ministère s'attend à ce qu'il y ait un approvisionnement suffisant en combustibles à faible IC pour permettre la conformité au projet de règlement (voir la section *Catégorie de conformité 2 : Fourniture de combustibles à faible intensité en carbone* pour de plus amples renseignements).

Critères liés à l'utilisation des terres et à la biodiversité (UTB)

À titre de signataire de la Convention internationale sur la diversité biologique, le Canada s'est engagé à gérer de manière responsable ses ressources biologiques et contribue au développement durable dans le cadre du Programme de développement durable à l'horizon 2030 des Nations Unies. Pour prévenir les impacts négatifs sur l'utilisation des terres et la biodiversité liés à l'augmentation de la récolte des charges d'alimentation pour la production des biocarburants, le Ministère a proposé et publié les critères liés à l'utilisation des terres et la biodiversité (l'UTB) en avril 2019, en vue de les intégrer dans le projet de règlement. Seules les charges d'alimentation qui satisfont aux critères de l'UTB pourraient créer des unités de conformité en vertu du projet de règlement.

Les commentaires sur la première version des critères liés à l'UTB portaient principalement sur la prévention des changements dans l'utilisation des terres dans les zones renfermant un important stock de carbone, la façon dont

sustainable management of forest harvesting would be ensured. Some credit creators requested the inclusion of quantified CI factors to incorporate indirect land use change. A second draft of the criteria was published in August 2019.

The Department proposed several changes to the LUB criteria to the TWG in June 2020. Those proposed changes sought to strengthen some aspects of the LUB criteria, and to ensure the criteria are measurable and verifiable. The changes also added a list of feedstock types exempt from the LUB criteria, modified the material balance approach, and revised the definitions of forest, grassland, and wetland.

The proposed Regulations include additional changes made following the June 2020 consultation sessions with stakeholders. The June proposal prohibited credit creation for feedstocks harvested in any protected areas designated by international organizations. The proposed Regulations respond to recommendations from provinces and territories by limiting this restriction to protected areas designated by international organizations if they have been ratified by the national and sub-national jurisdictions in which the feedstock was harvested.

Other comments related to the risk of fraud related to the list of feedstocks not subject to the LUB criteria, citing experience in the EU where some feedstocks have been falsely claimed to be waste (which is not subject to the EU's equivalent of the proposed LUB criteria). Some stakeholders requested that criteria be revisited that prevent credit creation for feedstocks harvested within 30 meters of a water body (i.e. in riparian zones). Many suggested that adherence to existing provincial riparian zone regulations should satisfy the LUB riparian criterion. On crop expansion requirements that prevent credit creation for feedstocks harvested in forests, wetlands and grasslands since 2008, the Department received comments noting that there is insufficient GIS data for the proposed 2008 baseline. Finally, several stakeholders recommended that the proposed Regulations recognize that adherence to provincial requirements for agriculture and forestry practices should satisfy all of the proposed Regulation's LUB criteria, and aggregate compliance was also requested as an option for credit creators to come into compliance with the LUB criteria.

seraient traitées les cultures associées à un changement indirect important de l'utilisation des terres, et la façon dont serait assuré l'aménagement et l'exploitation durable des forêts. Certains créateurs d'unités de conformité ont demandé l'adoption de facteurs d'IC quantifiés afin d'intégrer les changements indirects dans l'utilisation des terres. Une deuxième version des critères liés à l'UTB a été publiée en août 2019.

Le Ministère a proposé plusieurs modifications aux critères liés à l'UTB qui ont été présentées au Groupe de travail technique en juin 2020. Les changements proposés visaient à renforcer certains aspects des critères liés à l'UTB et à veiller à ce que les critères soient mesurables et vérifiables. Les changements comprenaient l'ajout d'une liste de types de charges d'alimentation non visées par les critères d'UTB, des modifications à l'approche du bilan masse et des définitions révisées de forêt, prairie, et milieu humide.

Le projet de règlement comprend d'autres changements apportés suite aux séances de consultation avec les intervenants en juin 2020. Dans la proposition en juin 2020, la création d'unités de conformité était interdite pour les charges d'alimentation récoltées dans toutes les zones protégées désignées par des organisations internationales. Le projet de règlement suit les recommandations des provinces et des territoires en limitant cette interdiction aux zones protégées désignées par des organisations internationales si elles ont été ratifiées par les gouvernements nationaux et infranationaux dans lesquelles les charges d'alimentation ont été récoltées.

D'autres commentaires portaient sur les risques de fraudes relatives à la liste de charges d'alimentation qui ne sont pas assujetties aux critères liés à l'UTB, citant l'expérience de l'Union européenne où certaines charges d'alimentation ont été faussement déclarées comme déchets (lesquels ne sont pas assujettis aux critères de l'Union européenne équivalents aux critères liés à l'UTB). Certains intervenants ont demandé de réexaminer le critère d'UTB qui interdit la création d'unités de conformité pour la récolte des charges d'alimentation à l'intérieur de 30 mètres d'un plan d'eau (c'est-à-dire des zones riveraines). Plusieurs proposaient que le respect des règlements provinciaux existants sur les zones riveraines devrait satisfaire aux critères liés à l'UTB pour les zones riveraines. En ce qui a trait aux exigences relatives à l'expansion des cultures qui interdit la création d'unités de conformité pour la récolte des charges d'alimentation en zones forestières, zones humides et en zones de pâturage depuis 2008, le Ministère a reçu des commentaires indiquant qu'il n'existe pas suffisamment de données SIG pour la valeur de référence proposée de 2008. Finalement,

Following extensive discussions and analysis after the June 2020 consultation sessions, the Department made changes to its proposed LUB criteria requirements. The proposed Regulations provide that any land designated by an international agreement as protected must also be recognized by the jurisdiction to be considered ineligible land for the CFS feedstock harvesting. To address the risk of fraud, the proposed Regulations do not include the “waste multiplier” that is in the EU system to create additional incentives for the use of waste feedstock. For riparian zones, the proposed Regulations recognize national and regional riparian regulations that protect against adverse LUB impacts, include a grandfathering clause to allow credit creation for feedstocks harvested in any riparian zones that were harvested prior to 2020, and allow feedstocks from harvesting in forest riparian zones if the forest harvester has management practices in place to protect the riparian zones and related water bodies. For crop expansion requirements, the Department changed the baseline from January 2008 to January 2020 to better align with the first official signal of the proposed Regulations. As a response to concerns regarding burden and duplication created by the LUB criteria with provincial regulations, the proposed Regulations enable recognition of national or sub-national regulatory frameworks that align with the LUB criteria on a criterion by criterion basis.

Consultations with provinces and territories during the summer of 2020 led to refinement of the indicators that could be used to prove compliance with the LUB criteria in the event of an audit, and to the development of the information requirements for using an aggregate compliance approach in which all suppliers in a jurisdiction that has rules aligned with the LUB criteria would be deemed eligible.

Compliance Category 3: Specified end-use switching in transportation

Electric vehicle (EV) manufacturers, original equipment manufacturers (OEMs), and electricity utilities generally

plusieurs intervenants ont recommandé que le projet de règlement reconnaisse les exigences provinciales relatives aux pratiques en agriculture et en foresterie et que le respect de ces exigences devrait satisfaire aux critères liés à l’UTB. Une approche globale en matière de conformité a également été demandée comme option permettant aux créateurs d’unités de conformité de se conformer aux critères liés à l’UTB.

À la suite de nombreuses discussions et analyses après les séances de consultation de juin 2020, le Ministère a apporté des changements à ses exigences proposées pour les critères d’UTB. Le projet de règlement indique que toute terre désignée dans une entente internationale comme zone protégée doit aussi être reconnue par l’administration pour être considérée comme terre inadmissible à des fins de récolte de charges d’alimentation. Pour atténuer le risque de fraude, le projet de règlement ne comprend pas de « multiplicateurs de déchets » inclus dans le système de l’Union européenne pour créer des incitatifs supplémentaires pour l’utilisation des déchets comme charges d’alimentation. Dans le cas des zones riveraines, le projet de règlement reconnaît les règlements nationaux et régionaux sur la protection des zones riveraines qui protègent contre les effets négatifs relatifs à l’UTB, et intègre une clause de droits acquis pour permettre la création d’unités de conformité pour la récolte de charges d’alimentation dans toutes les zones riveraines avant 2020. Le projet de règlement autorise également les charges d’alimentation provenant de la récolte dans les zones riveraines forestières si cette récolte respecte les pratiques d’aménagement existantes qui protègent les zones riveraines et les plans d’eau associés. En ce qui concerne les exigences relatives à l’expansion des cultures, le Ministère a modifié la valeur de référence de janvier 2008 à janvier 2020 pour correspondre au premier signal officiel du projet de règlement. En réponse aux préoccupations exprimées quant au fardeau et au chevauchement avec les règlements provinciaux créés par les critères d’UTB, le projet de règlement permet la reconnaissance des cadres de réglementation nationaux ou infranationaux qui sont conformes aux critères d’UTB sur la base de chaque critère.

Les consultations avec les provinces et les territoires au cours de l’été 2020 ont donné lieu à un perfectionnement des indicateurs qui pourraient être utilisés pour démontrer le respect des critères d’UTB dans le cas d’une vérification et à l’élaboration des exigences relatives aux renseignements pour utiliser une approche globale en matière de conformité dans laquelle les fournisseurs dans une juridiction ayant des règles harmonisées avec les critères liés à l’UTB seraient considérés éligibles.

Catégorie de conformité 3 : Changement spécifié de combustibles par l'utilisateur final dans les transports

Les manufacturiers de véhicules électriques (VE), les fabricants d’équipement d’origine et les services publics

recommended that they would each be best suited as default credit creators for residential EV charging; however, charging network operators supported utilities as the default credit creator. Utilities highlighted that they are in a better position to understand the sources of electricity being supplied to the grid and the associated CIs. Utilities also believe they are best suited to promote EVs and to invest in infrastructure to support electrification while mitigating costs to the electrical grid and all end users of electricity. Alternatively, primary suppliers generally supported OEMs as default credit creators for EV charging under Compliance Category 3. That being said, OEMs expressed concerns that opportunities to create credits would not be significant, sustained, secure or predictable.

Overall, the majority of stakeholders are supportive of requirements that, in order to be eligible to create credits, home charging data must be accurately measured and of requirements to reinvest the credit revenue resulting from home charging data. Stakeholders were opposed to phasing out credit creation for residential EV charging, noting that would be premature to do so before adoption of EVs becomes common practice in the Canadian market. However, primary suppliers recommended that if they are a charging network operator and create credits for residential or public EV charging to satisfy a portion of their CI reduction requirement, there should be no reinvestment requirement associated with a credit that has not been sold. A few stakeholders recommended eliminating revenue reinvestment requirements altogether, and others suggested expanding the scope of reinvestment requirements to other activities such as education and awareness of EVs. Additionally, some stakeholders recommended expanding end-use fuel switching beyond transportation.

In June 2020, the Department presented a revised proposal for EV credit creation to stakeholders, which included a proposal to phase out residential EV charging credits from 100% in 2026 to 0% in 2030. The Department has reviewed the comments received and assessed the proposed June 2020 approach to end-use fuel switching in transportation. The proposed Regulations were updated to reflect comments received. The default credit creator

de distribution d'électricité ont généralement recommandé qu'ils étaient, chacun d'eux, les mieux placés pour être le créateur d'unités de conformité par défaut pour la recharge résidentielle des VE; toutefois, les exploitants de réseau de recharge appuyaient les services publics comme créateurs d'unités de conformité par défaut. Les services publics ont souligné que ce sont eux qui comprennent le mieux les sources d'électricité fournies au réseau et les intensités en carbone associées. Les services publics estiment aussi qu'ils sont les mieux placés pour faire la promotion des VE et investir dans les infrastructures destinées à appuyer l'électrification tout en atténuant les coûts pour le réseau électrique et pour les utilisateurs d'électricité. Autrement, les fournisseurs principaux appuyaient généralement les fabricants d'équipement d'origine en tant que créateurs d'unités de conformité par défaut pour la recharge des VE pour la catégorie de conformité 3. Cela étant dit, les fabricants d'équipement d'origine ont manifesté des préoccupations quant aux occasions de créer des unités de conformité qui ne seraient pas importantes, soutenues, sécurisées ou prévisibles.

Dans l'ensemble, pour être admissible à la création des unités de conformité, la majorité des intervenants appuient les exigences relatives aux données sur la recharge résidentielle, notamment l'exigence d'une mesure exacte, et sont d'accord avec les exigences relatives au réinvestissement des revenus générés par les unités de conformité découlant des données sur la recharge résidentielle. Les intervenants se sont opposés à l'élimination progressive de la création d'unités de conformité pour les bornes de recharge résidentielle pour le VE, soulignant qu'il serait prématuré de le faire avant que l'adoption des VE ne devienne une pratique courante sur le marché canadien. Toutefois, les fournisseurs principaux ont recommandé que, s'ils sont des exploitants de réseau de recharge et créent des unités de conformité pour la recharge résidentielle ou publique des VE pour satisfaire à une partie de l'exigence de réduction de l'IC, il ne devrait pas y avoir d'exigence de réinvestissement associée à une unité de conformité qui n'a pas été vendue. Quelques intervenants ont recommandé d'éliminer complètement les exigences relatives au réinvestissement des revenus générés par les unités de conformité, et d'autres intervenants ont proposé d'élargir la portée des exigences en matière de réinvestissement vers d'autres activités comme l'éducation et la sensibilisation aux VE. De plus, certains intervenants ont proposé d'étendre les changements spécifiés de combustibles par l'utilisateur final dans les transports à d'autres secteurs.

En juin 2020, le Ministère a présenté une proposition révisée pour la création d'unités de conformité pour les VE aux intervenants qui comprenait un projet visant à éliminer progressivement les unités de conformité provenant de la recharge résidentielle des VE de 100 % en 2026 à 0 % en 2030. Le Ministère a examiné les commentaires reçus et a évalué l'approche proposée de juin 2020 pour les changements de combustible par l'utilisateur final dans les

for residential EV charging would be charging network operators for homes equipped with network-connected charging stations. Credit for residential charging of electric vehicles would be phased out by the end of 2035 for charging stations installed by the end of 2030. Any residential charging station installed after the end of 2030 would not be eligible for credits after 2030. In the proposed Regulations, parties that have the legal right to ownership of the data regarding the amount of electricity that is supplied to EVs and the time it is supplied through network-connected charging stations can create credits. Charging network operators would be required to reinvest 100% of the revenues generated from the sale of credits from residential and public EV charging in financial incentives for EV owners or buyers and expanding charging infrastructure in residential or public locations. There would not be revenue reinvestment requirements for primary suppliers that use their own credits to satisfy a portion of their reduction requirements.

Based on the Departmental analysis, EVs are expected to create the majority of end-use fuel switching credits, where the market can provide significant opportunities for credit creation. At this time, the Department is not considering extending end-fuel switching beyond transportation.

Many stakeholders expressed the desire for additional clarity around how energy efficiency ratio (EER) values were determined. EER values were developed to be representative of the types of vehicles in use in Canada, leading to credit creation based on a comparison to the vehicles being displaced. The EER values would be reviewed over time and may be updated as the energy efficiency of various technologies change over time, and as other more specific fuel and vehicle applications are introduced to the market.

Credit market design

Primary suppliers raised concerns over the credit market design, and the potential for credit shortages. As a way to address shortages in credit supply, primary suppliers recommended greater flexibility, including unlimited exchange of credits between different fuel classes, no restriction on credit banking and unrestricted use of the compliance fund mechanism. On the other hand, some credit creators raised concerns that a surplus of credits or

transports. Le projet de règlement a été mis à jour afin de refléter les commentaires reçus. Les créateurs d'unités de conformité par défaut pour la recharge résidentielle des VE seraient les exploitants de réseau de recharge pour les résidences équipées de bornes de recharge connectées à un réseau. La création d'unités de conformité pour la recharge résidentielle des véhicules électriques serait éliminée d'ici la fin 2035 pour les bornes qui auraient été installées avant la fin de 2030. Toute borne de recharge résidentielle installée après la fin de 2030 ne serait pas admissible aux unités de conformité après 2030. Dans le projet de règlement, les parties ayant le droit légal de posséder des données sur la quantité d'électricité fournie aux VE et sur le moment où elle a été fournie par le biais de bornes de recharge connectées au réseau peuvent créer des unités de conformité. Les exploitants de réseau de recharge seraient tenus de réinvestir 100 % des revenus générés par la vente des unités de conformité de la recharge résidentielle et publique des VE dans des mesures incitatives financières pour les propriétaires et les acheteurs de VE et de faire l'expansion des infrastructures de recharge à des emplacements résidentiels ou publics. Il n'y aurait pas d'exigence relative au réinvestissement des revenus pour les fournisseurs principaux qui utilisent leurs propres unités de conformité pour satisfaire à une partie de leurs exigences de réduction.

Selon l'analyse ministérielle, les VE devraient contribuer à la création de la majorité des unités de conformité liées au changement de combustibles par l'utilisateur final, dans les cas où le marché peut offrir d'importantes occasions de création d'unités de conformité. À cette étape, le Ministère ne considère pas étendre le changement de combustibles par l'utilisateur final au-delà du secteur des transports.

De nombreux intervenants ont exprimé le souhait d'obtenir des précisions sur la façon dont les valeurs du rapport d'efficacité énergétique (REE) ont été déterminées. Les valeurs du REE ont été établies pour être représentatives des types de véhicules utilisés au Canada, et dont l'utilisation entraîne la création d'unités de conformité fondée sur une comparaison avec les véhicules remplacés. Les valeurs du REE seraient examinées avec le temps et pourraient être mises à jour à mesure que l'efficacité énergétique des diverses technologies change au fil du temps, et avec l'introduction sur le marché d'autres types de combustibles et de véhicules ou de nouvelles applications.

Conception du marché des unités de conformité

Les fournisseurs principaux ont soulevé des préoccupations quant à la conception du marché des unités de conformité, et quant au potentiel d'un manque d'unités de conformité. Pour aider à combler les manques dans l'offre d'unités de conformité, les fournisseurs principaux ont recommandé plus de flexibilité, y compris l'échange illimité des unités de conformité entre les diverses catégories de combustibles, de n'imposer aucune restriction sur

compliance flexibilities would limit the demand for low-carbon fuels, affecting investments in this sector.

To reduce the risk of a credit shortage, the 2022 CI reduction requirement was lowered in comparison to what had been outlined in the June 2019 Proposed Regulatory Approach. A slow, linear increase of the CI trajectory over time is expected to allow sufficient lead time for investments. In addition, the proposed Regulations impose limits on the proposed flexible compliance options. These include a 10% limit of payment into the compliance fund mechanism, a 10% limit on the trading credits across fuel classes, and a 10% limit on carrying forward a credit obligation. These limits help ensure that a market signal supports investments in low-carbon fuels.

A number of stakeholders requested regular departmental reports on the proposed Regulations using aggregated indicators, such as credit totals, trades and average credit price. The Department plans to release reports using aggregated indicators.

Compliance flexibilities / market stability mechanisms

Credit Clearance Mechanism

Primary suppliers and some provinces raised concern that the price cap of the Credit Clearance Mechanism was too high, while low-carbon fuel suppliers, end-use fuel switching credit creators, and ENGOs noted the price cap was too low. Both stakeholder groups expressed concern that the price ceiling would affect market signals for investments in their respective sectors.

The Credit Clearance Mechanism serves to provide some price certainty to both primary suppliers and credit creators. The Department reviewed existing credit clearing mechanisms in other jurisdictions in the context of a Canadian market. The Department set a credit clearance ceiling price based on a review of credit costs expected in the credit market and the price cap of similar credit clearance mechanisms in California and Oregon.

l'accumulation des unités de conformité et l'utilisation illimitée du mécanisme de fonds à des fins de conformité. Par ailleurs, certains créateurs d'unités de conformité se sont dits inquiets qu'un surplus d'unités de conformité ou trop de flexibilité dans les voies de conformité limite la demande en combustibles à faible IC et ait des incidences sur les investissements dans ce secteur.

Pour réduire le risque d'un manque d'unités de conformité, l'exigence de réduction de l'IC en 2022 a été réduite en comparaison avec ce qui avait été proposé dans l'Approche réglementaire en juin 2019. Une augmentation progressive et linéaire de la trajectoire de l'IC au fil du temps est prévue pour permettre le temps nécessaire à la réalisation d'investissements. En outre, le projet de règlement impose des limites aux mécanismes de flexibilité proposés. Ces mécanismes comprennent une limite de 10 % de la contribution au mécanisme de fonds aux fins de conformité, une limite de 10 % sur l'utilisation d'unités de conformité provenant des autres catégories de combustibles et une limite de 10 % sur le report des exigences de réduction. Ces restrictions aideront à veiller à ce que le signal au marché favorise les investissements dans les combustibles à faible IC.

Un certain nombre d'intervenants ont demandé au Ministère de présenter des rapports périodiques sur le projet de règlement en utilisant des indicateurs globaux, comme le nombre total des unités de conformité, les transactions des unités de conformité et le prix moyen d'une unité de conformité. Le Ministère prévoit publier des rapports en utilisant des indicateurs globaux.

Mécanismes de flexibilité en matière de conformité et de stabilité du marché

Marché de compensation des unités de conformité

Les fournisseurs principaux et certaines provinces se sont dits préoccupés quant à la limite de prix trop élevée du marché de compensation des unités de conformité, tandis que les fournisseurs de combustibles à faible IC, les créateurs d'unités de conformité liées au changement de combustibles par l'utilisateur final et les ONGE ont souligné que la limite de prix était trop basse. Les deux groupes d'intervenants ont indiqué leurs préoccupations quant au plafonnement du prix qui aurait des incidences sur le signal au marché pour les investissements dans leur secteur respectif.

Le marché de compensation des unités de conformité sert à fournir une certaine certitude à l'égard des prix tant aux fournisseurs principaux qu'aux créateurs d'unités de conformité. Le Ministère a examiné les marchés de compensation des unités de conformité existants dans d'autres administrations dans le contexte du marché canadien. Le Ministère a établi un prix plafond en se fondant sur un examen des coûts des unités de conformité attendus sur le

Compliance fund mechanism

Primary suppliers and some provinces raised concerns that the price ceiling of the compliance fund mechanism is too high, while credit creators and ENGOs noted that the price ceiling is too low. Both stakeholder groups noted that the price ceiling would affect market signals for investments in their respective sectors. In addition, several provincial stakeholders recommended that revenues generated from the compliance fund mechanism be invested in relevant GHG emission reduction programs at the provincial and territorial level.

The compliance fund mechanism ceiling price represents an upper bound of credit costs expected in the credit market. It is expected that many compliance actions would be undertaken at lower cost.

Revenues from the compliance fund mechanism would be disbursed to applicable provincial and territorial programs that meet the criteria set out in the proposed Regulations.

Exemptions

Several stakeholders recommended that certain sectors be exempted from the proposed Regulations, including rail, marine and aviation. Stakeholders noted that these sectors represent a small portion of domestic consumption of fossil fuels, are subject to international standards, and cost-effective emission reduction pathways are largely non-existent. Alternatively, some stakeholders recommended credit creation under the proposed Regulations for domestic aviation fuel. There was a consensus among stakeholders for continued discussions on the proposed Regulations, the *Output-Based Pricing System Regulations* and international regimes, such as the International Civil Aviation Organization's *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*.

The International Maritime Organization adopted an interim strategy for GHG emissions in 2018, which will be reviewed in 2023. The Department supports the International Maritime Organization as the appropriate forum to address international maritime shipping emissions, and the work it has undertaken to address these emissions. Therefore, liquid fuels for international marine use

marché et du prix plafond des mécanismes de compensation de crédits similaires en Californie et en Oregon.

Mécanisme de fonds aux fins de conformité

Les fournisseurs principaux et certaines provinces ont manifesté des préoccupations quant au prix plafond des contributions au mécanisme de fonds aux fins de conformité qui serait trop élevé, tandis que les créateurs d'unités de conformité et les ONGE ont indiqué que le prix plafond était trop bas. Les deux groupes d'intervenants ont indiqué que le plafonnement du prix aurait une incidence sur les signaux au marché pour les investissements dans leur secteur respectif. De plus, plusieurs intervenants provinciaux ont recommandé que les revenus générés grâce au mécanisme de fonds aux fins de conformité soient investis dans des programmes pertinents de réduction des émissions de GES à l'échelle provinciale et territoriale.

Le prix plafond de la contribution au mécanisme de fonds aux fins de conformité représente une limite supérieure des coûts des unités de conformité prévus sur le marché des unités de conformité. Il est prévu que plusieurs actions soient réalisées à un coût moins élevé pour se conformer au projet de règlement.

Les revenus générés grâce au mécanisme de fonds aux fins de conformité seraient versés à des programmes provinciaux et territoriaux applicables qui respectent les critères établis dans le projet de règlement.

Exemptions

Plusieurs intervenants ont recommandé que certains secteurs ne soient pas assujettis au projet de règlement, y compris les secteurs ferroviaire, maritime et aéronautique. Les intervenants ont indiqué que ces secteurs comptent pour de petites parties de la consommation interne de combustibles fossiles, qu'ils sont assujettis à des normes internationales et qu'il n'existe pas de voies de réduction des émissions qui sont rentables selon le coût. Autrement, certains intervenants ont recommandé la création d'unités de conformité en vertu du projet de règlement pour le combustible utilisé dans le transport aérien intérieur. Les intervenants étaient tous d'accord pour continuer les discussions sur le projet de règlement, le *Règlement régissant le Système fédéral de tarification fondé sur le rendement* et les régimes internationaux, comme le *Régime de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale* de l'Organisation de l'aviation civile internationale.

L'Organisation maritime internationale (OMI) a adopté une stratégie intérimaire pour les émissions de GES en 2018, qui sera examinée en 2023. Le Ministère est d'avis que l'OMI constitue la tribune appropriée pour aborder la question des émissions provenant du transport maritime international, et il soutient les travaux que l'OMI a entrepris pour lutter contre ces émissions. Par conséquent, les

would not be subject to the proposed Regulations. The International Civil Aviation Organization's *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* is mitigating GHG emissions from international aviation. The Government of Canada supports the International Civil Aviation Organization as the appropriate forum to address international aviation emissions, and the work it has undertaken to address these emissions. Therefore, jet fuel that is used for international flights would not be subject to the proposed Regulations. The treatment of domestic aviation fuels and credit creation for low CI aviation fuels is still under consideration, and is being examined in conjunction with carbon pollution pricing policies. However, aviation gasoline – the fuel that is used in smaller, piston engine aircrafts (e.g. a Cessna) – would not be subject to the proposed Regulations. According to the Department's GHG inventory and projections from the Departmental Reference Case, the volume of aviation gasoline used in Canada is low (unlike jet fuel, for example) and its contribution to Canada's overall annual GHG emissions is low. In addition, aviation gasoline certification bodies have not yet focused on suitable low CI gasolines for aviation use. Instead, they remain focused on finding unleaded aviation gasoline alternatives.

Regional implications

The Department received a number of comments from provinces and primary suppliers on regional implications under the proposed Regulations. Some concerns related to the limited access to biofuels and biogas in certain parts of Canada, with a particular emphasis on the challenges facing Newfoundland and Labrador relating to accessing these fuels. Recommendations were put forward to allow for regional exemptions (e.g. to exempt heating oil or not to apply a volumetric mandate), some of which are consistent with the RFR to address a combination of logistical issues, technical feasibility and cost concerns. The mining industry echoed some of the northern geographical implications, highlighting cost implications and competitiveness concerns from the proposed Regulations on their use of liquid fuels for on-site fleets or electricity generation.

The Department has carefully reviewed the regional implications of the proposed Regulations, and has considered the concerns raised by stakeholders during the drafting of the proposed Regulations. The proposed Regulations offer

combustibles liquides pour usage maritime international ne seront pas assujettis au projet de règlement. Le *Régime de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale* de l'Organisation de l'aviation civile internationale atténue les émissions de GES provenant de l'aviation internationale. Le gouvernement du Canada est d'avis que l'Organisation de l'aviation civile internationale constitue la tribune appropriée pour aborder la question relative aux émissions provenant de l'aviation internationale, et il soutient les travaux qu'elle a entrepris pour lutter contre ces émissions. Par conséquent, le carburéacteur utilisé pour les vols internationaux ne sera pas assujetti au projet de règlement. Le traitement des carburants d'aviation nationaux et la création d'unités de conformité pour les carburants d'aviation à faible IC sont toujours considérés et sont examinés conjointement avec les politiques de tarification de la pollution par le carbone. Toutefois, l'essence d'aviation, le combustible utilisé dans les petits aéronefs à moteur à piston (par exemple un Cessna), ne sera pas assujettie au projet de règlement. Selon l'inventaire fédéral des GES et les projections découlant du scénario de référence du Ministère, le volume d'essence d'aviation utilisé au Canada est faible (contrairement au carburéacteur, par exemple) et la contribution de ce combustible aux émissions de GES du Canada est faible, et les organismes de certification de l'essence d'aviation n'ont pas encore mis l'accent sur des produits à faible IC qui conviendraient à ce secteur. Ils continuent plutôt de chercher des solutions de rechange sans plomb à l'essence d'aviation.

Répercussions régionales

Le Ministère a reçu un certain nombre de commentaires des provinces et des fournisseurs principaux au sujet des répercussions régionales découlant de l'application du projet de règlement. Certaines préoccupations concernaient l'accès limité à des biocombustibles et à des biogaz dans certaines parties du Canada, tout particulièrement à Terre-Neuve-et-Labrador qui doit relever le défi de l'accès à ces combustibles. Des recommandations ont été formulées pour autoriser certaines exemptions régionales (par exemple exempter l'huile de chauffage ou ne pas y appliquer le mandat volumétrique), dont certaines sont similaires aux exemptions du *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR), pour répondre aux préoccupations diverses de logistique, de faisabilité technique et de coûts. L'industrie minière a également partagé ses préoccupations en ce qui a trait aux enjeux d'ordre géographiques dans le Nord, en mettant l'accent sur les répercussions sur les finances et la compétitivité découlant du projet de règlement en raison de l'utilisation par le secteur des combustibles liquides dans ses parcs de véhicules ou pour la production d'électricité.

Le Ministère a examiné attentivement les répercussions régionales du projet de règlement et a pris en compte les préoccupations des intervenants au cours de la rédaction du projet de règlement. Le projet de règlement offre

various flexible compliance options that do not require blending, and provide compliance options such as process improvements and buying of credits. Remote communities are exempted from the proposed Regulations, many of which are in northern jurisdictions. In addition, fuels produced in or imported into Newfoundland and Labrador are exempted from the volumetric mandate incorporated from the RFR, as there are limitations on low carbon fuel capacity. However, fuels produced in or imported to Newfoundland and Labrador would still be subject to the CI reduction requirements given that there are multiple ways to comply with the proposed Regulations (such as actions along the lifecycle) without having to blend low-carbon fuels. The proposed Regulations would apply to industrial use of fuel in remote communities, consistent with the federal carbon pollution pricing backstop system under the *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*.

Impact on industry and consumers

Several industry, provincial, and territorial stakeholders raised concerns over competitiveness and cumulative cost impacts on EITE sectors. Stakeholders are concerned Canadian EITEs would be disadvantaged compared to international competitors not subject to similar regulations. On cumulative impacts, concerns relate to increased costs for fossil fuel use, particularly for natural gas. EITE stakeholders recommended specific EITE protection mechanisms to minimize costs, carbon leakage and competitiveness impacts, such as credits to EITEs, decreased stringency in the liquid class for primary suppliers, or to not move ahead with regulating the gaseous and solid classes. During the consultation process, stakeholders requested to see in-depth analysis of the cumulative impacts of the proposed Regulations, along with other climate change regulations on EITE sectors. Primary suppliers also raised concerns over the impact of the proposed Regulations on consumers with respect to increased fuel prices for transportation and space heating.

diverses voies de conformité et des mécanismes de flexibilité, qui n'exigent pas l'utilisation de biocarburants, tels que des améliorations des procédés et l'achat des unités de conformité. Les collectivités éloignées, dont bon nombre sont situées dans les régions nordiques, sont exemptées du projet de règlement. De plus, les combustibles produits à Terre-Neuve-et-Labrador ou importés vers cette province sont exemptés des exigences volumétriques imposées sur les carburants renouvelables du RCR, puisque la capacité d'accès à des carburants à faible IC est limitée. Par contre, les combustibles produits ou importés à Terre-Neuve-et-Labrador seraient toujours assujettis aux exigences de réduction de l'IC puisqu'il existe plusieurs voies de conformité dans le projet de règlement (comme des mesures le long du cycle de vie) sans avoir à faire des mélanges de combustibles à faible IC. Le projet de règlement s'appliquerait aux combustibles utilisés par l'industrie dans les collectivités éloignées, ce qui est cohérent avec le filet de sécurité fédéral sur la tarification de la pollution par le carbone pris en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*.

Incidences sur l'industrie et les consommateurs

Plusieurs intervenants de l'industrie, des provinces et des territoires ont soulevé des préoccupations quant à la compétitivité et aux effets des coûts cumulés sur les industries à forte intensité d'émissions et les industries exposées au commerce. Les intervenants sont inquiets au sujet des industries à forte intensité d'émissions et des industries exposées au commerce du Canada qui seraient désavantagées comparativement à leurs concurrents internationaux qui ne sont pas assujettis à la même réglementation. En ce qui concerne les effets cumulatifs, les préoccupations sont liées à l'accroissement des coûts de l'utilisation des combustibles fossiles, plus particulièrement pour le gaz naturel. Les intervenants des industries à forte intensité d'émissions et des industries exposées au commerce ont recommandé des mécanismes de protection propres à leur secteur pour réduire les coûts, les fuites de carbone et les répercussions sur la compétitivité, comme des unités de conformité aux industries à forte intensité d'émissions et aux industries exposées au commerce, la diminution des exigences de réduction dans la catégorie des combustibles liquides pour les fournisseurs principaux, ou ont proposé ne pas aller de l'avant avec la réglementation des catégories de combustibles gazeux et solides. Au cours du processus de consultation, les intervenants ont demandé une analyse approfondie des effets cumulatifs du projet de règlement ainsi que d'autres règlements sur les changements climatiques sur les secteurs des industries à forte intensité d'émissions et des industries exposées au commerce. Les fournisseurs principaux ont également exprimé des inquiétudes au sujet des répercussions du projet de règlement sur les consommateurs en ce qui a trait à la hausse du prix des combustibles pour le transport et le chauffage.