

Règlement sur les combustibles propres

Document de discussion
pour appuyer le projet
de modifications ciblées



N° de cat. : En4-787/2025F-PDF

ISBN : 978-0-660-79830

EC25058

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu de cette publication, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite de l'administrateur du droit d'auteur d'Environnement et Changement climatique Canada. Si vous souhaitez obtenir du gouvernement du Canada les droits de reproduction du contenu à des fins commerciales, veuillez demander l'affranchissement du droit d'auteur de la Couronne en communiquant avec :

Environnement et Changement climatique Canada

Centre de renseignements à la population

Édifice Place Vincent Massey

351 boul. Saint-Joseph

Gatineau (Québec) K1A 0H3

Ligne sans frais : 1-800-668-6767

Courriel : enviroinfo@ec.gc.ca

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représenté par
la ministre de l'Environnement et du Changement climatique, 2025

Also available in English

RÈGLEMENT SUR LES COMBUSTIBLES PROPRES

Document de discussion pour appuyer le projet de modifications ciblées

OBJET

Le 5 septembre 2025, le gouvernement du Canada a annoncé son intention de modifier de manière ciblée le *Règlement sur les combustibles propres* afin de renforcer la résilience et de stimuler le développement du secteur canadien des combustibles à faible teneur en carbone, tout en maintenant l'objectif principal du Règlement qui est de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et d'assurer une transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) publie le présent document de discussion afin de recueillir les avis et les informations relatifs aux modifications ciblées. La période pour soumettre les commentaires se termine le **15 janvier 2026**. Les renseignements sur la manière de soumettre les commentaires se trouvent à la fin du présent document.

CONTEXTE

Le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) exige que les producteurs et importateurs d'essence et de diesel (c'est-à-dire les fournisseurs principaux) réduisent l'intensité en carbone le long du cycle de vie de l'essence et du diesel qu'ils produisent ou importent pour utilisation au Canada, réduisant ainsi les émissions de GES. L'approche de cycle de vie tient compte des GES émis au cours des différentes étapes du processus de production du combustible, de l'extraction ou de la culture de la charge d'alimentation à la combustion du combustible. Les exigences de réduction pour les fournisseurs principaux sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2023.

En réduisant les émissions de GES, en accélérant l'utilisation des technologies et des combustibles propres tout en soutenant la création d'emplois durables dans une économie diversifiée, le RCP constitue un élément important de la stratégie de compétitivité climatique du Canada. Il représente la principale mesure au niveau fédéral qui crée une demande pour les combustibles propres sur le marché canadien et est complémentaire aux diverses politiques et réglementations en matière de combustibles propres au niveau des provinces et des territoires.

Le règlement établit un marché d'unités de conformité dans lequel une unité de conformité représente une réduction d'émission d'une tonne d'équivalent CO₂, selon l'approche du cycle de vie. Les parties réglementées peuvent répondre à leurs exigences en créant des unités de conformité par eux-mêmes ou en achetant sur le marché d'unités de conformité du RCP. Les unités de conformité peuvent être créées de trois manières :

- catégorie de conformité 1 : entreprendre des projets qui réduisent l'intensité en carbone des combustibles fossiles liquides tout au long de leur cycle de vie (p. ex. le captage et le stockage du carbone, l'électricité renouvelable, le cotraitement);
- catégorie de conformité 2 : fournir des combustibles à faible intensité en carbone (p. ex. de l'éthanol, du biodiesel);
- catégorie de conformité 3 : fournir des combustibles ou de l'énergie à des véhicules à technologie de pointe (p. ex. de l'électricité ou de l'hydrogène).

À ce jour, la majorité des unités de conformité créées dans le cadre du RCP proviennent de la fourniture de combustibles à faible intensité en carbone¹. Bien qu'une part importante de ces unités de conformité provienne de combustibles produits au Canada, le Canada ne produit actuellement pas suffisamment de combustibles à faible intensité en carbone pour répondre à la demande domestique totale. Ainsi, une grande partie des unités de conformité créées par la fourniture de combustibles à faible intensité en carbone l'a été par la fourniture de combustibles importés, principalement des États-Unis (voir l'annexe 1)².

Le nombre d'installations de production de combustibles liquides à faible intensité en carbone au Canada est relativement restreint : 12 installations de production d'éthanol, 6 installations de production de biodiesel et 3 installations de production de diesel renouvelable, dont une dédiée principalement à l'exportation (voir l'annexe 2 pour plus d'informations sur le secteur). Six raffineries ont indiqué leur intérêt de cotraiter des charges d'alimentation à faible intensité en carbone avec du pétrole brut d'ici 2030, certaines d'entre elles créant déjà des unités de conformité dans le cadre du RCP. Actuellement, 48 installations canadiennes de production de biogaz, de gaz naturel renouvelable, d'hydrogène et de propane renouvelable sont enregistrées en vertu du règlement. En 2024, les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux à faible intensité en carbone représentaient 1,3% des unités créées. Environ 41% à 66% des combustibles liquides à faible intensité en carbone produits au Canada et ayant permis de créer des unités de conformité en vertu du RCP l'ont été à partir des charges d'alimentation produites au Canada. Concernant le canola, 90% du diesel à base de biomasse produit au Canada l'ont été avec du canola canadien. La demande d'éthanol et de diesel à base de biomasse a fortement augmenté ces dernières années et devrait continuer à croître d'ici 2030.

Les producteurs canadiens de biocarburants, ainsi que leurs chaînes d'approvisionnement, sont confrontés à des défis en matière de compétitivité et de commerce international, mettant à risque leurs opérations. Cela pourrait entraîner une diminution de l'offre de combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada, mettant à risque les futures réductions des émissions et accentuant la dépendance du Canada aux importations, notamment en provenance des États-Unis. Cela pourrait également ralentir la demande en produits agricoles canadiens tels que le canola.

Dans ce contexte, le 5 septembre 2025, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il va apporter des modifications ciblées au *Règlement sur les combustibles propres* afin de renforcer la résilience et de stimuler le développement du secteur canadien des combustibles à faible teneur en carbone, tout en maintenant l'objectif principal du Règlement, qui est de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et d'assurer une transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Ces modifications ciblées feront en sorte que le marché canadien puisse continuer à fournir d'importante quantité de combustibles à faible intensité en carbone, et ce, de manière fiable, faisant en sorte que le règlement puisse continuer à contribuer à réduire les émissions. En créant plus de demande pour les combustibles canadiens à faible intensité en carbone, les modifications ciblées permettront de soutenir le secteur agricole canadien tel que celui du canola qui fait partie des principales charges d'alimentation pour la production de ces combustibles.

¹ Environ 81% des unités de conformité créées de 2022 à 2024 dans le cadre du RCP proviennent de la fourniture de combustibles à faible intensité en carbone.

² En 2024, 73% des unités de conformité créées par la fourniture de combustibles à faible intensité en carbone l'ont été par la fourniture de combustibles importés.

Les modifications ciblées du règlement viendront compléter la mesure incitative pour la production de biocarburants qui a été récemment annoncée par le gouvernement du Canada, qui fournira plus de 372 millions de dollars sur deux ans afin de soutenir la stabilité et la résilience des producteurs nationaux de biodiesel et de diesel renouvelable. Le gouvernement travaillera également en étroite collaboration avec les provinces et les territoires afin d'étudier une approche plus globale pour développer le secteur canadien des combustibles à faible intensité en carbone et assurer sa compétitivité sur le long terme.

Certaines provinces ont également mis des mesures en place. En février 2025, le gouvernement de la Colombie-Britannique a modifié sa norme sur les combustibles à faible teneur en carbone (*Low Carbon Fuel Standard*), exigeant qu'un pourcentage minimal des combustibles renouvelables consommés dans la province soit produit au Canada (soit 8% de contenu en combustibles renouvelables produits au Canada dans le diesel, à partir du 1^{er} avril 2025, et 5% dans l'essence, à partir du 1^{er} janvier 2026). Le 7 août 2025, le gouvernement de l'Ontario a apporté des modifications réglementaires exigeant qu'au moins 75% du carburant renouvelable requis dans le carburant diesel et 64 % du carburant renouvelable requis dans l'essence soient produits au Canada. Quant à lui, le Québec est la seule province à offrir un crédit d'impôt à la production de combustibles à faible intensité en carbone. En 2024, le gouvernement du Québec a modifié ce crédit d'impôt afin de s'assurer que les installations de production de combustibles à faible intensité en carbone du Québec restent compétitives.

MODIFICATIONS AU RCP

Le présent document présente deux options réglementaires pour atteindre les objectifs mentionnés. Toutefois, ECCC est prêt à recueillir les commentaires sur d'autres options et considérations.

Approche réglementaire

Un minimum de contenu domestique

Actuellement, le règlement exige des fournisseurs principaux qu'un minimum de 5% du volume total de l'essence et de 2% du volume total du diesel qu'ils produisent ou qu'ils importent pour utilisation au Canada soient du combustible à faible intensité en carbone (article 6 et article 7 du règlement). Du fait de cette approche, les exigences volumétriques du règlement pourraient être modifiées pour qu'une exigence volumétrique minimale soit répondue avec un combustible à faible intensité en carbone produit au Canada. Ainsi, une exigence d'une quantité minimale de combustible à faible intensité en carbone produit au Canada pourrait être établie de la même manière que le règlement établit actuellement les exigences volumétriques. Cette approche exigerait des fournisseurs principaux qu'ils démontrent que des combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada représentent un certain pourcentage de leur volume réglementé d'essence et de diesel.

Cette approche d'un minimum de contenu domestique pourrait garantir un marché pour une importante partie de la production canadienne de combustibles à faible intensité en carbone, tout en permettant aux importations de répondre au reste de la demande. En créant plus de demande pour les combustibles canadiens à faible intensité en carbone, les modifications ciblées permettront de soutenir le secteur agricole canadien tel que celui du canola qui fait partie des principales charges d'alimentation pour la production de ces combustibles.

Les exigences minimales de contenu domestique seraient fixées à un niveau suffisamment élevé pour assurer un marché pour une partie importante de la production canadienne de combustibles à faible intensité en carbone. Toutefois, les exigences devraient prévoir une certaine flexibilité pour tenir compte des impondérables (p. ex. la fermeture d'installation de production de combustibles à faible intensité en carbone), des considérations régionales et de l'accès inégal aux combustibles à faible intensité en carbone à travers le Canada.

Les exigences de contenu domestique en Colombie-Britannique et en Ontario

Selon les exigences actuelles, environ 1 310 millions de litres d'éthanol et 603 millions de litres de diesel à base de biomasse consommés en Colombie-Britannique et en Ontario en 2030 devraient être produits au Canada afin de satisfaire à leurs exigences de contenu domestique. Les 1 310 millions de litres d'éthanol représentent environ 58% de la capacité de production canadienne d'éthanol et d'essence renouvelable à faible intensité en carbone cotraitée, environ 75% de la production canadienne d'éthanol en 2024 et 3,6% du volume réglementé d'essence prévu en 2030 dans le cadre du RCP. Les 603 millions de litres de diesel à base de biomasse représentent environ 18% de la capacité de production canadienne de biodiesel, de diesel renouvelable et de diesel renouvelable à faible intensité en carbone cotraité, environ 54% de la production canadienne de biodiesel et de diesel renouvelable en 2024 et 2,2% du volume réglementé de diesel prévu en 2030 dans le cadre du RCP.

Un multiplicateur d'unités de conformité

Le règlement pourrait également soutenir le secteur canadien du biocarburant en instaurant un multiplicateur d'unités de conformité pour les combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada. Cela veut dire plus d'unités de conformité créées pour les combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada que pour la même quantité de combustibles à faible intensité en carbone importés.

Un multiplicateur d'unités de conformité pourrait potentiellement générer plus de revenus pour les producteurs canadiens de combustibles à faible intensité en carbone déjà en opération. Sa conception pourrait être relativement simple étant donné qu'aucune nouvelle exigence ne serait imposée aux fournisseurs principaux. Toutefois, multiplier le nombre d'unités de conformité pour le même volume de combustible pourrait ne pas constituer une incitation financière suffisante pour soutenir le secteur des combustibles propres au Canada. Cette approche pourrait également exercer une pression à la baisse sur le prix des unités de conformité, réduisant ainsi l'incitation à investir dans les secteurs créateurs d'unités de conformité des autres catégories de conformité du règlement (p. ex. le captage et le stockage du carbone, la recharge des véhicules électriques). Les unités de conformité supplémentaires créées ne représenteraient pas non plus des réductions d'émissions additionnelles attribuables au règlement et pourraient ainsi réduire la demande en volume de combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada. En effet, les organismes réglementés (les fournisseurs principaux) seraient en mesure de satisfaire aux exigences de réduction avec un plus faible volume de combustibles à faible intensité en carbone.

Dans le cas d'un multiplicateur d'unités de conformité, ECCC pourrait considérer différents multiplicateurs pour différents types de combustibles en tenant compte d'un certain nombre de facteurs tels que :

- l'impact sur le marché des unités de conformité;
- les politiques en vigueur au Canada et dans d'autres juridictions ayant une incidence sur chaque type de combustible;
- les coûts de production de chaque type de combustible.

Multiplicateur d'unités de conformité – comparaison avec le crédit d'impôt à la production des États-Unis

Le crédit d'impôt à la production reçu par une installation type de production de diesel renouvelable produit à partir du soja aux États-Unis est estimé à environ 0,23 \$CA/litre. Dans un scénario où le prix de l'unité de conformité dans le cadre du RCP serait estimé à 300\$CA/tonne en 2030, où l'intensité en carbone de référence serait de 80,1gCO₂e/MJ et l'intensité en carbone moyenne du diesel renouvelable de 30 gCO₂e/MJ dans le cadre du RCP, un multiplicateur de 1,4 serait nécessaire pour fournir un incitatif équivalent au crédit d'impôt à la production reçu par les producteurs aux États-Unis.

Le crédit d'impôt à la production reçu par une installation type de production d'éthanol aux États-Unis est estimé à environ 0,05 \$CA/litre. Dans un scénario où le prix de l'unité de conformité dans le cadre du RCP serait estimé à 300\$CA/tonne en 2030, où l'intensité en carbone de référence serait de 80,1gCO₂e/MJ et l'intensité en carbone moyenne de l'éthanol de 38 gCO₂e/MJ dans le cadre du RCP, un multiplicateur de 1,14 serait nécessaire pour fournir un incitatif équivalent au crédit d'impôt à la production reçu par les producteurs aux États-Unis.

Les exemples ci-dessus décrivent deux combustibles à faible intensité en carbone. Le crédit d'impôt à la production des États-Unis est également offert à d'autres combustibles, tels que le biodiesel, le combustible à faible intensité en carbone utilisé dans l'aviation et le gaz naturel renouvelable. Un multiplicateur d'unité de conformité pour ces combustibles, lorsqu'ils sont produits au Canada, pourrait également créer un incitatif équivalent au crédit d'impôt reçu par les producteurs aux États-Unis.

Les principales questions concernant l'approche réglementaire à adopter

1. Quelle approche permettrait d'atteindre au mieux les objectifs des modifications :
 - un minimum de contenu domestique, un multiplicateur d'unités de conformité ou une autre approche?
 - Une combinaison de plusieurs approches devrait-elle être considérée?
2. Les modifications devraient-elles être temporaires ou être des mesures de long terme?
3. Dans le cas d'un minimum de contenu domestique, les exigences devraient-elles rester stables ou augmenter dans le temps?
4. Dans le cas d'un minimum de contenu domestique, quels pourcentages par rapport au volume réglementé de l'essence et par rapport au volume réglementé du diesel dans le cadre du RCP recommanderiez-vous?
5. Dans le cas d'un minimum de contenu domestique, quels seraient les circonstances particulières, les cas particuliers ou les exceptions qui devraient être pris en considération?
6. Dans le cas d'un multiplicateur d'unités de conformité, compte tenu des différents coûts et des défis liés à la production de chaque type de combustibles, devrait-on avoir un multiplicateur différent pour chaque type de combustible à faible intensité en carbone produit

au Canada? Dans l'affirmatif, quel niveau de multiplicateur recommanderiez-vous pour chaque type de combustible?

7. Dans le cas d'un multiplicateur d'unités de conformité, comment le concevoir afin d'éviter un marché d'unités de conformité trop excédentaire ou une forte pression à la baisse des prix des unités de conformité?
8. D'autres éléments, données ou informations devraient-ils être pris en considération?

Portée

Plusieurs types de combustibles à faible intensité en carbone sont produits au Canada et sont admissibles à la création d'unités de conformité dans le cadre du RCP.

Les unités de conformité créées à l'aide de combustibles liquides à faible intensité en carbone le sont principalement à l'aide de combustibles de la catégorie de conformité 2 (c.-à-d. ceux visés par les articles 94 à 97 du règlement). Les unités de conformité ont été créées à l'aide de l'éthanol, du biodiesel, du diesel renouvelable, du combustible à faible intensité en carbone utilisé dans l'aviation et de l'huile de pyrolyse. Dans la catégorie de conformité 1, concernant les combustibles à faible intensité en carbone, les unités de conformité peuvent être créées à l'aide du cotraitement de charges d'alimentation à faible intensité en carbone avec du pétrole brut dans une raffinerie, ce qui nécessite l'utilisation d'une méthode de quantification, une demande d'approbation du projet et la reconnaissance du projet de cotraitement. Bien que le nombre d'unités de conformité créées à l'aide de la production de combustibles cotraités ne représente qu'une petite partie du nombre total d'unités créées en 2024, le potentiel de croissance de la production de combustibles à faible intensité en carbone cotraités dans les raffineries pour les années à venir est élevé. Cela devrait, par ricochet, accroître la demande en charges d'alimentation pour la production de combustibles à faible intensité en carbone, telles que l'huile de canola.

Des unités de conformité peuvent être également créées à l'aide de la production ou l'importation de combustibles gazeux à faible intensité en carbone pour être utilisés au Canada (p. ex. du biogaz, du gaz naturel renouvelable, de l'hydrogène ou du propane renouvelable). Ces unités de conformité créées relatives à la catégorie des combustibles gazeux ne peuvent être utilisées que pour satisfaire jusqu'à 10% des exigences de réduction annuelles d'un fournisseur principal.

ECCC sollicite les commentaires concernant les combustibles qui devraient être visés par les modifications ciblées.

Les principales questions concernant la portée
9. Quels combustibles devraient être considérés?
10. Quels éléments devraient permettre de déterminer les combustibles à considérer?

Circonstances particulières et exemptions

En fonction de l'approche adoptée, il pourrait être pertinent de tenir compte des considérations régionales et des différentes situations de certains fournisseurs principaux comme ceux qui sont exclusivement des importateurs.

Par exemple, dans le cas d'une exigence d'un minimum de contenu domestique, les fournisseurs principaux dont le volume de leur stock d'essence et le volume de leur stock de diesel sont inférieurs à un seuil défini pourraient être exemptés de l'exigence. Une autre option consisterait à calculer l'exigence de contenu domestique en fonction du volume du stock du fournisseur principal³.

Selon l'approche adoptée, ECCC pourrait également considérer d'autres formes de flexibilité dans le cadre des modifications ciblées, par exemple, un mécanisme visant à atténuer les risques liés à l'approvisionnement en combustible dans le cas où l'approvisionnement de combustible à faible intensité en carbone produit au Canada serait insuffisant pour le marché canadien à cause des impondérables.

Les principales questions concernant les circonstances particulières et les exemptions
11. Dans le cas d'une exigence d'un minimum de contenu domestique ou d'autres exigences, l'exigence devrait-elle être la même pour tous les fournisseurs principaux? ○ Quels seraient les critères, les considérations ou les circonstances particulières qu'il faudrait tenir compte qui justifieraient l'établissement d'exigences différentes? 12. Les exigences devraient-elles être fixées uniquement au-delà d'un seuil de volume minimal (c.-à-d. que les exigences ne s'appliqueraient qu'aux fournisseurs principaux qui fournissent une quantité d'essence ou de diesel supérieur à un seuil)? ○ Dans l'affirmatif, quel seuil recommanderiez-vous? 13. Les exigences devraient-elles être progressives et/ou être en fonction du volume du stock des fournisseurs principaux (p. ex. un pourcentage d'exigence de contenu domestique plus faible pour un volume de stock plus petit, comparativement à un pourcentage plus élevé pour un volume de stock plus grand)? 14. Une clause ou un mécanisme particulier devrait-il être inclus dans les modifications afin de permettre plus de flexibilité dans le cas où l'approvisionnement en combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada est insuffisant pour satisfaire à l'exigence d'un minimum de contenu domestique? ○ Comment la clause ou le mécanisme devrait-il être conçu?

Maintenir l'accent sur la réduction des émissions et assurer une transition vers une économie à faibles émissions de carbone

L'objectif principal du règlement est la réduction des émissions de GES en diminuant l'intensité en carbone de l'essence et du diesel produits et importés pour être utilisés au Canada le long de leur cycle de vie et d'assurer une transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Les modifications ciblées ne dévieront pas de ces principaux objectifs. Pour ce faire :

- les modifications ciblées devront faire en sorte que le marché canadien puisse continuer à fournir d'importante quantité de combustibles à faible intensité en carbone de manière fiable, permettant de poursuivre une réduction significative des émissions;
- les unités de conformité créées à l'aide de tous les types de combustibles à faible intensité en carbone continueront de l'être avec des intensités en carbone calculées au moyen du Modèle

³ Le stock représente le volume total d'essence ou de diesel qui a été produit ou importé au Canada au cours d'une période de conformité, à l'exclusion des volumes admissibles aux exemptions visées à l'article 8 du règlement.

ACV des combustibles afin de récompenser les combustibles ayant les intensités en carbone les plus basses;

- les combustibles à faible intensité en carbone (ceux à base de biomasse) continueront d'être assujettis aux critères d'utilisation des terres et des critères de biodiversité du règlement.

INFORMATIONS DEMANDÉES

ECCC collecte des données et effectue des analyses afin de s'assurer que les modifications ciblées puissent soutenir le secteur canadien des combustibles à faible intensité en carbone tout en maintenant l'objectif principal du règlement de réduire les émissions en carbone. Pour cela, ECCC invite les intervenants ayant des informations ou des données pertinentes à les partager avec le ministère, telles que les données et les informations énumérées ci-dessous.

Informations complémentaires demandées

15. Pour les fournisseurs principaux, quelles seraient les contraintes quant à l'approvisionnement en combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada (p. ex. le transport, les contrats, les contraintes géographiques, les contraintes particulières concernant le mélange, etc.)
 - Selon vous, quels pourcentages du volume réglementé d'essence et du volume réglementé de diesel dans le cadre du RCP serait réalisable, et pourquoi?
16. Si l'approvisionnement physique en combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada s'avère difficile, y-a-t-il des contraintes quant à la procuration d'unités de conformité créées à l'aide de combustibles produits au Canada sur le marché des unités de conformité?
 - Dans l'affirmatif, quelles seraient ces contraintes?
17. Pour les producteurs de combustibles à faible intensité en carbone, quelles mesures seraient suffisantes pour vous permettre de continuer à produire ou rester compétitifs?
18. Considérant que cela peut varier selon l'approche adoptée, de combien de temps auriez-vous besoin après la publication des modifications dans la Partie II de la **Gazette du Canada** pour mettre en œuvre les changements requis par les modifications?
19. Y-a-t-il d'autres informations ou considérations auxquelles vous pensez et dont il faudrait tenir compte pour l'élaboration des modifications ciblées du règlement?

LES PROCHAINES ÉTAPES

Le gouvernement du Canada prévoit agir rapidement pour développer et apporter ces modifications.

Votre contribution est importante pour l'élaboration de ces modifications par ECCC. Veuillez transmettre vos commentaires écrits concernant les principales considérations mentionnées ci-dessus ainsi que vos questions d'ici **le 15 janvier 2026**.

Les commentaires peuvent être envoyés par courriel à :

Lisa Ryan, directrice par intérim, Division des combustibles à faible teneur en carbone
cfsncp@ec.gc.ca

S'appuyant sur les commentaires reçus à la suite de la publication du présent document et à la suite de consultations supplémentaires, ECCC publiera les modifications proposées dans la *Partie I de la Gazette*

du Canada. À ce stade-ci, seuls les commentaires relatifs aux modifications ciblées seront pris en considération.

Comme prochaine étape de son engagement visant à se pencher plus longuement sur les préoccupations soulevées au sujet des risques potentiels entourant la conformité des charges d'alimentation importées et utilisées dans le cadre du RCP, y compris l'huile de cuisson usée, le gouvernement évaluera les exigences en matière de vérification et de certification dans d'autres administrations, ainsi que les meilleures pratiques en matière de traçabilité, de suivi et de gestion des données tout au long des chaînes d'approvisionnement des charges d'alimentation. ECCC accueille favorablement toute rétroaction concernant d'autres mesures ou étapes relativement au traitement des charges d'alimentation importées, y compris l'huile de cuisson usée.

ANNEXE 1
VOLUME DES COMBUSTIBLES LIQUIDES À FAIBLE INTENSITÉ EN CARBONE DANS LE CADRE DU RCP

Tableau 1 : Volumes des combustibles liquides à faible intensité en carbone utilisés pour créer des unités de conformité, de 2022 à 2024

	2022 (du 21 juin au 31 décembre)		2023		2024	
Combustibles	Produits au Canada (M L)	Importés (M L)	Produits au Canada (M L)	Importés (M L)	Produits au Canada (M L)	Importés (M L)
Éthanol	883	1 055	1 669	2 350	1 648	2 592
DRH*	0	502	Confidentiel	1 244	164	1 299
Biodiesel	5	299	14	517		448
Autres combustibles liquides à faible intensité en carbone **						41
Biogaz et gaz naturel renouvelable ***	31 186****		94 333****		139 171	110 362

* Diesel renouvelable produit par hydrogénation.

** Comprennent les combustibles à faible intensité en carbone utilisés dans l'aviation ainsi que les combustibles auto-déclarés à faible intensité en carbone (p. ex. l'huile de pyrolyse).

*** Comprend le biogaz utilisé pour produire de l'électricité.

**** La production au Canada et l'importation ont été regroupées pour des raisons de confidentialité.

ANNEXE 2

APERÇU DU SECTEUR DES COMBUSTIBLES À FAIBLE INTENSITÉ EN CARBONE AU CANADA

La production canadienne de combustibles à faible intensité en carbone provient d'un nombre relativement restreint d'installations.

Tableau 2 : Installations canadiennes de production de combustibles à faible intensité en carbone

Type de combustibles	Nombre d'installations	Régions	Capacité de production (M L)	Production annuelle en 2024 (M L)
Éthanol	12	AB, SK, MB, ON, QC	1 869	1 756***
Biodiesel	6	CB, AB, ON, QC	650	1 119***
DRH*	3	CB, AB, NFL	2 380	
Diesel cotraité à faible intensité en carbone**	6	Confidentiel	238	Confidentiel
Essence cotraité à faible intensité en carbone**	4	Confidentiel	371	Confidentiel
Gaz naturel renouvelable****	43	AB, CB, ON, QC	558 244	-

* Diesel renouvelable produit par hydrogénation.

** Pour les combustibles cotraités à faible intensité en carbone, le nombre d'installations correspond au nombre de raffineries ayant manifesté leur intérêt pour le cotraitement d'ici 2030. Les capacités de production de diesel et d'essence cotraités à faible intensité en carbone représentent les estimations des volumes de combustibles cotraités à faible intensité en carbone que ces raffineries pourraient produire.

*** Statistique Canada, Tableau 25-10-0081-01

**** Association canadienne du gaz, Centre d'innovation. Installations en opération de 2025 et avant. La densité énergétique utilisée pour la conversion est de 38 MJ/m³.

Éthanol

L'éthanol représente le plus important volume de combustibles à faible intensité en carbone produits au Canada, avec une capacité de production totale de 1 869 millions de litres répartie sur 12 installations. Actuellement, le Canada ne produit pas suffisamment d'éthanol pour répondre à la demande domestique totale. En effet, 38% du volume d'éthanol utilisé pour créer des unités de conformité en 2024 ont été produits au Canada. Bien que la production d'éthanol au Canada soit restée stable ces dernières années, le secteur canadien de l'éthanol a indiqué qu'il pourrait commencer à éprouver des

problèmes de compétitivité à court terme. À la suite des changements aux politiques adoptés durant l'été 2025 aux États-Unis, l'éthanol produit aux États-Unis et exporté au Canada pourra désormais bénéficier d'incitations fiscales aux États-Unis, rendant plus difficiles pour les producteurs canadiens d'être compétitifs sur le marché canadien.

Biodiesel

Le Canada compte 6 installations de production de biodiesel dont la capacité totale de production serait suffisante pour répondre à la demande domestique. Toutefois, jusqu'en 2024, la majeure partie du biodiesel produit au Canada était exportée vers les États-Unis, ayant pu bénéficier du crédit d'impôt au mélange des États-Unis de 1 \$US par gallon (*Blender's Tax Credit*) destiné au biodiesel et au diesel renouvelable produit ou importé aux États-Unis mais qui est désormais annulé. Par conséquent, la majeure partie du biodiesel utilisé au Canada a été importée. En 2025, la loi sur la réduction de l'inflation (*Inflation Reduction Act*) a remplacé le crédit d'impôt au mélange par un crédit d'impôt à la production en vertu de l'article 45Z (Section 45Z Clean Fuel Production Credit) qui s'applique uniquement au biodiesel et diesel renouvelable produits aux États-Unis, que le combustible soit utilisé ou non aux États-Unis⁴. Ce crédit d'impôt à la production de l'*Inflation Reduction Act* a rendu pratiquement impossible aux producteurs canadiens d'être compétitifs autant sur le marché américain que canadien, ayant entraîné temporairement l'arrêt de la production de certaines installations.

Toutefois, les mesures récemment prises par les provinces commencent à porter fruit. Outre le crédit d'impôt à la production au Québec, les récentes modifications réglementaires en Colombie-Britannique et en Ontario ont permis à certaines installations de production de biodiesel de reprendre leur production. Au deuxième trimestre de 2025, quatre installations ont produit du biodiesel et ont créé des unités de conformité dans le cadre du RCP.

Diesel renouvelable

L'industrie du diesel renouvelable au Canada est toute récente. On compte 3 installations de production au Canada, dont une axée sur l'exportation et une autre n'ayant démarré sa production que durant l'été de 2025. Avant la mise en service de la première installation canadienne en 2023, la totalité du diesel renouvelable était importée.

Cotraitements dans les raffineries

Les charges d'alimentation à faible intensité en carbone telles que l'huile de canola peuvent être cotraitées avec le pétrole brut dans les raffineries existantes afin de produire des combustibles cotraités à faible intensité en carbone (p. ex. du diesel cotraité ou de l'essence cotraité à faible intensité en carbone). Des projets de cotraitement de quatre raffineries ont été approuvés pour créer des unités de conformité dans le cadre du RCP. Au total, 6 raffineries ont manifesté leur intérêt pour le cotraitement d'ici 2030.

Combustibles gazeux à faible intensité en carbone

Actuellement, 48 installations canadiennes de production de biogaz, de gaz naturel renouvelable, d'hydrogène et de propane renouvelable sont enregistrées en vertu du règlement. En 2024, les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux à faible intensité en carbone représentaient 1,3% des unités créées. Plusieurs des créateurs enregistrés utilisent actuellement des valeurs d'intensité en carbone par défaut, ne créant que peu ou pas d'unités de conformité. Le nombre d'unités de conformité devrait croître dans les années à venir à mesure que les valeurs d'intensité en carbone

⁴ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66045>

calculées au moyen du Modèle ACV des combustibles seront plus souvent utilisées pour créer des unités de conformité, et que de nouvelles installations seront mises en service.

La capacité de production de combustibles gazeux à faible intensité en carbone devrait croître rapidement au cours des prochaines années. Par exemple, l'Association canadienne du gaz prévoit que la capacité de production de gaz naturel renouvelable qui était de 9,3 PJ par année (244 737 millions de litres) en 2023 passera à 28,9 PJ par année (760 526 millions de litres) en 2026. Plusieurs projets de production d'hydrogène sont également en cours de développement⁵.

Charges d'alimentation

Environ 41% à 66% des combustibles liquides à faible intensité en carbone produits au Canada et ayant permis de créer des unités de conformité l'ont été en utilisant des charges d'alimentation produites au Canada, telles que du canola ou du maïs. Concernant le diesel renouvelable et le biodiesel produits au Canada, 90% ont été produits à partir du canola canadien.

Demande

La demande d'éthanol et de diesel à base de biomasse a fortement augmenté ces dernières années grâce aux politiques des provinces et des territoires, ainsi qu'au RCP. On s'attend à ce que cette demande continue de croître d'ici 2030 (voir le tableau 3).

La capacité de production canadienne d'éthanol et d'essence cotraité à faible intensité en carbone représente 37% de la demande d'éthanol attendue en 2030. Quant à la capacité de production canadienne de biodiesel, de diesel renouvelable et de diesel cotraité à faible intensité en carbone, elle représente 59% de la demande attendue de diesel à base de biomasse en 2030.

Tableau 3 : Prévion de la demande en combustibles liquides au Canada (millions de litres), de 2022 à 2030*

Type de combustible	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Essence	38 339	43 450	43 080	42 317	41 313	40 201	38 965	37 642	36 276
Éthanol	2 502	2 960	3 783	4 432	4 930	5 453	5 868	6 153	6 032
Diesel	31 953	31 631	30 200	29 426	28 905	28 399	28 262	27 966	27 938
Diesel à base de biomasse	928	938	2 302	3 205	4 008	4 651	4 978	5 400	5 549

* Provenant du cas de référence 2024 de ECCC. Densités énergétiques utilisées pour la conversion : 34 690 MJ/m³ pour l'essence; 23 419 MJ/m³ pour l'éthanol; 38 650 MJ/m³ pour le diesel; 35 183 MJ/m³ pour le diesel à base de biomasse.

⁵ [REC – Aperçu du marché : Mise à jour sur l'hydrogène – Le rôle d'une petite molécule dans la filière énergétique canadienne](#)