

Méthodologie du Modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles

Septembre 2026



Environnement et
Changement climatique Canada

Environment and
Climate Change Canada

Canada 

N° de cat. : En4-418/1-2026F-PDF
ISBN : 978-1-100-00459-4
EC26161.002

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, du Changement climatique et de la Nature, 2026

Also available in English

Préface

Le Modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles du gouvernement du Canada (le Modèle) est un outil qui permet aux utilisateurs de calculer l'intensité en carbone (IC) du cycle de vie des combustibles produits et utilisés au Canada. Le Modèle utilise une approche cycle de vie, qui tient compte des émissions de gaz à effet de serre (GES) associées aux multiples étapes de production du combustible, de la production des charges d'alimentation jusqu'à sa combustion.

Ce document décrit les hypothèses générales, les sources de données et les méthodes de calcul associées au développement du Modèle.

Tout au long du développement du Modèle, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a mené des activités approfondies d'assurance qualité et de contrôle qualité (AQ/CQ). Les activités d'AQ/CQ consistaient à un examen des méthodologies, des procédures de calcul, des données incluses et des sources documentaires utilisées pour générer une IC pour divers combustibles fossiles et combustibles à faible intensité en carbone (CFIC).

Depuis la première publication officielle du Modèle en 2022, ECCC a établi un processus formel de mise à jour du Modèle sur un cycle de deux ans. ECCC prépublie les mises à jour proposées au Modèle afin d'accroître la transparence et permettre aux intervenants de soumettre des commentaires avant leur intégration dans une version officielle. Les commentaires soumis en réponse aux prépublications sont considérés lors de l'élaboration des versions officielles.

Les activités de développement continu et de maintenance pour le Modèle sont priorisées selon la rétroaction du comité consultatif technique des intervenants (CCTI) les commentaires des intervenants et des autres ministères gouvernementaux ainsi que les enjeux identifiés par ECCC.

Table des Matières

Préface	i
Définitions	5
Acronymes	7
Chapitre 1 : Introduction et principes généraux.....	9
1.1 Présentation du Modèle d'ACV des combustibles.....	9
1.2 Objectif de la Méthodologie du Modèle d'ACV des combustibles	9
1.3 Normes connexes.....	10
1.4 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de gaz à effet de serre pour les filières de production des CFIC	10
Chapitre 2 : Définition de l'objectif et de la portée du Modèle d'ACV des combustibles	13
2.1 Objectif.....	13
2.2 Portée.....	13
2.3 Frontières du système.....	16
2.4 Acquisition et qualité des données.....	18
2.5 Incertitude relative aux données.....	19
2.6 Affectation des coproduits.....	20
2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et changement d'affectation des terres.....	22
2.8 Méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie	22
2.9 Limites du Modèle d'ACV des combustibles.....	24
Chapitre 3 : Bibliothèque de données du Modèle d'ACV des combustibles	25
3.1 Intrants chimiques	25
3.2 Facteurs d'émissions de combustion.....	38
3.3 Électricité	41
3.4 Autres sources d'énergie	55
3.5 Charges d'alimentation	56
3.6 Combustibles fossiles.....	74
3.7 Combustibles renouvelables.....	85
3.8 Transport.....	90
Chapitre 4 : Filières de combustible	101
4.1 Structure des filières de combustible	101
4.2 Processus modifiables.....	103
Annexe A : Paramètres supplémentaires pour des conversions d'unités	109
Références	118

Liste des figures

Figure 1: Les quatre phases d’une étude d’ACV adaptées de la norme ISO 14040.....	11
Figure 2: Schéma du développement de la Bibliothèque de données du Modèle	14
Figure 3 : Les cinq étapes du cycle de vie d’un CFIC dans le Modèle	16
Figure 4 : Vue d’ensemble de la production d’hydrogène par VFM.....	35
Figure 5: Vue d’ensemble de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales	57
Figure 6 : Charges d’alimentation de cultures agricoles dans le Modèle	58
Figure 7 : Vue d’ensemble des processus de cultures agricoles.....	60
Figure 8 : Les UR au Canada (Ressources Naturelles Canada, 2025)	62
Figure 9 : Vue d’ensemble du processus des résidus de culture	69
Figure 10 : Les charges d’alimentation de fibres ligneuses dans le Modèle.....	70
Figure 11 : Aperçu du procédé de récolte et de production des charges d’alimentation à partir des fibres ligneuses	71
Figure 12 : Étapes du cycle de vie pour le gaz naturel et le propane dans le Modèle	76
Figure 13 : Les étapes du cycle de vie du gaz naturel comprimé.....	80
Figure 14 : Les étapes du cycle de vie du gaz naturel liquéfié	81
Figure 15 : Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides incluses dans le Modèle	83
Figure 16 : Les étapes du cycle de vie des combustibles renouvelables issus de fibres ligneuses incluses dans le Modèle.....	86
Figure 17 : Vue d’ensemble de la combustion des granules de résidus agricoles.....	88
Figure 18 : Les modes de transport et de distribution dans le Modèle.....	90
Figure 19 : Haut: les cinq principales étapes du cycle de vie. Bas : la structure générale des filières de production dans la Base de données du Modèle	101
Figure 20 : Haut : Les six étapes du cycle de vie des CASEV. Bas : structure d’une filière de production dédiée aux CASEV dans la base de données du Modèle	102
Figure 21 : Vue d’ensemble de la production d’huile de maïs au Canada et aux États-Unis	104
Figure 22 : Principales étapes de traitement intervenant dans l’extraction d’huile végétale à partir de graines oléagineuses.....	106

Liste des tableaux

Tableau 1 : Sélection des facteurs de caractérisation servant au calcul des IC en utilisant le PRP100 du AR5 et du AR6 du GIEC.....	23
Tableau 2: Liste des processus chimiques disponibles dans le Modèle	25
Tableau 3 : Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs, par région.....	44
Tableau 4 : Processus utilisés dans la modélisation par type de source de production d'électricité	49
Tableau 5 : Portée géographique pour l'orge, le maïs, les pois des champs, le seigle, le triticales et le blé (dur et non dur) inclus dans le Modèle.....	61
Tableau 6 : Paramètres et sources de données dans geoFootprint	65
Tableau 7 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le Modèle pour les combustibles renouvelables brûlés.....	86
Tableau 8 : Teneur en eau et PCS (MJ/kg) des combustibles renouvelables solides	87
Tableau 9 : Portée géographique des graines oléagineuses de caméline, de canola et de soja utilisées pour modéliser les processus modifiables d'huile provenant de graines oléagineuses	106
Tableau 10 : Valeurs de conversion de charges d'alimentation supplémentaires	109
Tableau 11 : Paramètres supplémentaires pour des CFIC. Pour des CFIC gazeux, la PCS et la densité sont fournis à un volume à conditions standards.....	111
Tableau 12 : Paramètres supplémentaires pour les coproduits de CFIC.....	113
Tableau 13 : Paramètres supplémentaires d'intrants de matière	114
Tableau 14 : Paramètres supplémentaires pour les autres combustibles.....	115

Définitions

Affectation: imputation des flux entrant ou sortant d'un processus ou d'un système de produits entre le système de produits étudié et un ou plusieurs autres systèmes de produits (ISO 14040).

Analyse de Monte-Carlo : technique utilisée en simulation numérique qui sert à générer à répétition des résultats probabilistes pour un modèle et qui, pour chaque simulation, fournit une valeur choisie au hasard pour chaque variable selon la distribution de chacun des paramètres d'entrée.

Analyse du cycle de vie (ACV) : compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produits au cours de son cycle de vie (ISO 14040).

Biocombustible : tout combustible liquide, gazeux ou solide produit à partir de la biomasse.

Biogaz : mélange gazeux récupéré de la décomposition anaérobique de biomasse et composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone, et qui contient d'autres composants qui le rendent impropre, selon les normes, à l'injection dans le plus proche pipeline de gaz naturel.

Biomasse : comprend la partie biodégradable des produits issus de l'agriculture, de la sylviculture, de l'élevage, des déchets et des industries connexes. Il s'agit par exemple de résidus et de déchets ligneux, de plantes et de cultures, de coproduits alimentaires et de la partie biodégradable des déchets municipaux.

Combustibles à faible intensité en carbone (CFIC) : combustibles, autres que les combustibles fossiles, qui ont une intensité en carbone inférieure aux combustibles fossiles. Cette définition inclut l'hydrogène.

Charge d'alimentation : ressource qui est extraite, cultivée, collectée, récoltée et/ou transformée et livrée à l'usine de conversion à partir de laquelle un combustible est produit.

Cycle de vie : étapes consécutives et interdépendantes d'un système de produit, par exemple de l'acquisition des charges d'alimentation jusqu'à la combustion du combustible à faible intensité en carbone.

Écosphère : comprend l'ensemble de l'environnement naturel. Par exemple, l'air, l'eau et les ressources naturelles.

Étape du cycle de vie : ensemble de processus élémentaires reliés par un réseau de flux qui modélisent une étape principale du cycle de vie d'un combustible. Dans le Modèle, il y a 5 étapes du cycle de vie : la production de la charge d'alimentation, le transport de la charge d'alimentation, la production de combustible, la distribution de combustible et la combustion de combustible.

Équivalent dioxyde de carbone (CO₂e) : quantité de dioxyde de carbone qui serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement équivalent sur une période donnée.

Évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI) : phase de l'ACV destinée à comprendre et à évaluer l'ampleur et l'importance des impacts potentiels d'un système de produit sur l'environnement au cours de son cycle de vie (ISO 14040).

Facteur de caractérisation : facteur établi à partir d'un modèle de caractérisation qui est utilisé pour convertir les résultats de l'inventaire du cycle de vie en unité commune d'indicateur de catégorie (ISO 14040). Également nommé facteur d'impact.

Filière de production de combustible : ensemble de processus élémentaires, de paramètres de modélisation et de données de base incluses dans le Modèle qui permet de déterminer l'IC d'un combustible à partir d'une charge d'alimentation particulière.

Flux : Matière ou énergie qui entre ou qui sort d'un processus.

Flux élémentaire : flux qui est échangé avec l'environnement. Par exemple, les gaz à effet de serre.

Flux intermédiaire : flux qui est échangé au sein de la technosphère, c'est-à-dire contrôlé par l'humain. Dans le contexte du Modèle, n'importe quel flux qui n'est pas un flux élémentaire.

Intensité en carbone (IC) : ratio qui correspond à la quantité de CO₂e rejetée pendant les activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible — y compris les émissions liées à l'extraction ou à la culture de la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible, au traitement, au raffinage ou à la valorisation de cette charge d'alimentation pour produire le combustible, au transport et à la distribution de cette charge d'alimentation, des produits intermédiaires ou du combustible, ainsi qu'à la combustion du combustible — par rapport à l'énergie produite lors de sa combustion, exprimée en mégajoule.

Inventaire du cycle de vie (ICV) : phase de l'ACV portant sur la compilation et la quantification des intrants et des extrants d'un produit durant son cycle de vie (ISO 14040).

Processus agrégé : processus comportant l'ICV d'un groupe de processus élémentaires.

Processus élémentaire : plus petite partie pour laquelle les données d'entrée et de sortie sont quantifiées (ISO 14040).

Technosphère : comprend tous les développements anthropiques. Une fois que les matériaux de l'écosphère sont extraits et contrôlés par l'humain, ils font partie de la technosphère.

Unité fonctionnelle : performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une analyse du cycle de vie (ISO 14040).

Acronymes

ACV	Analyse du cycle de vie
ACVI	Évaluation de l'impact du cycle de vie
AR5	5 ^e rapport d'évaluation du GIEC
AR6	6 ^e rapport d'évaluation du GIEC
CAFE3	<i>Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité</i>
CFIC	Combustible à faible intensité en carbone
CIRAIG	Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services
COS	Carbone organique du sol
CSC	Captage et stockage du carbone
DDS	Drêches de distillerie sèches
DDSS	Drêches de distillerie avec solubles sèches
DHD	Drêches humides de distillerie
DHDS	Drêches humides de distillerie avec solubles
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
GREET	Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies
HCU	Huile de cuisson usée
IC	Intensité en carbone
ICV	Inventaire du cycle de vie
IEA	International Energy Agency
IQD	Indicateurs de qualité des données
LGN	Liquides de gaz naturel
NETL	National Energy Technology Laboratory
OAIEM	Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines
ONE	Office national de l'énergie
OPGEE	Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PNUE	Programme des nations unies pour l'environnement
PRELIM	Petroleum Refinery Life-Cycle Inventory Model
R&D	Research & Development Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in
GREET	Technologies
RdM	Reste du monde
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
RIN	Rapport d'inventaire national

TRCCD	Table ronde canadienne sur les cultures durables
UR	Unité de rapprochement
VFM	Vaporeformage du méthane

Chapitre 1 : Introduction et principes généraux

1.1 Présentation du Modèle d'ACV des combustibles

Le gouvernement du Canada a développé le Modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles (le Modèle) pour calculer l'intensité en carbone (IC) du cycle de vie des combustibles produits ou utilisés au Canada. Le Modèle contribue à soutenir la mise en œuvre de règlements et de programmes dans le cadre des mesures prises par le Canada pour lutter contre les changements climatiques. Par exemple, le [Règlement sur les combustibles propres](#) utilise le Modèle pour déterminer l'IC des combustibles, des apports matériels et sources d'énergie pour créer des crédits. Le Modèle est robuste, transparent, bilingue et basé sur le contexte canadien. Les utilisateurs du Modèle comprennent l'industrie, le milieu académique, les praticiens d'ACV, les organisations gouvernementales et non-gouvernementales, les organisations autochtones et d'autres organisations ayant un intérêt dans le secteur de l'énergie.

Le Modèle comprend les 3 éléments suivants:

- Base de données du Modèle d'ACV des combustibles : Contient une bibliothèque de jeux de données d'IC et des filières de production de combustibles élaborées afin de modéliser l'IC d'un combustible ou d'une source d'énergie en particulier
- Méthodologie du Modèle d'ACV des combustibles (le présent document) : Décrit la méthodologie, les sources de données et les hypothèses utilisées afin d'élaborer le Modèle. Le document fournit les justifications sous-jacentes à l'approche méthodologique
- Manuel d'utilisation du Modèle d'ACV des combustibles : Fournit des renseignements relatifs aux définitions générales et aux concepts reliés à l'ACV en rapport avec le Modèle. Fournit également des conseils techniques par rapport aux manipulations de base qu'il est nécessaire d'effectuer afin de calculer des valeurs d'IC dans le logiciel openLCA

1.2 Objectif de la Méthodologie du Modèle d'ACV des combustibles

L'objectif de ce document est d'expliquer la méthodologie utilisée pour développer le Modèle. Il décrit les hypothèses générales, les sources de données et les méthodes de calcul utilisées dans le développement du Modèle. Il décrit également certains concepts généraux propres au domaine de l'ACV qui ont été utilisés pour développer la base de données.

Le document est divisé selon les chapitres suivants :

- Chapitre 1 : Introduction et principes généraux : Présente le Modèle et certains concepts généraux utilisés dans le reste du document
- Chapitre 2 : Définition de l'objectif et de la portée du Modèle d'ACV des combustibles : Fournit la définition des objectifs et de la portée du Modèle, de même que les hypothèses et les choix de modélisation utilisés pour le développement de la Base de données du Modèle
- Chapitre 3 : Bibliothèque de données du Modèle d'ACV des combustibles : Décrit l'approche de modélisation, les hypothèses de modélisation et les sources de données pour chaque catégorie de processus agrégés inclus dans la Bibliothèque de données du Modèle
- Chapitre 4 : Filières de combustible : Décrit la structure des filières de production de combustible et l'approche de modélisation de processus modifiables inclus dans la Base de données

Ce document est mis à jour à chaque publication officielle du Modèle, prévue à tous les 2 ans.

Pour obtenir des instructions sur la procédure pour configurer et utiliser la Base de données du Modèle, veuillez consulter le Manuel d'utilisation du Modèle.

1.3 Normes connexes

Le Modèle a été conçu pour s'aligner sur les normes suivantes :

- ISO 14040 - Management environnemental - Analyse du cycle de vie - Principes et cadre : Cette norme décrit la terminologie associée à l'ACV et la structure à suivre lors de la réalisation d'une ACV
- ISO 14044 - Gestion de l'environnement - Analyse du cycle de vie - Exigences et lignes directrices : Cette norme décrit les exigences et les lignes directrices à suivre lors de la réalisation d'une ACV et est utilisée en parallèle avec la norme ISO 14040

1.4 Principes généraux et fondamentaux des évaluations de gaz à effet de serre pour les filières de production des CFIC

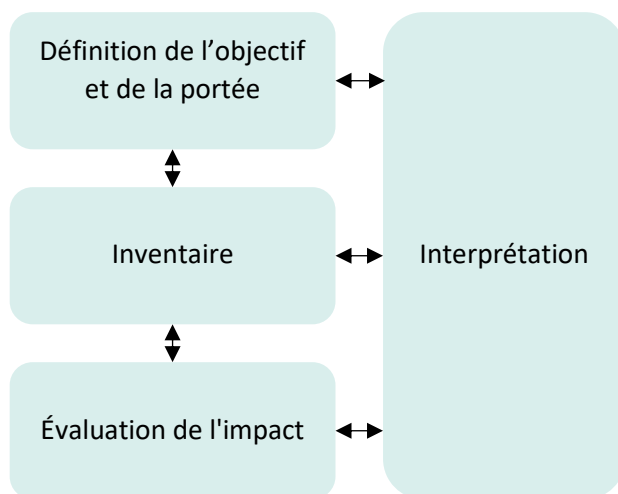
1.4.1 Description du concept général de l'ACV

Les études d'ACV sont réalisées de manière structurée avec certains principes guidant leur élaboration. La norme ISO 14040 décrit les quatre phases suivantes pour réaliser une étude d'ACV :

- Définition de l'objectif et de la portée: définit l'étendue de l'étude d'ACV en fonction de l'objectif de l'ACV en question
- Analyse de l'inventaire: répertorie et quantifie toutes les émissions et extractions vers et depuis l'environnement impliquées dans le cycle de vie du système étudié (par exemple, la masse totale de méthane émise durant le cycle de vie, exprimée en kilogrammes de méthane)
- Évaluation de l'impact: convertit l'inventaire en indicateurs (par exemple, l'empreinte carbone en kilogrammes d'équivalent CO₂).
- Interprétation: résume et discute les résultats pour tirer des conclusions, formuler des recommandations et prendre des décisions conforme à la définition de l'objectif et de la portée.

La Figure 1 présente les quatre phases d'une étude d'ACV. Les flèches illustrent les liens entre ces phases afin de démontrer que l'ACV est un procédé itératif où les résultats d'une phase peuvent affecter le résultat des phases précédentes et subséquentes. La combinaison des quatre phases du processus d'ACV permet d'obtenir une image plus complète lors de l'évaluation des impacts environnementaux d'un procédé donné.

Figure 1: Les quatre phases d'une étude d'ACV adaptées de la norme ISO 14040



1.4.2 Principes et pertinence

Comme le Modèle a été conçu pour s'aligner avec la norme ISO 14040, il repose sur plusieurs des mêmes principes. Certains des principes pertinents au Modèle sont décrits ci-dessous.

Perspective du cycle de vie

Le Modèle et le calcul des IC des CFIC sont basés sur une approche fondée sur le cycle de vie. Cette approche considère les activités à partir de l'extraction et l'acquisition des matières premières jusqu'à leur utilisation et leur combustion finale. Celle-ci permet de prendre en compte les impacts environnementaux d'un système de produit complet et de déterminer où se situent les charges environnementales afin de les traiter ou de les éviter.

Accent sur les gaz à effet de serre

Le Modèle se concentre actuellement sur les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le Modèle ne tient pas compte des facteurs économiques et sociaux lors de la détermination des IC des CFIC.

Transparence

La transparence est une exigence importante de l'ACV en raison de sa nature complexe. Afin d'assurer la transparence, le Modèle inclut une description de la méthodologie, une liste de la documentation utilisée et des procédures de calcul au niveau des processus élémentaires (veuillez consulter la section 1.4.3 pour la définition d'un processus élémentaire). La documentation des jeux de données est conforme aux Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases (PNUE, 2011).

1.4.3 Concepts de modélisation en ACV et définitions

Le Modèle s'appuie sur une série de concepts utilisés en ACV pour organiser l'information. Les concepts suivants sont mentionnés dans la documentation du Modèle :

- Processus élémentaire : La plus petite activité divisible d'un cycle de vie
 - Elle transforme des quantités d'intrants en quantités d'extrants
 - Elle peut utiliser des paramètres de modélisation et des données d'arrière-plan

- Flux : Une quantité de matière ou d'énergie entrant (intrant) ou sortant (extrant) d'un processus élémentaire
 - « Flux élémentaires » fait référence aux échanges entre un processus élémentaire et l'environnement (par exemple, des extractions et des émissions)
 - Tandis que « flux intermédiaires » fait référence aux échanges entre processus élémentaires (par exemple, l'électricité)
- Étape du cycle de vie : La partie spécifique d'un cycle de vie (par exemple, la production de la charge d'alimentation)
 - Les étapes du cycle de vie sont modélisées par un ensemble de processus élémentaires
- Filière de combustible : Un ensemble de processus élémentaires, de paramètres de modélisation et de données d'arrière-plan représentant le cycle de vie d'un combustible à partir d'une charge d'alimentation donnée
 - Dans le vocabulaire général de l'ACV, une filière de combustible est appelée un système de produit
- Paramètre global : Terme utilisé dans openLCA pour désigner une quantité variable d'entrée ou de sortie
 - Il peut s'agir d'une règle de calcul, d'une formule ou d'une valeur fixe
 - L'utilisateur peut modifier le paramètre global dans un processus élémentaire dans certaines circonstances
- Processus agrégé : Processus qui contient l'ICV d'un groupe de processus élémentaires

Le chapitre 6 du Manuel d'utilisation du Modèle d'ACV des combustibles fournit des informations détaillées sur les concepts de l'ACV et leurs définitions. Le document définit également les concepts qui font partie du chapitre 2 de la Méthodologie du Modèle d'ACV des combustibles, tels que l'unité fonctionnelle, les règles d'affectation et la méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI).

Chapitre 2 : Définition de l'objectif et de la portée du Modèle d'ACV des combustibles

Ce chapitre présente l'objectif et la portée du Modèle, ainsi que la méthodologie qui est commune à tous les processus inclus dans la base de données. Ceci inclut les méthodes de collecte des données, les indicateurs de qualité des données, les méthodes d'ICV et les limites de la méthodologie de l'ACV.

2.1 Objectif

L'objectif du Modèle est de permettre le calcul de l'IC des combustibles et des sources d'énergie utilisés et produits au Canada. Le Modèle fournit aux utilisateurs trois composantes pour calculer les IC : la Base de données du Modèle d'ACV des combustibles, la Méthodologie du Modèle d'ACV des combustibles et le Manuel d'utilisation du Modèle d'ACV des combustibles.

La Base de données du Modèle est composée d'une bibliothèque de données de processus agrégés avec des valeurs de base d'IC pour les filières de combustibles ainsi que pour les processus élémentaires modifiables (processus modifiables). Bien que les processus de la Bibliothèque de données ont été développés pour modéliser le cycle de vie de combustibles produits au Canada, le Modèle contient également des processus qui modélisent des activités qui ont lieu à l'extérieur du Canada et qui sont pertinents au contexte canadien. Les filières de combustibles sont des processus élémentaires vides qui permettent aux utilisateurs de modéliser le cycle de vie de systèmes spécifiques dans le contexte canadien, et les processus modifiables sont des processus élémentaires partiellement complétés qui supportent les filières de combustible.

Le Modèle a été développé en conformité avec les exigences des normes ISO 14040 et ISO 14044. Tel qu'indiqué par la norme ISO 14040, les résultats de l'IC calculés par le Modèle sont basés sur une approche relative, ce qui signifie qu'ils représentent des émissions GES potentielles et non des émissions GES actuelles. Par conséquent, les résultats du Modèle ne doivent pas être utilisés pour faire des affirmations comparatives directes concernant des IC ou des impacts environnementaux en dehors de la portée d'un programme particulier ou sans respecter les exigences des normes ISO 14040 et ISO 14044. Les programmes qui permettent ou exigent l'utilisation du Modèle pourraient avoir de la documentation spécifique à propos de comment utiliser le Modèle en vertu du programme.

2.2 Portée

2.2.1 Unité fonctionnelle

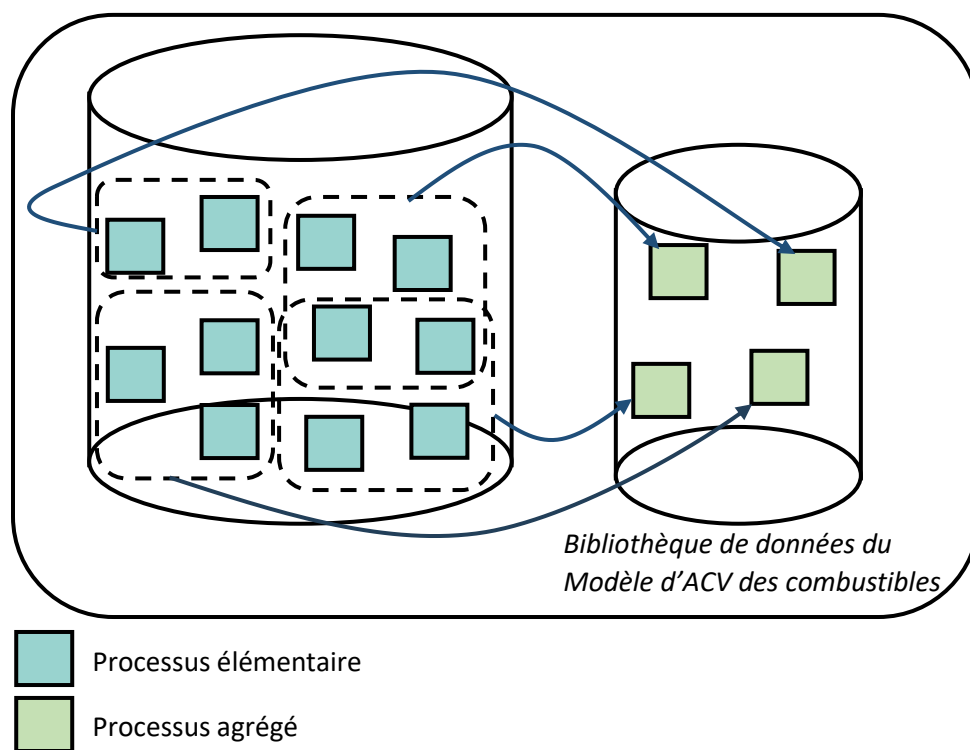
Une unité fonctionnelle est définie comme la performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une ACV. Cela facilite la détermination des flux de référence pour les systèmes étudiés. Il y a 2 unités fonctionnelles pour les filières de combustible dans le Modèle. La première est de 1 MJ de contenu énergétique basé sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) livré à l'utilisateur final pour son contenu énergétique. L'unité fonctionnelle de 1 MJ du combustible final exclut le contenu énergétique des dénaturants d'origine fossile qui sont ajoutés aux combustibles. La seconde est de 1 kg de combustible pur chez le producteur et n'est utilisée que pour la filière de l'hydrogène – sur une base massique.

Les IC sont exprimées en grammes d'équivalents de dioxyde de carbone (g CO₂e) par unité fonctionnelle produite. Pour l'unité fonctionnelle sur une base énergétique, la Bibliothèque de données comprend les facteurs d'émission de combustion du CFIC à utiliser dans les filières de combustibles qui ne tiennent pas compte de l'efficacité du dispositif de combustion ; un seul facteur d'émission de combustion par combustible est appliqué pour calculer l'IC. Cependant, la Bibliothèque de données comprend certains facteurs d'émission de combustibles fossiles sans émissions en amont (pas en fonction du cycle de vie).

2.2.2 Bibliothèque de données des processus agrégés

La Base de données du Modèle comprend une bibliothèque de données qui contient plusieurs centaines de processus agrégés qui peuvent être utilisés lors de la modélisation des IC. Ces processus agrégés ont été produits à partir de l'inventaire du cycle de vie (ICV) des multiples processus élémentaires qui ont été créés dans le cadre du développement du Modèle. Les processus agrégés permettent l'agrégation et la simplification de multiples processus élémentaires et augmentent l'accessibilité du Modèle. Une représentation du développement de la Bibliothèque de données est montrée à la Figure 2.

Figure 2: Schéma du développement de la Bibliothèque de données du Modèle



2.2.3 Filières de combustible et processus modifiables

Le Modèle contient des processus élémentaires qui sont structurés pour modéliser diverses filières de CFIC. Ces filières permettent aux utilisateurs d'entrer des données et, à l'aide des processus agrégés de la Bibliothèque de données, de générer une IC adaptée à leurs besoins de modélisation.

Le Modèle contient également des processus modifiables qui modélisent certaines activités. Ces processus élémentaires sont modélisés partiellement et permettent à l'utilisateur de remplacer certain flux avec d'autres flux représentant sa situation.

2.2.4 Portée géographique

Le Modèle a été élaboré pour modéliser le contexte canadien. Ainsi, la plupart des processus inclus dans le Modèle utilisent des données canadiennes, lorsqu'elles sont disponibles, et ont été élaborées de manière à pouvoir être utilisés comme variable de substitution pour n'importe quel endroit au Canada, sauf indication contraire. Par exemple, la production de gaz naturel a été modélisée en utilisant des données canadiennes alors que celle du sorgho a été modélisée en utilisant des données des États-Unis mais les deux processus peuvent être utilisés peu importe l'emplacement géographique.

Les processus agrégés qui sont applicables au-delà du contexte canadien sont identifiés comme tels dans la Bibliothèque de données et sont énumérés ci-dessous, ainsi que la section qui contient leur documentation :

- Intrants chimiques: section 3.1
- Facteurs d'émission de combustion: section 3.2
- Technologies de production d'électricité: section 3.3.4
- Autres sources d'énergie: section 3.4
- Cultures agricoles : section 3.5.2
- Résidus de cultures agricoles: section 3.5.3
- Autres déchets: section 3.5.4
- Combustibles fossiles: section 3.6
- Combustibles renouvelables: section 3.7
- Transport: section 3.8

Le Modèle contient également certains processus internationaux liés aux charges d'alimentation et à l'électricité afin de mieux représenter le système de production de combustible complexe au Canada. Les choix de modélisations et la documentation de données pour chaque type de processus international sont indiqués dans les sections particulières du présent document. Les processus internationaux inclus dans la Bibliothèque de données sont présentés ci-dessous :

Charge d'alimentation

- Canne à sucre pour le Brésil: section 3.5.2

Réseau électrique

- États-Unis: section 3.3.2
- Pays autres que le Canada et les États-Unis: section 3.3.2

2.2.5 Portée temporelle

Les systèmes et les processus configurables sont élaborés ou mis à jour à l'aide des données les plus récentes disponibles au moment de leur élaboration. Les systèmes de modélisation des processus qui évoluent rapidement sont mis à jour plus fréquemment pour s'assurer qu'ils reflètent fidèlement les

conditions actuelles. La production d'électricité et de gaz naturel en sont des exemples. En général, les données sont recueillies pour une période d'un an, mais il y a quelques exceptions, comme la modélisation des cultures, qui est basée sur une moyenne de cinq ans afin de minimiser l'impact de la variabilité annuelle inhérente aux systèmes agricoles. Le chapitre 3 fournit de plus amples renseignements sur la portée de la collecte de données pour chaque processus.

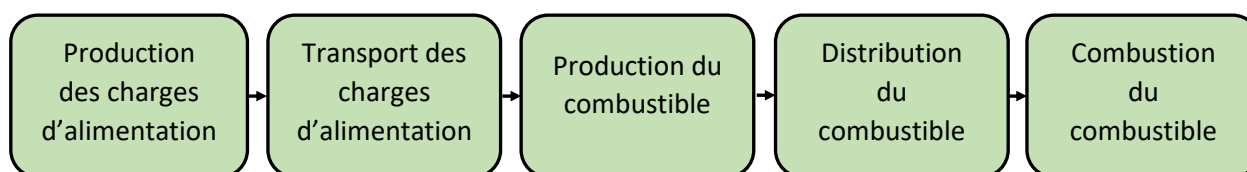
Afin de rester cohérent avec l'horizon temporel des potentiels de réchauffement planétaire (PRP) inclus dans le Modèle (veuillez consulter la section 2.8), seules les émissions ou l'absorption se produisant sur une période de 100 ans sont prises en compte. Pour cette raison, les émissions ou l'absorption qui vont au-delà de cette période de 100 ans, telles que les émissions de réservoirs hydroélectriques sont exclues.

2.3 Frontières du système

Les frontières du système sont établies en ACV afin d'inclure les étapes importantes du cycle de vie, les processus élémentaires et les flux élémentaires dans l'analyse. Les frontières générales du système pour les filières de combustibles dans le Modèle sont définies par les cinq principales étapes du cycle de vie présentées à la Figure 3.

Les frontières du système de chaque étape du cycle de vie comprennent les émissions de GES du cycle de vie associées à l'utilisation des charges d'alimentations, des intrants d'électricité (à la fois le réseau et la production sur site), des intrants de combustibles, des intrants de matière (par exemple, les produits chimiques), des processus de transport, des émissions de procédés (par exemple, la mise à l'air et le torçage) et d'autres émissions directes. Les procédés exclus et les critères de coupure sont présentés dans les sections suivantes.

Figure 3 : Les cinq étapes du cycle de vie d'un CFIC dans le Modèle



Production des charges d'alimentation : acquisition des ressources (telles que l'extraction de gaz naturel, ou la culture de graines de soya) et transformation (traitement du gaz naturel, ou extraction de l'huile de soya à partir des graines) en des substances prêtes pour le transport vers l'usine de production du combustible.

Transport des charges d'alimentation: transport des charges d'alimentation depuis leur dernière activité de transformation jusqu'au producteur du combustible.

Production du combustible : conversion des charges d'alimentation en combustible, y compris les éventuels prétraitements des charges d'alimentation et le traitement post-production du combustible.

Distribution du combustible : stockage et manutention du combustible, transport du produit fini vers le stockage et l'utilisateur final.

Combustion du combustible : combustion du produit final par l'utilisateur final.

2.3.1 Procédés exclus

Dans l'ICV du Modèle, la priorité est donnée aux intrants énergétiques et aux intrants de matière qui font partie du cycle de vie d'un combustible, y compris les émissions associées à la production et à l'utilisation de ses intrants. Parmi ces intrants et ces émissions, seuls les contributeurs significatifs à l'IC du combustible sont pris en compte.

Les procédés suivants sont exclus de la Base de données du Modèle soit à cause de leurs contributions négligeables ou de leurs limitations tel qu'un manque de données ou de méthodes, ou à cause d'une incertitude élevée :

- La construction et la mise hors de service de l'équipement et des installations
- La fabrication d'infrastructures de transport des combustibles (tels que les gazoducs, les camions, les navires et les routes)
- La fabrication d'infrastructures de combustion de combustible (tels que les véhicules et les chaudières)
- Le changement direct d'affectation des terres pour les équipements, les installations et les infrastructures
- Les centres de gestion des déchets solides et de traitement des eaux usées
- Les activités de recherche et de développement
- Les activités indirectes liées à la production de combustible, comme la commercialisation, la comptabilité, les déplacements domicile-travail et les activités juridiques
- Le changement indirect d'affectation des terres

Ces exclusions ont été appliquées de manière cohérente dans l'ensemble du modèle, ce qui limite le risque de biais et d'incohérence entre les différentes filières.

2.3.2 Critères de coupure

Tandis que les procédés exclus représentent des activités explicites qui sont hors de la portée du Modèle, les critères de coupure sont appliqués en ACV à la sélection des procédés ou des flux qui sont inclus dans l'étude. Les procédés ou flux qui se trouvent sous un certain seuil peuvent être exclus du Modèle. Différents types de critères sont utilisés en ACV pour décider quels intrants et extrants doivent être pris en compte dans l'ACV, dont la masse, l'énergie et la portée environnementale. Les définitions des critères de coupure mentionnées dans la norme ISO 14044 comprennent:

- Masse : inclusion de tous les intrants qui, cumulativement, participent davantage qu'un pourcentage défini des intrants de matière du système de produits
- Énergie : inclusion de tous les intrants qui, cumulativement, participent davantage qu'un pourcentage défini des intrants énergétiques du système de produits

- Portée environnementale : inclusion d'intrants spécialement sélectionnés en raison de leur pertinence environnementale, bien qu'ils puissent être inférieurs à d'autres critères de coupure (par exemple, la masse)

Tel qu'indiqué dans la norme ISO 14044, l'identification initiale des intrants et des extrants sur la base de la seule contribution de masse peut entraîner l'omission d'intrants ou d'extrants importants dans l'analyse. Par conséquent, les portées énergétique et environnementale ont également été utilisées comme critères de coupure.

Dans le Modèle, des efforts ont été déployés pour inclure l'ensemble des flux pertinents associés à chaque processus, à l'exception des procédés exclus énumérés à la section 2.3.1. Lors des contrôles de complétude et de sensibilité, un critère de coupure de 1% a été appliqué sur la portée environnementale, tel que calculée par la méthode d'évaluation de l'impact. Les critères de coupure ont été appliqués au niveau des processus élémentaires individuels.

Selon le critère de coupure, les procédés additionnels suivants sont exclus de la Base de données du Modèle:

- Les matériaux secondaires (par exemple, lubrifiants, produits de nettoyage, et emballages)
- L'eau potable provenant des réseaux municipaux ou extrait directement de sources de surface ou souterraines

2.4 Acquisition et qualité des données

Cette section présente un ensemble de préférences en matière de qualité des données établies pour le Modèle et qui ont été appliquées lors de la modélisation de la Bibliothèque de données.

La collecte de données visant l'élaboration de l'ICV s'est appuyée sur l'examen et la compilation de données provenant d'un large éventail de sources, incluant des publications et des statistiques gouvernementales, des publications et des statistiques industrielles, d'autres outils ACV de modélisation des combustibles et des données sur des systèmes de CFIC dont la production actuelle au Canada est faible ou nulle.

Les données de l'ICV utilisées dans la modélisation des CFIC sont un mélange de données qui sont des données spécifiques aux systèmes canadiens et des données provenant d'autres juridictions qui sont jugées suffisamment représentatives du Canada. Lorsque pertinent, les jeux de données provenant d'autres juridictions ont été adaptées au contexte Canadien (par exemple, remplacer un intrant d'électricité avec le processus de composition du réseau électrique canadien).

En raison de la variabilité régionale d'un certain nombre d'aspects de la production canadienne de combustibles, le Modèle tient compte de la variation régionale en fournissant certains processus agrégés définis au niveau régional (est ou ouest du Canada) ou provincial. Les facteurs régionaux suivants, qui pourraient influencer l'IC des CFIC, ont été utilisés dans le Modèle, dans les limites des données disponibles :

- Différences de consommation de combustible dans l'exploitation forestière, le sciage et les autres activités de transformation

- Les systèmes énergétiques d'arrière-plan, comme les différents réseaux électriques qui fournissent de l'énergie aux procédés de production des combustibles

Les sections suivantes présentent les pratiques de collecte de données utilisées dans le développement du Modèle.

2.4.1 Collecte de données pour les processus agrégés de la Bibliothèque de données

Le Modèle contient plusieurs sources de données différentes pour modéliser les centaines de processus agrégés qu'il contient. Les niveaux de qualité des données considérés pour le développement du Modèle, ainsi que la définition de chaque niveau, sont énumérés ci-dessous :

- Données de haute qualité
 - Régionales spécifiques et récentes (moins de 5 ans)
 - Basées sur des mesures et publiées par des sources officielles et vérifiées (par exemple, les statistiques gouvernementales)
 - Recueillies dans plus de 50 % des sites de la région à l'étude
- Données de qualité acceptable
 - Moyennes d'une région plus grande, y compris de la région à l'étude et ayant moins de 10 ans
 - Fondées sur des mesures et publiées dans des publications scientifiques ou par des organisations industrielles
 - Recueillies dans un échantillon de sites
- Données de la plus faible qualité acceptable
 - Données ou ICV extraits d'outils et d'initiatives reconnus (tel que R&D GREET)
 - Provenant d'une région différente, mais représentatives de la région à l'étude et ayant moins de 15 ans
 - Mesures à partir d'un seul site ou estimation d'expert fait par une personne qualifiée

Du temps et des efforts ont été investis pour obtenir des données correspondant au niveau « données de haute qualité ». Lorsque ces types de données n'étaient pas disponibles, les données correspondant aux niveaux de « données de qualité acceptable » et de « données de la plus faible qualité acceptable » ont été considérées. Les sources de données qui ne pouvaient pas atteindre le niveau de « données de la plus faible qualité acceptable » n'ont pas été incluses dans le Modèle.

2.5 Incertitude relative aux données

La mesure de l'incertitude des données a été utilisée lors du développement du Modèle pour évaluer la qualité des données qui ont servi à modéliser les processus agrégés de la Bibliothèque de données. Bien que l'incertitude des données ait été évaluée pendant le développement du Modèle, ses résultats ne sont pas disponibles dans la Bibliothèque de données du Modèle.

Pour quantifier l'incertitude sur les données, des indicateurs de qualité des données (IQD) ont été utilisés pour évaluer chaque flux à l'aide d'une approche matricielle. Les résultats obtenus ont été utilisés pour évaluer les incertitudes sur les données, puis pour évaluer l'incertitude du Modèle et des résultats avec une analyse de Monte Carlo.

Lorsque des informations quantitatives au sujet de l'incertitude étaient disponibles (par exemple, un échantillon de données ou un écart-type), l'incertitude était appliquée en spécifiant les paramètres de dispersion du type de dispersion (comme la distribution uniforme, log-normale ou triangulaire).

Dans les cas où des informations quantitatives sur l'incertitude n'étaient pas directement disponibles, la matrice « pedigree » fournie par Weidema et coll. (2013) a été utilisée. Elle contient cinq types d'IQD, chacun d'entre eux se voyant attribuer une note de 1 à 5 pour les paramètres suivants :

- Fiabilité
- Exhaustivité
- Corrélation temporelle
- Corrélation géographique
- Corrélation technologique supplémentaire

Basé sur ces critères, des scores sont attribuées aux données et aux filières correspondantes. Ces scores sont ensuite jumelés à des facteurs d'incertitude de base pour élaborer des écarts types géométriques mis au carré qui seront utilisés dans le cadre de l'analyse de Monte-Carlo afin de déterminer l'influence de la qualité des données sur la fiabilité des résultats de l'étude.

Les données brutes et les calculs intermédiaires utilisés dans le Modèle utilisent tous les chiffres significatifs disponibles fournis dans la source de données. Bien que ces chiffres significatifs soient disponibles dans openLCA, le nombre de chiffres significatifs présentés dans les tableaux de calcul de l'IC dans le présent document est fixé à 4.

2.6 Affectation des coproduits

Dans les cas où le système étudié est un procédé multifonctionnel qui génère plus d'un produit commercialisable, la charge environnementale liée à ce procédé peut être répartie entre les différents produits du système (produit principal et coproduits) à l'aide d'une règle d'affectation. Selon la norme ISO 14044, l'approche fondée sur l'affectation doit être évitée en subdivisant davantage le système pour isoler les coproduits, ou en utilisant l'approche d'élargissement des frontières du système. Si l'affectation ne peut être évitée, il convient d'utiliser une règle d'affectation par relations physique (par exemple, la masse ou le contenu énergétique) ou d'autres relations mutuelles (par exemple, la valeur économique).

La nécessité de répartir les charges environnementales entre les produits et les coproduits se manifeste à plusieurs endroits dans le cycle de vie de nombreuses filières de combustibles, notamment :

- Tourteau de canola et de soja produits lors de l'extraction d'huile végétale
- Production de chaleur et d'électricité de même que la production de nourriture pour animaux lors de la production d'éthanol
- Résidus agricoles et forestiers issus de la culture et de la récolte primaire qui sont utilisés pour produire des biocombustibles
- Extraction et transformation de combustibles fossiles liquides et gazeux

Le Modèle applique différentes approches d'affectation, qui sont définies dans les sections suivantes.

2.6.1 Affectation énergétique

Dans le Modèle, l'affectation par contenu énergétique est l'approche d'affectation par défaut. Dans les systèmes de production de combustible, le contenu énergétique, également désigné PCS, est généralement reconnu comme la mesure la plus appropriée.

2.6.2 Affectation massique

Le Modèle utilise l'affectation massique pour les processus de charges d'alimentations issues de fibres ligneuses et de graisses animales, ainsi que le processus modifiable pour l'huile d'oléagineux.

2.6.3 Expansion des frontières du système

L'approche d'expansion des frontières du système implique la prise en compte des charges environnementales associés au produit substitué du coproduit produit à l'installation de production de combustible. Les charges environnementales associées avec ce produit substitué sont soustraites de l'IC du système de produit étudié. Par exemple, une installation de production de combustible peut générer de l'électricité excédentaire comme coproduit qui peut ensuite être utilisé sur place ou exporté au réseau. Avec l'approche d'expansion des frontières du système, on suppose que l'électricité excédentaire « déplacera » les charges environnementales associées avec l'électricité du réseau (qui représente le produit substitué).

L'expansion des frontières du système est utilisée pour l'électricité et la vapeur excédentaires produites dans les installations de production de combustible. Dans le cas d'électricité excédentaire, pour les provinces et territoires, ainsi que les États-Unis, le Modèle comprend une liste de processus pour l'électricité excédentaire représentant la composition de chaque réseau régional. Il y a un processus unique pour la vapeur excédentaire.

L'expansion des frontières du système peut également être appliquée lorsque des déchets sont utilisés comme charge d'alimentation pour la production de CFIC, ce qui entraîne de réelles réductions des émissions de méthane. Dans ce cas, les frontières du système autour des déchets destinés à la production de combustible devraient être élargies pour inclure le différentiel d'émissions entre l'utilisation des déchets pour la production de combustible et un scénario de référence qui se serait produit si les déchets n'avaient pas été utilisés pour la production de combustible.

2.6.4 Approche d'affectation des coupures

Certains des processus des charges d'alimentation de la Bibliothèque de données représentent des déchets provenant d'autres industries telle que l'huile de cuisson usée provenant de restaurants et les sous-produits animaux provenant d'abattoirs. Ce sont des cas de recyclage des déchets. Le Modèle applique l'approche d'affectation des coupures au recyclage des déchets. Avec cette approche, si un déchet est utilisé à une autre fin au lieu d'être éliminé, le producteur du déchet ne se voit pas attribué de charges pour l'élimination, et l'utilisateur du déchet ne se voit pas attribué de charges environnementales pour la production des matières en amont.

2.7 Gaz à effet de serre, carbone biogénique et changement d'affectation des terres

Conformément à la portée du Rapport d'inventaire national (RIN), l'ICV du Modèle inclut le CO₂, le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), les halocarbones et les composants connexes, mais exclu les facteurs de forçage climatique à court terme (par exemple, le CO, le NO_x, les COV, le carbone noir) et les autres facteurs de forçage climatique (par exemple, l'effet de l'albédo) (Environnement et Changement Climatique Canada [ECCC], 2026). Les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion de CFIC sont considérées nulles dans l'ICV du Modèle. Conformément au Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, 2006), on suppose que les émissions de CO₂ biogénique sont compensées par l'absorption de carbone avant la récolte.

Les émissions de CO₂ biogéniques provenant de changement aux pratiques de gestion des terres suivantes sont prises en compte dans la modélisation des cultures : changements dans la productivité des cultures et dans l'apport de carbone par les résidus de cultures, changements aux pratiques de travail du sol, et changements dans la superficie de jachère¹. Les émissions de carbone dues aux changements dans la proportion des cultures annuelles et pérennes ne sont pas considérées; les changements indirects d'affectation des terres sont exclus du Modèle.

Les émissions et l'absorption provenant de la transformation des terres liées à toutes les activités pertinentes (y compris les infrastructures et les activités de production d'électricité) sont exclues lorsqu'on suppose que les terres reviendront à leur état naturel ou d'origine d'ici 100 ans, tel que décrit à la section 2.2.5. Autrement, ils sont inclus (par exemple, les réservoirs hydroélectriques, qui sont supposées modifier les terres de façon permanente). Tel qu'indiqué à la section 2.2.5, les émissions à long terme ou les absorptions au-delà de 100 ans sont exclues.

Enfin, il est généralement admis que l'approvisionnement des charges d'alimentation agricoles et de biomasse ligneuse se fait dans les limites des capacités de production commerciale existantes et des régions de récolte et ne nécessite pas la conversion de terres à d'autres fins (autres que celles mentionnées ci-dessus).

2.8 Méthode d'évaluation de l'impact du cycle de vie

Les méthodes d'évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI) sont utilisées dans l'ACV pour convertir les données de l'ICV (émissions environnementales et extractions des charges d'alimentation) en un ensemble d'impacts environnementaux en utilisant des facteurs d'impact.

Dans le Modèle, deux méthodes ACVI peuvent être utilisées pour le calcul. Ces méthodes considèrent les facteurs d'impacts qui utilisent le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) pour un horizon temporel de 100 ans (PRP-100). L'horizon temporel de 100 ans est le facteur d'impact le plus largement utilisé dans les études d'IC, ce qui facilite la comparaison avec les résultats d'autres études. Les deux

¹ Les émissions de CO₂ biogéniques liées aux changements dans la superficie de jachère sont évaluées pour le sorgho seulement.

méthodes ACVI disponibles dans le Modèle utilisent les valeurs PRP-100 issues du cinquième rapport d'évaluation (AR5) (GIEC, 2013) et le sixième rapport d'évaluation (AR6) (GIEC, 2021), respectivement. Pour les deux méthodes ACVI, le forçage climatique à court terme et les rétroactions du cycle climat-carbone ne sont pas pris en compte dans la méthode ACVI afin d'être cohérents avec le RIN et avec d'autres initiatives de comptabilisation des GES au Canada. Les valeurs d'IC résultant de la méthode ACVI sont exprimés en grammes d'équivalents de CO₂ par MJ de contenu énergétique basé sur le PCS de chaque combustible

Le Tableau 1 fournit un résumé des PRP pour les principaux GES pour les deux méthodes ACVI. Une liste complète des GES avec leurs PRP associés des deux méthodes LCIA sont disponibles dans la Base de données du Modèle dans leurs Catégories d'impact respectives sous la section Indicateurs et paramètres dans openLCA.

En restant cohérent avec la politique du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, tel que décrit dans le RIN du Canada (ECCC, 2026), le PRP pour l'absorption du carbone pendant la culture de la biomasse et les émissions de carbone biogénique provenant de la combustion des CFIC ne sont pas déclarés. L'hypothèse est que les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion des CFIC sont compensées par l'absorption de carbone avant la récolte. Le Modèle considère que les émissions de CO₂ ou l'absorption de CO₂ atmosphérique résultant de changements en carbone organique du sol (COS) à cause des pratiques de gestion de terres ont le même PRP que le CO₂ fossile. Il est admis que ces émissions ou absorptions ont un effet durable sur la concentration de GES dans l'atmosphère.

De plus, le Modèle ne prend pas en considération le profil temporel de l'absorption et des émissions de carbone biogénique (aussi appelés dette en carbone). En d'autres termes, l'absorption du carbone pendant la croissance de la biomasse forestière compensera entièrement les émissions de carbone provenant de la combustion de la biomasse, indépendamment du délai entre ces deux événements. L'aspect temporel n'est pas inclus par souci de cohérence avec les règles de comptabilité des GES des autres programmes et initiatives gouvernementaux.

Tableau 1 : Sélection des facteurs de caractérisation servant au calcul des IC en utilisant le PRP100 du AR5 et du AR6 du GIEC

Gaz à effet de serre	MéthodeACVI_AR5 PRP-100 (gCO₂e/g)	MéthodeACVI_AR6 PRP-100 (gCO₂e/g)
CO ₂	1	1
CO ₂ (biogénique)	0	0
CO ₂ (modification de l'affectation des terres)	1	1
CH ₄ (fossile)	30	29.8
CH ₄ (biogénique)	28	27.9
N ₂ O	265	273
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	23 500	24 300

2.9 Limites du Modèle d'ACV des combustibles

Le Modèle est basé sur des données et des informations récentes concernant les systèmes de production canadiens et certains systèmes étrangers. À ce titre, le Modèle n'inclus pas d'informations concernant les technologies futures ou l'incidence des politiques sur le secteur énergétique canadien.

Étant donné que la portée du Modèle est limitée au calcul d'IC, les autres indicateurs environnementaux ne sont pas couverts.

Puisque le Modèle est principalement basé sur des données publiques, les processus inclus représentent des pratiques génériques ou moyennes. Cette limitation est partiellement atténuée par l'inclusion des filières de production de combustible, qui permettent aux utilisateurs de saisir des données primaires spécifiques à leur installation.

Chapitre 3 : Bibliothèque de données du Modèle d'ACV des combustibles

Tel que mentionné, la Base de données du Modèle est composée de plusieurs « blocs de construction » qui peuvent être utilisés pour modéliser les cycles de vie des CFIC canadiens et ainsi calculer les IC. Ce chapitre présente l'approche de modélisation, l'unité fonctionnelle, les hypothèses de modélisation et les sources de données utilisées pour modéliser les processus agrégés de la bibliothèque de données.

3.1 Intrants chimiques

Les produits chimiques utilisés dans les procédés de production des filières de CFIC comprennent notamment les enzymes, les acides, les engrais et les catalyseurs. L'unité fonctionnelle de chaque produit chimique est de 1 kg de produit, sauf indication contraire. La méthodologie utilisée pour déterminer l'IC de chaque produit chimique inclus dans le Modèle est décrite dans les sections suivantes, et la méthodologie dépend de la disponibilité des données canadiennes.

3.1.1 Produits chimiques

Portée géographique

Les produits chimiques avec l'étiquette géographique « [RdM] » (Reste du monde) sont représentatifs des produits chimiques fabriqués à l'étranger et importés au Canada. La composition du réseau électrique national moyen des États-Unis est utilisé comme variable de substitution pour l'électricité utilisée dans la production de produits chimiques à l'étranger.

Certains produits chimiques ont des versions spécifiques pour le Canada avec l'étiquette géographique « [CA] », lorsque la différence d'IC avec le processus « RdM » est notable ou pour les produits chimiques liés aux fertilisants avec des volumes de production importants au Canada. Ils sont modélisés à l'aide de la composition du réseau électrique national moyen du Canada et nécessitent des distances de transport plus courtes (plus de détails dans la prochaine section).

Tableau 2: Liste des processus chimiques disponibles dans le Modèle

Produit chimique	Canada	Reste du monde
Acide acétique (CH ₃ COOH)	Non	Oui
Acide chlorhydrique (HCl)	Oui	Oui
Acide citrique (C ₆ H ₈ O ₇)	Oui	Oui
Acide nitrique (HNO ₃)	Oui	Oui
Acide phosphorique (H ₃ PO ₄)	Oui	Oui
Acide sulfurique (H ₂ SO ₄)	Oui	Oui
Amidon	Non	Oui
Ammoniac à partir de RMV (NH ₃)	Oui	Oui
Amylase alpha	Oui	Oui
Azote (N ₂), gazeux	Oui	Oui
Carbonate de calcium (CaCO ₃)	Oui	Oui
Cellulase	Oui	Oui

Chaux (CaO)	Non	Oui
Chlore (Cl ₂)	Oui	Oui
Chlorure de sodium (NaCl)	Oui	Oui
Extrait de levure	Non	Oui
Glucoamylase	Oui	Oui
Glucose	Non	Oui
Hexane (n-hexane)	Non	Oui
Hydroxyde de potassium (KOH)	Oui	Oui
Hydroxyde de sodium (NaOH)	Oui	Oui
Levure	Non	Oui
Liqueur de maïs	Non	Oui
Méthanol (CH ₃ OH), issu du gaz naturel	Oui	Oui
Méthylate de sodium (CH ₃ ONa), en solution	Oui	Oui
Méthylate de sodium (CH ₃ ONa), sec	Oui	Oui
Nitrate d'ammonium et d'urée (NAU)	Oui	Oui
Nitrate d'ammonium, en tant que N (NH ₄ NO ₃)	Oui	Oui
Phosphate diammonique ((NH ₄) ₂ HPO ₄)	Non	Oui
Phosphate diammonique, en tant que N ((NH ₄) ₂ HPO ₄)	Non	Oui
Phosphate diammonique, en tant que P ₂ O ₅ ((NH ₄) ₂ HPO ₄)	Non	Oui
Phosphate monoammonique (NH ₄ H ₂ PO ₄)	Non	Oui
Phosphate monoammonique, en tant que N (NH ₄ H ₂ PO ₄)	Non	Oui
Phosphate monoammonique, en tant que P ₂ O ₅ (NH ₄ H ₂ PO ₄)	Non	Oui
Protéine de cellulase	Oui	Oui
Roche phosphatée	Oui	Oui
Sulfate d'ammonium ((NH ₄) ₂ SO ₄)	Oui	Oui
Urée (CH ₄ N ₂ O)	Oui	Oui

Transport des produits chimiques jusqu'à l'utilisateur final

Les scénarios de transport suivants ont été considérés pour la modélisation du transport de produits chimiques à un utilisateur final :

- les produits chimiques fabriqués au Canada
- les produits chimiques fabriqués ailleurs en Amérique du Nord
- les produits chimiques fabriqués à l'extérieur de l'Amérique du Nord

Produits chimiques fabriqués au Canada

Les principaux modes de transport des produits fabriqués au Canada sont le transport par camion et le transport ferroviaire. On suppose que les produits chimiques transportés par camion au Canada

parcourent 427 km (Statistique Canada, 2020a)², et que ceux transportés par train parcourent 2 200 km (Statistique Canada, 2020b)³. On suppose que tous les transports par camion au Canada sont effectués par des camions de 45 tonnes.

Pour le transport de produits chimiques de courtes distances (moins de 100 km au total) de l'installation de production à l'utilisateur final, les données de distance de la version 2025 du Modèle de R&D Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies (GREET) (Argonne National Laboratory, 2025) ont été utilisées à la place de celles de Statistique Canada. Cela comprend les produits chimiques suivants :

- Acide citrique
- Amidon
- Amylase alpha
- Carbonate de calcium
- Cellulase
- Chaux
- Extrait de levure
- Glucoamylase
- Glucose
- Levure
- Liqueur de maïs
- Méthylate de sodium (en solution)
- Méthylate de sodium (sec)
- Protéine de cellulase

Pour les processus de transport d'un centre de vrac vers une exploitation agricole ou un autre lieu similaire, qui ne représentent qu'une part mineure du transport global, les données de R&D GREET 2025 ont été utilisées pour représenter la distance. Les produits chimiques avec des parts du transport liés à un centre de vrac comprend :

- Acide phosphorique
- Ammoniac
- Méthanol
- Nitrate d'ammonium
- Nitrate d'ammonium et d'urée (NAU)
- Phosphate diammonique (PDA)
- Phosphate monoammonique (PMA)
- Sulfate d'ammonium
- Urée

² Distance moyenne parcourue pour les expéditions au niveau national en 2018.

³ Distance moyenne par expédition pour le transport de matières plastiques et de produits chimiques en provenance du Canada et à destination du Canada en 2017.

Pour les produits chimiques fabriqués au Canada, il est supposé que, par défaut, la moitié est transportée par train à l'utilisateur final, tandis que l'autre moitié est transportée par camion. Si l'un des modes de transport pour un produit chimique particulier est exclu de R&D GREET 2025, ce mode a été exclu et la part restante a été attribuée à l'autre mode.

Produits chimiques fabriqués ailleurs en Amérique du Nord

Les données de Statistique Canada indiquent que le transport de produits chimiques à partir des États-Unis et du Mexique vers le Canada par camion et par train est d'environ de 1504 km (Statistique Canada, 2020a)⁴ et de 2200 km (Statistique Canada, 2020b)⁵, respectivement. Les données relatives au transport par barge, un mode de transport moins utilisé, proviennent de R&D GREET 2025 pour les deux pays.

Les parts du transport par train, par camion et par barge ont été tirées de R&D GREET 2025. La part du transport maritime par navire a été supprimée, et les parts des autres modes de transport ont été augmentées pour compenser. Si R&D GREET 2025 ne fournissait aucune donnée de transport pour un produit chimique donné, le transport de ce produit chimique a été réparti à parts égales entre le transport par train et par camion, en excluant le transport par barge.

Produits chimiques fabriqués à l'extérieur de l'Amérique du Nord

La modélisation du transport pour les produits chimiques fabriqués à l'extérieur de l'Amérique du Nord est divisée en deux parties:

- Le transport du pays d'origine jusqu'à un port canadien en considérant les conditions suivantes :
 - Tout le transport à l'intérieur du pays d'origine est négligeable par rapport au transport du produit fini vers le Canada.
 - Le transport maritime par navire constitue un indicateur représentatif des modes de transport utilisés pour importer des produits au Canada.
 - Les distances de transport pour un pays donné peuvent être représentées par une distance spécifique régionale comme suit :
 - Afrique du Nord
 - Afrique subsaharienne
 - Amérique centrale et du Sud
 - Asie
 - Europe
 - Moyen-Orient
 - Océanie
- Transport du port canadien à l'utilisateur final :
 - Cette partie du transport est modélisée à l'aide de la méthodologie canadienne décrite à la section Produits chimiques fabriqués au Canada.

⁴ Distance moyenne parcourue pour les expéditions transfrontalières en 2018.

⁵ Distance moyenne par expédition pour le transport de plastiques et de produits chimiques en provenance des États-Unis et du Mexique et livrés au Canada en 2017.

Les distances de référence pour chaque région ont été déterminées en identifiant les principaux pays avec lesquels le Canada entretient des relations commerciales au sein de chaque région, sur la base des données du tableau 12-10-0114-01 (Statistique Canada, 2024), à l'exclusion de ceux dont les volumes d'échanges sont très faibles. Pour chaque pays sélectionné, son plus grand port est utilisé comme indicateur nationale. Les distances sont ensuite mesurées entre ces ports et le grand port canadien le plus proche. Enfin, une distance moyenne totale pondérée en fonction de la valeur commerciale est calculée pour représenter l'ensemble de la région.

Les distances de transport pour chaque produit chimique sont ensuite développées en fonction des pays spécifiques d'où chaque produit chimique est importé. La distance utilisée pour chaque pays d'origine est basée sur la distance de référence régionale attribuée à la région à laquelle ce pays appartient. Pour chaque produit chimique, une distance de transport moyenne pondérée est calculée à partir du volume total des importations de chaque pays (ou de la valeur totale si le volume n'est pas disponible), sur la base des données d'importation canadiennes de 2024 issues de la World Integrated Trade Solution (WITS, 2024).

Produits chimiques liés aux engrais

Les processus suivants sont modélisés avec les intrants énergétiques, les intrants de matière et les émissions des procédés tirés du modèle R&D GREET 2025. Les unités fonctionnelles sont exprimées en masse de produit (par exemple, un kg d'engrais) en masse d'éléments nutritifs (par exemple, un kg d'azote dans un engrais), comme indiqué ci-dessous :

- Acide nitrique (HNO_3)
- Acide phosphorique (H_3PO_4)
- Acide sulfurique (H_2SO_4)⁶
- Nitrate d'ammonium (NH_4NO_3), en tant que N
- Nitrate d'ammonium et d'urée, en tant que N
- Phosphate diammonique ($(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$)
- Phosphate diammonique ($(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$), en tant que N
- Phosphate diammonique ($(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$), en tant que P_2O_5
- Phosphate monoammonique ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$)
- Phosphate monoammonique ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$), en tant que N
- Phosphate monoammonique ($\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$), en tant que P_2O_5
- Sulfate d'ammonium ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$)

Dans le cas des phosphate monoammonique (PMA) et phosphate diammonique (PDA), les deux catégories de nutriments pour lesquelles il y a une affectation (N et P_2O_5) doivent être prises en compte. L'utilisateur doit s'assurer que les quantités des deux composants des engrais multi-nutriments sont déclarées correctement.

La modélisation des processus pour les produits chimiques ci-dessous utilise les données de production canadiennes (matières premières et besoins énergétiques) recueillies dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) pour les années 2019 à 2022 (ECCC) :

⁶ Le soufre élémentaire utilisé dans la production d'acide sulfurique ne génère aucune émission puisqu'il est considéré comme un déchet provenant d'une autre industrie.

- Ammoniac à partir de VFM (NH₃)
- Urée (CH₄N₂O)

La modélisation pour l'ammoniac et l'urée considère que l'ammoniac produit par VFM et l'urée sont des co-produits. La production d'urée combine deux molécules d'ammoniac avec une molécule de CO₂ pour former de l'urée et de l'eau en solution. Grâce à ce procédé, une portion du CO₂ qui serait autrement émis dans l'atmosphère est utilisé pour la production d'urée. Un ratio de matières premières de 0,567 kg NH₃/kg d'urée est utilisé pour calculer le bilan de masse de la production nette d'ammoniac (ratio de masse stœchiométrique pour 2NH₃ + CO₂ -> CH₄N₂O + H₂O).

Une moyenne combinée sur quatre ans, de 2019 à 2022, a été utilisée pour les données relatives à la production, à la charge d'alimentation en gaz naturel et aux besoins énergétiques. Les activités de l'usine prises en compte comprennent le torchage, le transport sur site, la production de vapeur, et la combustion stationnaire. Seules les usines qui produisent de l'ammoniac à partir du VFM ont été utilisées.

Affectation des produits chimiques liés aux engrais

Pour l'ammoniac provenant du VFM et de l'urée, une procédure d'affectation basée sur la teneur en azote a été utilisée pour les co-produits de l'ammoniac et de l'urée dans la modélisation d'arrière-plan. Les teneurs en azote utilisées étaient de 82.2% et 46.4% pour l'ammoniac et l'urée, respectivement.

Pour le PMA et le PDA, tous les intrants d'ammoniac sont attribués au processus en tant que N et tous les intrants d'acide phosphorique sont attribués au processus en tant que P₂O₅. Pour les intrants énergétiques et de transport, le facteur d'affectation a été calculé à l'aide des parts des intrants énergétiques spécifiques aux processus liés soit au N soit au P₂O₅ par tonne de PMA ou de PDA d'un rapport sur l'inventaire de cycle de vie (Nemecek & Kägi, 2007).

Aucune affectation n'a été effectuée pour les autres produits chimiques.

Enzymes

Les enzymes suivantes sont incluses dans le Modèle et utilisent les données de R&D GREET 2025 pour les intrants d'énergie, les intrants matériels, les émissions de procédé et le transport :

- Amylase alpha
- Cellulase
- Extrait de levure⁷
- Glucoamylase
- Protéine de cellulase

Le processus suivant a été modélisé à l'aide des facteurs d'émission du cycle de vie provenant de R&D GREET 2025 :

⁷ La levure utilisée pour l'extrait de levure ne génère aucune émission puisqu'elle est considérée comme un déchet d'une autre industrie.

- Levure

Affectation pour les enzymes

Aucune affectation n'a été effectuée pour les enzymes.

Hydroxyde de sodium et chlore

Les produits chimiques suivants ont été modélisés en se basant sur les techniques d'électrolyse à membrane et d'électrolyse à diaphragme pour la production de chlore et de soude, qui figurent dans deux rapports sur le processus chlore-alkali (Brinkmann et coll., 2014; Lee et coll., 2017) :

- Chlore (Cl_2)
- Hydroxyde de sodium (NaOH)

Les intrants énergétiques (électricité et gaz naturel) de Lee et coll. (2017) ont été utilisés pour modéliser le processus. L'intrant de chlorure de sodium a été tirée de Brinkmann et coll. (2014). Le processus a été modélisé comme une moyenne pondérée de la production des deux techniques (0,45 pour la technique d'électrolyse à membrane et 0,55 pour la technique d'électrolyse à diaphragme). Ceci est basé sur Lee et coll. (2017), qui a analysé la prévalence de chaque technique pour la production de chlore et de soude aux États-Unis. L'année 2015 a été utilisée comme année de référence.

Affectation pour l'hydroxyde de sodium et chlore

Chaque intrant du procédé a été attribué à un produit spécifique (chlore ou hydroxyde de sodium) s'il n'est utilisé que pour le post-traitement de ce produit; sinon, une affectation massique a été réalisée.

Méthanol

La modélisation de la production du méthanol issu du gaz naturel utilise des données provenant du Rapport sur le développement durable de Methanex 2025 pour l'année de référence 2024 (Methanex, 2025). Les données utilisées comprennent les intrants matériels et énergétiques pour la production du méthanol, y compris le volume total combiné de gaz naturel utilisé comme intrant matériel et intrant d'énergie, ainsi que la consommation d'électricité du réseau. Étant donné que le méthanol produit au Canada est actuellement produit en Alberta, le réseau provincial a été utilisé dans la modélisation du processus spécifique pour le Canada.

La consommation totale de gaz naturel a été divisée entre l'intrant matériel et l'intrant énergétique afin de prendre en compte les émissions liées à la combustion du gaz naturel. La répartition entre ces deux intrants a été calculée à partir du bilan carbone qui a établi une proportion de 72 % pour l'intrant matériel.

Affectation pour le méthanol

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation du méthanol.

Acide citrique

La modélisation de l'acide citrique utilise des données de la méthode de récupération par échange d'ions (la méthode utilisée par le seul producteur d'acide citrique au Canada), telle que modélisée dans un rapport de 2020 sur la production d'acide citrique (J. Wang et coll., 2020). Les données utilisées comprennent les quantités de maïs, d'amylase, d'urée, de la concentration d'urée en solution, d'acide chlorhydrique, d'électricité du réseau, et de vapeur.

Des hypothèses ont été formulées concernant le transport de la charge d'alimentation de maïs jusqu'à l'usine d'acide citrique. Les concentrations typiques du marché ont été utilisées pour la concentration d'acide chlorhydrique en solution.

Affectation pour l'acide citrique

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation de l'acide citrique.

Méthylate de sodium

Le méthylate de sodium sec et le méthylate de sodium en solution sont tous deux modélisés avec les données du procédé III d'un rapport de 2015 sur la production du méthylate de sodium (Granjo & Oliveira, 2016), qui modélise la production avec l'hydroxyde de sodium comme charge d'alimentation. Ce procédé a été choisi en raison de sa prévalence dans l'industrie et de sa plus grande stabilité comparativement à la production avec le métal de sodium comme charge d'alimentation. Dans la modélisation, l'extrant d'hydroxyde de sodium a été considéré comme une impureté négligeable et a été exclu.

Le méthylate de sodium est généralement produit dans une solution à 30 % en poids avec du méthanol. Cet excès de méthanol est modélisé différemment dans les deux procédés; le méthylate de sodium en solution l'inclut dans son IC, tandis que le méthylate de sodium sec omet complètement l'excès de méthanol. Si les utilisateurs souhaitent eux-mêmes inclure le méthanol dans leur modélisation ultérieure, il faut utiliser le méthylate de sodium sec et ajouter du méthanol à leur processus, afin de tenir compte de son IC. Pour chaque kilogramme de méthylate de sodium sec, les utilisateurs devraient ajouter 2,344 kg de méthanol à leur processus modélisé.

Affectation pour le méthylate de sodium

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation du méthylate de sodium.

Autres produits chimiques

Tous les autres produits chimiques inclus dans la filière Bibliothèque de données\Intrants chimiques\Produits chimiques (à l'exception de 'Hydrogène, production, chez le producteur', décrit dans la section 3.1.3) ont été modélisés avec des données de R&D GREET 2025 pour les intrants d'énergie, les intrants matériels et les émissions de procédés.

Les produits chimiques suivants sont inclus dans cette catégorie :

- Acide acétique (CH_3COOH)
- Acide chlorhydrique (HCl)
- Amidon⁸
- Azote (N_2), gazeux⁹
- Carbonate de calcium (CaCO_3)
- Chaux (CaO)
- Chlorure de sodium (NaCl)

⁸ Hypothèse : Le transport du maïs jusqu'à l'installation de production d'amidon est fait par camion de 25 tonnes et la distance parcourue est de 100 km.

⁹ Hypothèse : l'azote gazeux est produit sur place, et le transport à l'utilisateur final est exclu.

- Glucose
- Hydroxyde de potassium (KOH)
- Liqueur de maïs¹⁰

Les processus suivants ont été modélisés avec les émissions de cycle de vie de R&D GREET 2025 :

- Hexane (n-hexane)

Affectation des autres produits chimiques

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation des autres produits chimiques.

3.1.2 Produits agrochimiques

Approche de modélisation des produits agrochimiques

Les valeurs d'IC pour les produits agrochimiques ont été déterminées à l'aide de deux méthodes différentes en fonction des types de nutriments des engrais, soit l'azote (N), le phosphore (P), le potassium (K) et le soufre (S).

Les ICs pour les engrais azotés, phosphatés et potassiques ont été calculés à partir des données sur les intrants chimiques issues de Cheminfo Services Inc. (2016), concernant les types et les quantités de produits chimiques utilisés dans leur production. Pour les engrais azotés et phosphatés, les processus du modèle « Reste du monde » pour chaque produit chimique (tels que décrits à la section 3.1.1) ont été utilisés dans la modélisation. Étant donné que la plupart des engrais K utilisés en Amérique du Nord sont produits en Saskatchewan, ce processus est modélisé à l'aide du processus du réseau électrique de la Saskatchewan, et le transport à l'utilisateur final est modélisé à l'aide de la méthodologie du transport pour les produits chimiques fabriqués au Canada décrite dans la Section 3.1.1 .

L'engrais soufré le plus utilisé au Canada (le sulfate d'ammonium) est produit à partir des déchets de soufre des activités minières et de fonderie. Par conséquent, la seule contribution à l'IC provient du transport de cet engrais soufré jusqu'à l'utilisateur final comme modélisé à l'aide de la méthodologie du transport pour les produits chimiques fabriqués au Canada décrite dans la Section 3.1.1.

Compte tenu du manque de données canadiennes détaillées sur les parts de chaque type de pesticide utilisé au Canada sur une culture donnée, l'IC moyenne pour les pesticides a été calculée à partir de la moyenne des facteurs d'émission du modèle R&D GREET de 2025 pour cinq pesticides primaires largement utilisés au Canada (atrazine, métolachlore, acétolachlore, cyanazine et insecticides) pour les cultures concernées.

Portée géographique des produits agrochimiques

Les processus agrochimiques suivants sont représentés par une portée géographique globale :

- Engrais azotés
- Engrais phosphoreux

¹⁰ Hypothèse : Le transport du maïs jusqu'à l'installation de production de liqueur de maïs est fait par camion de 25 tonnes et la distance parcourue est de 100 km.

- Pesticide, ingrédients actifs

Les processus agrochimiques suivants sont représentés par une portée géographique canadienne :

- Engrais potassiques
- Engrais soufré

Affectation des produits agrochimiques

Aucune affectation n'a été effectuée pour la modélisation des produits agrochimiques.

Sources de données pour les produits agrochimiques

Toutes les données relatives aux types et aux quantités de produits chimiques utilisées pour modéliser l'IC des engrais azotés, phosphatés et potassiques proviennent de Cheminfo Services Inc. (2016). Les facteurs d'émission pour calculer l'IC des pesticides proviennent de R&D GREET 2025.

3.1.3 Hydrogène

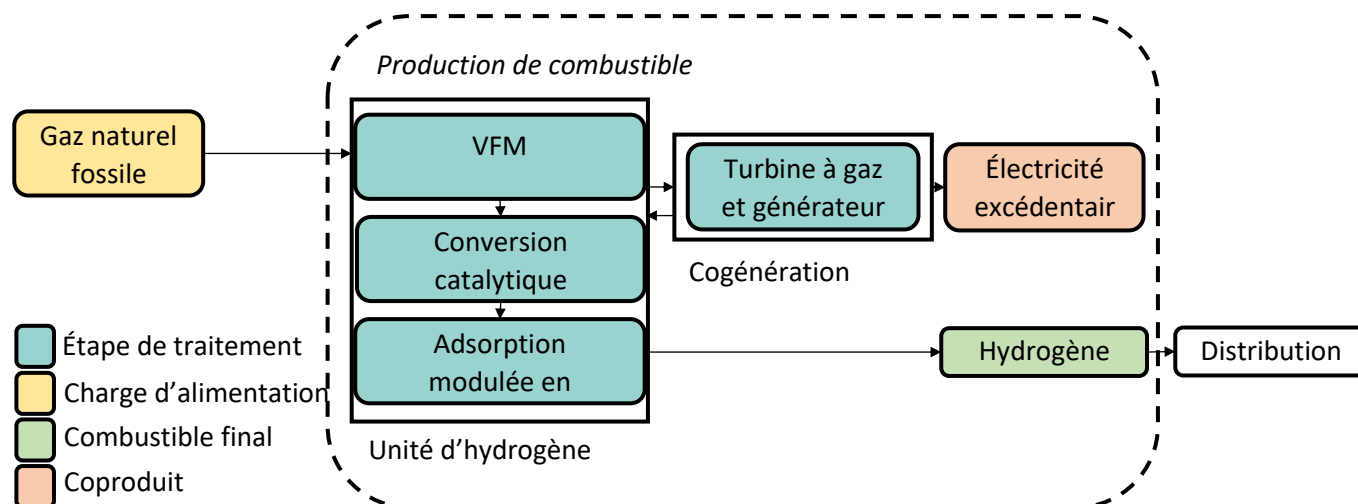
Le Modèle comprend un processus agrégé qui modélise la production d'hydrogène à partir du vaporeformage du méthane (VFM) lorsque l'hydrogène est utilisé comme intrant de matériel ou d'énergie. Bien que la Bibliothèque de données ne comprenne que l'hydrogène provenant du VFM, les utilisateurs peuvent utiliser les processus agrégés existants dans la bibliothèque de données pour modéliser la production d'hydrogène à partir d'autres sources et méthodes de production avec une filière de combustible (Chapitre 4 :). La modélisation de la production d'hydrogène par VFM dans le Modèle est basée sur une analyse techno-économique complétée par l'International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG, 2017). Les intrants et extrants requis pour modéliser la production d'hydrogène par VFM sont basés sur cette analyse (par exemple, les quantités de gaz naturel requis comme charge d'alimentation et combustible, ainsi que les quantités d'hydrogène et d'électricité excédentaires produites. Les exigences d'énergie pour le stockage géologique de l'hydrogène produit sont modélisées en fonction d'une étude par Ramsden et coll. (2013).

Approche de modélisation d'hydrogène

Dans le procédé de VFM, le CH_4 provenant du gaz naturel fossile réagit avec la vapeur en présence d'un catalyseur pour produire de l'hydrogène, du monoxyde de carbone (CO) et du CO_2 . À l'étape suivante, le CO et la vapeur d'eau réagissent à l'aide d'un catalyseur pour produire du CO_2 et davantage d'hydrogène, puis une adsorption à pression variable est effectuée, au cours de laquelle le CO_2 et d'autres impuretés sont éliminés pour produire de l'hydrogène pur.

Le processus commence par la production et le transport du gaz naturel vers l'usine de production d'hydrogène par gazoduc. Il se termine par la production de 1 MJ d'hydrogène à la sortie de l'usine, y compris le stockage géologique. Le procédé comprend également les émissions du procédé (par exemple, CO_2), tandis que les émissions CH_4 et N_2O du procédé d'hydrogène par VFM sont considérées négligeables. Les fuites d'hydrogène pendant la production sont également présumées être négligeables et sont donc exclues du processus. La production d'hydrogène inclut l'électricité exportée vers le réseau qui est générée dans une usine de cogénération à partir du surplus de vapeur. La Figure 4 présente la vue d'ensemble de la transformation du gaz naturel en hydrogène par VFM. La modélisation pour l'extraction du gaz naturel est décrite à la section 3.6.2. Le procédé de conversion produit une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS d'hydrogène.

Figure 4 : Vue d'ensemble de la production d'hydrogène par VFM



Portée géographique de l'hydrogène

Le procédé de conversion par VFM a été modélisé d'après une usine théorique de VFM produisant 100 000 Nm³/h d'hydrogène à partir de gaz naturel comme charge d'alimentation et intrant énergétique, tel qu'évalué par l'étude du IEAGHG (2017). Il est supposé que l'usine ne soit pas intégrée à d'autres complexes industriels et est opérée de façon autonome. Cette usine d'hydrogène théorique est utilisée comme variable de substitution pour modéliser la conversion de l'hydrogène canadien par VFM. Cela suppose que les procédés de production d'hydrogène ne varient pas d'une région à l'autre; le procédé peut donc être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour l'hydrogène

L'électricité excédentaire est traitée avec une approche d'expansion des frontières du système. L'électricité excédentaire est présumée être exportée au réseau et un crédit correspondant à l'IC de la composition moyenne du réseau canadien est attribué au système de production d'hydrogène. La section 3.3.3 fournit des renseignements additionnels au sujet de l'approche de modélisation pour l'électricité excédentaire exportée au réseau.

Sources de données pour l'hydrogène

La conversion du gaz naturel fossile en hydrogène par VFM a été modélisée à l'aide de données compilées par l'IEAGHG (2017), particulièrement les quantités de consommation de gaz naturel et de l'électricité excédentaire exportée prévue d'une usine d'hydrogène de 100 000 Nm³/h. Comme il y a peu d'installations opérationnelles à grande échelle qui produisent de l'hydrogène, les données de l'IEAGHG reposent sur un scénario de production d'un cas théorique de base. Les principales sources de données utilisées dans la modélisation de la conversion de l'hydrogène à partir du gaz naturel sont IEAGHG (2017), Ramsden et coll. (2013), et Sun et coll. (2019) (voir les [Références](#)).

3.1.4 Mélanges chimiques prédéfinis

Le Modèle comprend trois types de mélanges prédéfinis de produits chimiques afin de représenter les produits chimiques utilisés dans la production de trois types de combustibles : bioéthanol conventionnel, éthanol cellulosique et biodiesel. L'unité fonctionnelle pour chaque mélange de produits chimiques correspond à la quantité de produits chimiques nécessaire pour produire 1 MJ (basé sur le PCS) du CFIC spécifié.

Tous les processus du Modèle pour les produits chimiques utilisés comme intrants dans les processus pour les mélanges chimiques prédéfinis sont répartis de manière égale entre la production au Canada et celle dans le RdM, le cas échéant. Pour les produits chimiques sans processus de production canadien dans le Modèle, tel qu'indiqué à la section 3.1.1, la modélisation utilise uniquement le processus « RdM ».

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol conventionnel

Le mélange prédéfini des produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel a été modélisé en utilisant des données de production canadiennes des Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE). Ces rapports ont été compilés par Ressources Naturelles Canada (RNC) dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants (Ressources Naturelles Canada, 2017). L'IC du mélange prédéfini des produits chimiques pour le bioéthanol est une moyenne pondérée de l'IC des produits chimiques utilisés pour le bioéthanol issu du maïs et du blé. La portée du processus inclus l'extraction, la liquéfaction et saccharification, la fermentation, et la distillation et séchage de l'amidon. Les produits chimiques considérés comprenaient le gluco-amylase, l'ammoniac, l'urée, l'hydroxyde de sodium, l'alpha-amylase, l'acide sulfurique et les levures. La modélisation de ces intrants chimiques est décrite à la section 3.1.1.

Trois types d'exclusions de données ont été appliqués aux installations de production de bioéthanol conventionnel :

- Exclusions générales des années-usine
 - Installations-années avec un bilan massique en dehors de la plage [0,75, 1,25].
 - Installations-années pour lesquelles le mélange de types de matières premières est élevé (c'est-à-dire que le pourcentage de matières premières entrantes se situe dans l'intervalle [40 %, 50 %]).
 - Installations-années pour lesquelles le taux de production (L de biodiesel/tonne de matière première) est en dehors de l'intervalle [moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années - 2*écart-type, moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années + 2*écart-type].
- Exclusions de paramètres spécifiques
 - Les quantités de flux ont été exclues individuellement lorsqu'elles étaient en dehors de la plage [moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années - 2*écart-type, moyenne arithmétique pour toutes les installations et toutes les années + 2*écart-type].
- Exclusions manuelles d'installations
 - Toutes les quantités de flux ont été exclues pour une installation-année considérée comme non représentative (l'installation démarrait sa production à une très faible capacité).

Comme il n'y a pas d'installation de broyage humide au Canada, le processus est représentatif des broyeurs secs. La base de données ne contient aucun flux pour l'apport de dénaturant et d'hypochlorite de sodium. Les flux déclarés sont négligeables et n'apparaissent donc pas dans la modélisation.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel

Les données des RCPE ont été compilées pour modéliser un processus unique pour l'utilisation de produits chimiques pour la production de bioéthanol. Ceci suppose que le procédé de production est le même à travers les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production du bioéthanol conventionnel

Aucune affectation n'a été effectuée.

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Le mélange chimique prédéfini pour la production de bioéthanol cellulosique a été déterminé en utilisant des données sur la production de bioéthanol cellulosique issu de paille de blé et de canne de maïs. Les procédés de production modélisés incluent le prétraitement enzymatique, la fermentation de sucre C5 / C6 et la distillation. Les intrants chimiques qui ont été considérés dans le procédé de production de bioéthanol comprennent les suivants : eau de macération du maïs, cellulase, chaux, hydroxyde de sodium, phosphate diammonique, levure, ammoniac et acide sulfurique. La modélisation pour ces intrants chimiques est disponible à la section 3.1.1. Les résultats ont ensuite été utilisés pour créer le mélange prédéfini de produits chimiques pour le bioéthanol cellulosique.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Le procédé de conversion de bioéthanol cellulosique a été modélisé basé sur une révision de littérature des États-Unis. Les données ont été compilées afin de modéliser une approche de moyenne nationale singulière pour la conversion d'éthanol à partir de canne de maïs. Ceci suppose que le procédé de conversion est le même dans toutes les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

L'affectation des charges des produits chimiques et des autres intrants pour le procédé de production de bioéthanol cellulosique est basée sur le contenu énergétique.

Sources de données pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de bioéthanol cellulosique

Les données utilisées pour modéliser la production de bioéthanol cellulosique pour déterminer le CI pour le mélange prédéfini de produits chimiques ont été recueillies d'une étude de 2011 du National Renewable Energy Laboratory (Humbird et coll., 2011). À l'exception des charges d'alimentation, les données pour les intrants à chaque étape du procédé de production ont été obtenues à partir du modèle R&D GREET (U. Lee et coll., 2016) et des Environmental Resource Letters de (M. Wang et coll., 2012). Il est supposé que la conversion de maïs et de blé en bioéthanol a la même efficacité, mais la canne de maïs a été modélisée avec un rendement en sucre plus élevé que celui de la paille de blé.

Approche de modélisation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

L'IC du mélange chimique prédéfini pour le biodiesel est une moyenne pondérée de l'IC des produits chimiques utilisés pour la production de biodiesel à partir d'huiles végétales (soja, canola et caméline) et à partir de charges d'alimentation à forte teneur en acides gras libres (AGF) (graisses animales, huile de cuisson usée (HCU) et huile de maïs). L'IC du mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel a été modélisée à l'aide des données de production canadiennes en utilisant des données de production canadiennes des Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE). Ces rapports ont été compilés par RNCAN dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants (Ressources Naturelles Canada, 2017).

Les procédés considérés pour la modélisation de l'utilisation des produits chimiques comprennent l'extraction, la liquéfaction et la saccharification, la fermentation, la distillation et le séchage de l'amidon. Les produits chimiques utilisés pour la modélisation sont l'hydroxyde de potassium, l'acide sulfurique, le méthoxyde de sodium, l'acide acétique et l'hydroxyde de sodium. La modélisation de ces intrants chimiques est décrite à la section 3.1.1.

La modélisation pour l'extraction d'huile est décrite à la section 4.2.5. L'approche de modélisation pour la production des graisses animales est décrite à la section 3.5.1. L'approche de modélisation pour l'HCU et la graisse jaune est décrite à la section 3.5.6. Pour la production de biodiesel issu de l'huile de canola, le procédé de conversion et la modélisation des intrants des produits chimiques est modélisée à partir des données moyennes de production canadienne recueillies de 2009 à 2017 tirées des RCPE. Le méthanol n'a pas été inclus dans le mélange chimique prédéfini pour qu'il puisse être modélisé par l'utilisateur.

Les mêmes exclusions de données que pour le bioéthanol conventionnel ont été utilisées pour le biodiesel. De plus, il n'y a pas de flux pour le trysil dans la Base de données du Modèle. Le flux déclaré est négligeable et n'est donc pas pris en compte dans la modélisation.

Portée géographique pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

Les données du RCPE ont été compilées pour modéliser un processus unique d'utilisation de produits chimiques pour la production de biodiesel. Cela suppose que le processus de production est le même dans toutes les provinces. Le processus peut être utilisé quelle que soit la situation géographique.

Affectation pour le mélange prédéfini de produits chimiques pour la production de biodiesel

Aucune affectation n'a été effectuée.

3.2 Facteurs d'émissions de combustion

La Bibliothèque de données du Modèle comprend plusieurs processus qui modélisent uniquement la combustion des combustibles; ces processus n'incluent pas les émissions du cycle de vie liées à la production de chaque combustible. La Bibliothèque de données contient 3 dossiers : combustion issue de charge d'alimentation provenant de la biomasse, combustion issue de charge d'alimentation ne provenant pas de la biomasse et combustion de combustibles fossiles.

Approche de modélisation pour la combustion par type de combustible

Cette section présente l'approche de modélisation et les sources de données pour les processus représentant la combustion de combustible.

Prendre note que les mêmes facteurs d'émission ont été utilisés pour les CFIC produits à partir des charges d'alimentation issues de la biomasse et non issues de la biomasse. Toutefois, les facteurs d'émission de carbone (c'est-à-dire le CO₂ et le CH₄) provenant de la combustion de combustible produit à partir des charges d'alimentation issues de la biomasse sont considérés comme des émissions biogéniques. Conformément à l'approche du gouvernement du Canada sur le carbone biogénique, les émissions de CO₂ biogénique ne sont pas incluses dans les calculs d'IC du Modèle et les émissions de CH₄ biogénique ont un facteur d'impact différent des émissions de CH₄ fossile. Si un combustible est produit à partir d'une charge d'alimentation non issue de la biomasse, la teneur en carbone est alors considérée comme non biogénique et les émissions de CO₂ et de CH₄ résultant de la combustion sont comptabilisées comme des émissions fossiles. Veuillez consulter les sections 2.7 et 2.8 pour plus d'explications sur la comptabilisation des émissions biogéniques et fossiles dans le Modèle.

Combustible d'aviation : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le carburéacteur d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Bioéthanol : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion du bioéthanol dans le secteur de transport du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024. Seule la portion pure (non mélangée) du combustible est considérée. Les émissions de dioxyde de carbone et de méthane sont considérées comme biogéniques.

Biodiesel : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion du biodiesel dans le secteur de transport du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024. Les émissions de dioxyde de carbone et de méthane attribuables à la charge d'alimentation sont considérées biogéniques. À noter que le contenu en carbone du combustible lié à l'utilisation du méthanol lors de la production du biodiesel est considéré comme fossile et estimé sur une base de calculs stœchiométriques pour les facteurs d'émissions (cependant, les émissions de CH₄ fossile associées au méthanol sont négligées).

Biogaz : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour le gaz naturel d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et en supposant que les émissions seront similaires sur une base de MJ. Les émissions de dioxyde de carbone et de méthane sont considérées comme biogéniques.

Charbon (bitumineux, subbitumineux, lignite) : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le charbon du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024.

Diesel : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le diesel du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Essence : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour l'essence du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024 et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Mazout lourd : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le mazout lourd du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024 et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Hydrogène : Puisque la combustion d'hydrogène n'émet pas de GES, il n'y a aucune émission associée à la combustion dans la portée du Modèle.

Kérosène : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le kérosène du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Mazout léger : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le mazout léger du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Gaz de pétrole liquéfié : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le propane et le butane du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Gaz naturel : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le gaz naturel fossile commercialisable du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Gaz naturel comprimé et gaz naturel liquéfié : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le gaz naturel d'origine fossile dans les véhicules du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

Gaz naturel renouvelable comprimé et gaz naturel renouvelable liquéfié : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour le gaz naturel d'origine fossile dans les véhicules du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c). Les émissions de dioxyde de carbone et de méthane sont considérées comme biogéniques.

Coke de pétrole : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le coke de pétrole du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

Propane : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion du propane du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Diesel renouvelable : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion du diesel renouvelable dans le secteur de transport du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

Essence renouvelable : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour l'essence d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

Naphte renouvelable : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission pour le kérosène d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

Gaz naturel renouvelable (GNR) : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour le gaz naturel d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026), pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c). Cependant, les facteurs d'émission en MJ ont été calculés en utilisant le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du GNR.

Propane renouvelable : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour le propane d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Mazout léger no. 1 : La modélisation a été effectuée en utilisant les facteurs d'émission de combustion pour le mazout léger du RIN 2026 (ECCC, 2026) comme variable de substitution, pour l'année de référence 2024, et la moyenne pondérée annuelle de la combustion au Canada de Statistique Canada (Statistique Canada, 2025c).

Combustible d'aviation durable : La modélisation a été effectuée en utilisant comme variable de substitution les facteurs d'émission de combustion pour le carburacteur d'origine fossile du RIN 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024.

3.3 Électricité

3.3.1 Portée de la modélisation de l'électricité

Le Modèle contient plusieurs processus agrégés qui modélisent les procédés de production et de transmission d'électricité. Ces processus sont divisés en trois catégories :

- Des processus qui représentent la composition des réseaux pour le Canada, les États-Unis, et d'autres pays
- Des processus qui représentent la production d'électricité déplacée associée à l'électricité excédentaire exportée vers le réseau
- Des processus qui représentent les technologies de production d'électricité (ex. : « hydroélectricité, réservoir »)

La modélisation et les frontières pour chaque catégorie est décrite dans les sections suivantes.

3.3.2 Approche de modélisation pour l'électricité du réseau

Les processus disponibles pour la composition des réseaux électriques pour le Canada, les États-Unis, et d'autres pays sont présentés ci-dessous.

Canada :

- Provinces et territoires canadiens
- Moyenne nationale canadienne

États-Unis :

- États des États-Unis
- Moyenne nationale des États-Unis

D'autres pays :

- Moyenne nationale pour les pays suivants :
 - Afrique du Sud
 - Allemagne
 - Argentine
 - Australie
 - Autriche
 - Belgique
 - Brésil
 - Bulgarie
 - Chili
 - Chine
 - Colombie
 - Corée du Sud
 - Costa Rica
 - Croatie
 - Danemark
 - Espagne
 - Estonie
 - Finlande
 - France
 - Grèce
 - Hongrie
 - Inde
 - Indonésie
 - Irlande
 - Islande
 - Israël
 - Italie
 - Japon
 - Lettonie
 - Lituanie
 - Luxembourg
 - Mexique
 - Norvège
 - Nouvelle-Zélande
 - Pays-Bas
 - Pérou
 - Pologne
 - Portugal

- Roumanie
- Royaume-Uni
- Singapour
- Slovaquie
- Slovénie
- Suède
- Suisse
- Tchéquie
- Thaïlande
- Turquie

La portée pour ces processus inclut les éléments suivants :

- Les émissions de combustion du combustible utilisé pour la production d'électricité
- Les émissions de GES du « berceau à la porte » pour les combustibles fossiles et l'uranium utilisés pour la production d'électricité
- Les émissions des réservoirs liés à l'hydroélectricité
- Les pertes d'électricité dues au transport et à la distribution d'électricité
- Les émissions de SF₆ produites par les équipements utilisés dans la transmission et la distribution d'électricité

Outre les exclusions mentionnées à la section 2.3.1, le commerce interprovincial (ou interétatique) et international ne sont pas considérés dans la modélisation des processus.

L'unité fonctionnelle pour les processus représentant la composition des réseaux électriques est de 1 kWh d'électricité produite et distribuée par le réseau. Aucune affectation n'est nécessaire pour la modélisation de la production d'électricité.

Canada

Les processus pour les réseaux électriques canadiens sont modélisés en utilisant les données de l'Annexe 7, des tableaux A7 1-14 du RIN de 2026 (ECCC, 2026) pour l'année de référence 2024. Les émissions directes provinciales et nationales pour le réseau du RIN ont été utilisées pour modéliser les processus des réseaux provinciaux et national. Le RIN présente des données annuelles sur la production d'électricité et les émissions de combustion directes pour chaque province et territoire, y compris des données sur les pertes d'électricité et les émissions de SF₆ associées au transport et à la distribution d'électricité. Les IC pour l'électricité sont calculées en divisant les émissions de GES par la production nette d'électricité.

Les émissions des réservoirs hydroélectriques pour toutes les provinces, à l'exception de la Colombie-Britannique, sont basées sur les émissions nettes sur 100 ans estimées à partir du modèle G-Res et publiées dans le tableau 5 de Levasseur et coll. (2021). Les émissions des réservoirs en Colombie-Britannique sont modélisées à l'aide des facteurs d'émission fournis par BC Hydro. Ces facteurs d'émission ont été établis à l'aide du modèle G-Res pour des réservoirs représentant environ 90 % de la production énergétique annuelle moyenne des centrales hydroélectriques de BC Hydro.

La fraction de l'hydroélectricité dans la composition des réseaux est fournie directement par le RIN. La répartition entre l'hydroélectricité issue des réservoirs et celle issue au fil de l'eau est tirée de

l'outil Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité (CAFE3), un modèle interne d'ACV d'ECCC pour la production d'électricité (ECCC, 2020).

Les fractions nationales et provinciales de l'hydroélectricité qui provient des réservoirs sont tirés de CAFE3 et sont présentées dans le Tableau 3. Ces valeurs n'ont pas été vérifiées par les provinces ou les services publics.

Tableau 3 : Fractions de la production d'hydroélectricité provenant de réservoirs, par région

Région	Fraction
Canada	0.780
Alberta	0.660
Colombie-Britannique	0.950
Île-du-Prince-Édouard	0.000
Manitoba	0.998
Nouveau-Brunswick	0.910
Nouvelle-Écosse	0.560
Nunavut	0.000
Ontario	0.867
Québec	0.629
Saskatchewan	0.970
Terre-Neuve-et-Labrador	0.970
Territoires du Nord-Ouest	0.000
Yukon	0.000

Tel que mentionné précédemment, la principale source d'information concernant la composition du réseau est le RIN 2026. Toutefois, comme certains des combustibles utilisés pour la production d'électricité répertoriés dans le RIN sont agrégés, des données supplémentaires provenant des tableaux 25-10-0029-01 et 25-10-0084-01 de Statistique Canada ont été utilisées pour identifier la quantité de charbon bitumineux, de charbon de lignite, de charbon subbitumineux, de diesel, de mazout lourd et de mazout léger utilisée pour produire de l'électricité (Statistique Canada, 2025b, 2022).

Les consommations spécifiques de chaleur des centrales électriques consommant des combustibles fossiles sont déterminées à partir des données sur la disponibilité et écoulement d'énergie de Statistique Canada¹¹ et des données sur la production d'électricité de Statistique Canada¹². Afin de réduire au minimum la variabilité des consommations spécifiques de chaleur calculés au niveau

¹¹ Statistique Canada. [Tableau 25-10-0029-01 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel](#).

¹² Statistique Canada. [Tableau 25-10-0084-01 Production d'électricité, combustibles consommés et coût des combustibles par les centrales thermiques de production d'électricité](#)

provincial en raison des limites statistiques, la consommation spécifique de chaleur moyen canadien (exprimée en MJ/kWh) a été utilisé pour toutes les provinces et tous les territoires. En ce qui concerne le mazout léger, la consommation spécifique de chaleur moyen canadien n'inclut pas les données de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick ni de la Saskatchewan, car le tableau ne mentionnait pas la quantité d'électricité produite à partir de ces combustibles dans ces provinces.

La consommation spécifique de chaleur pour les installations nucléaires utilisé est tirée de CAFE3. Les intrants de matière des processus élémentaires sont modélisés pour représenter la quantité en MJ de combustible par kWh d'électricité consommée.

Les quantités de combustible utilisés par kWh injectées au réseau sont calculées à partir de la composition du réseau électrique et des rendements thermiques pour la consommation de combustible (en MJ de combustible par kWh d'électricité sortante (extrant)). Les quantités de combustible calculées tiennent compte des pertes d'électricité en se basant sur le RIN.

États-Unis

Les processus pour les réseaux électriques des États-Unis ont été modélisés en utilisant la deuxième révision des données de l'année de référence 2023 de eGRID (US EPA, 2025). Chaque processus est modélisé avec les informations suivantes :

- La quantité de combustible consommée pour produire de l'électricité (en MJ, représentée en tant que consommation spécifique de chaleur par kWh d'électricité produite)
- La quantité totale d'électricité produite (en kWh) par combustible et par État
- Les émissions directes de GHG associées à la production d'électricité par État

Les émissions directes provenant de la production d'électricité sont soit directement extraites de eGRID, soit estimées à l'aide des données de eGRID et d'autres sources externes, tel qu'expliqué ultérieurement dans cette section. Les émissions en amont sont estimées à l'aide des données sur la consommation de combustible provenant de eGRID et des processus du Modèle pour les combustibles à l'utilisateur final comme variable de substitution. Pour chaque état, les intrants et extrants sont normalisés par la quantité totale d'électricité générée par toutes les installations dans l'état, selon les données des installations dans eGRID.

Ces calculs tiennent compte de l'électricité produite à partir des combustibles primaires et secondaires.

Les consommations spécifiques de chaleur (en MJ/kWh) pour chaque sous-type de combustible ont été calculées au niveau national en utilisant la quantité totale de combustibles utilisés par les centrales qui n'utilisaient que ce sous-type de combustible et en la divisant par la production totale d'électricité de ces centrales. De plus amples informations sur chaque catégorie de combustibles non renouvelables sont présentées ci-dessous.

Charbon :

- Cette catégorie comprend les sous-types de combustibles suivants : charbon bitumineux, charbon lignite, charbon raffiné, charbon subbitumineux et déchets de charbon.
- Il y a deux types de charbon qui sont couverts par eGRID pour lesquels il n'y a aucun processus équivalent dans le Modèle : le gaz de cokerie et le gaz synthétique dérivé du charbon. Afin de

tenir compte de ces types de charbons, la quantité d'électricité produite par d'autres types de charbon a été augmentée pour maintenir la consommation totale de charbon.

- Le charbon raffiné et les déchets de charbon sont représentés à l'aide du processus du Modèle pour le charbon lignite. Le charbon lignite est le type de charbon avec la valeur d'émission de CO₂ la plus proche des procédés au charbon dans eGRID.

Huile :

- Cette catégorie comprend les sous-types de combustibles suivants : combustible d'aviation, diesel, mazout lourd, kérosène, coke de pétrole et huile usée.
- L'huile usée utilisée pour la production d'électricité est importante à Hawaï et en Alaska, mais les impacts de ces huiles usées du « berceau à la porte » des centrales électriques sont négligeables. Par conséquent, les émissions de combustion des huiles usées sont basées sur les données d'émissions directes de eGRID, mais ne tiennent pas compte des émissions en amont.

Gaz :

- Cette catégorie comprend les sous-types de combustibles suivants : gaz naturel, gaz de procédé, autre gaz et gaz de haut fourneau.
- Le gaz de procédé est représenté dans le Modèle à l'aide du processus de gaz naturel chez le producteur. Dans eGRID, ce combustible utilise les mêmes facteurs d'émission que le gaz naturel. On fait l'hypothèse que le gaz de procédé est produit et utilisé sur le site.
- La catégorie « autre gaz » est représentée dans le Modèle par le processus du gaz naturel à l'utilisateur final. Dans eGRID, ce combustible utilise les mêmes facteurs d'émission que le gaz naturel.
- Le gaz de haut fourneau, un gaz couvert par eGRID, n'est pas inclus dans le Modèle. La quantité de gaz de haut fourneau provenant de eGRID a été réattribuée au type de gaz « autre gaz ».

Nucléaire :

- Cette catégorie comprend uniquement de l'uranium comme sous-type de combustible.
- Les émissions directes liées à l'utilisation de l'uranium sont tirées de eGrid, et les émissions en amont sont calculées à l'aide du modèle de CAFE3, qui représente l'enrichissement de l'uranium importé et local.

Déchets municipaux solides (DMS) :

- Cette catégorie comprend uniquement de déchets municipaux solides comme sous-type de combustible.
- Les DMS ont été modélisées en utilisant le transport par camion des DMS à l'utilisateur final comme la seule source d'émissions en amont.

La quantité totale d'électricité produite a été calculé à partir de la production nette totale de chaque centrale électrique de l'année de référence 2023, à partir de l'onglet « PLNT23 » du classeur eGRID.

Les émissions de CO₂ d'origine fossile, de méthane d'origine fossile et d'oxyde nitreux de tous les sous-types de combustible (y compris des renouvelables) ont été calculées à partir du taux d'émission total correspondant dans l'onglet « ST23 » du classeur eGRID.

Les émissions des réservoirs pour le CO₂ issu de la transformation des terres et le méthane d'origine biogénique ont été calculés à l'aide des facteurs moyens mondiaux de 85g CO₂/kWh et 3g CH₄/kWh indiqués dans Hertwich (2013). La fraction estimée de l'hydroélectricité qui provient des réservoirs aux États-Unis est de 20% de la production total de l'hydroélectricité, d'après Itten et coll. (2012).

Les émissions de SF₆ sont tirées du tableau 2-11 du rapport 2024 U.S. National Inventory Report et converties en kWh à l'aide des données de eGRID (US EPA, 2024, 2025).

Toutes les émissions et intrants de combustible pour les processus liés à l'électricité du réseau à l'utilisateur final ont été ajustées afin de tenir compte des pertes lors du transport et de la distribution, à l'aide des données de eGRID 2024 sur les pertes. Un processus national pour l'électricité du réseau des États-Unis a été développé à l'aide des processus au niveau des états pour le réseau électrique et les parts correspondantes de la production nationale d'électricité du réseau.

Réseaux électriques d'autres pays

Les processus de réseaux électriques pour les pays autres que le Canada et les États-Unis utilisent des données de l'Agence Internationale de l'Énergie (Agence Internationale de l'Énergie [AIE], 2026)¹³. Chaque pays a sa propre page web à partir de laquelle les données sont extraites. L'AIE est la source des données principale pour la quantité d'électricité générée par les différentes sources de production d'électricité pour l'année de référence la plus récente disponible¹⁴. Les processus des réseaux électriques nationaux sont inclus dans le Modèle pour les pays suivants :

- Afrique du Sud
- Allemagne
- Argentine
- Australie
- Autriche
- Belgique
- Brésil
- Bulgarie
- Chili
- Chine
- Colombie
- Corée du Sud
- Costa Rica

¹³ Il s'agit d'un travail dérivé du matériel de l'AIE réalisé par ECCC, qui est seul responsable de ce travail dérivé. Le travail dérivé n'est en aucune façon approuvé par l'AIE.

¹⁴ En raison de différences dans la disponibilité des données, la Bulgarie, la Chine, la Croatie, l'Inde, l'Indonésie, le Pérou, la Roumanie, Singapour, l'Afrique du Sud et la Thaïlande utilisent les dernières données de l'AIE disponibles pour l'année de référence 2023. Tous les autres pays utilisent les données de l'AIE pour l'année de référence 2024.

- Croatie
- Danemark
- Espagne
- Estonie
- Finlande
- France
- Grèce
- Hongrie
- Inde
- Indonésie
- Irlande
- Islande
- Israël
- Italie
- Japon
- Lettonie
- Lituanie
- Luxembourg
- Mexique
- Norvège
- Nouvelle-Zélande
- Pays-Bas
- Pérou
- Pologne
- Portugal
- Roumanie
- Royaume-Uni
- Singapour
- Slovaquie
- Slovénie
- Suède
- Suisse
- Tchéquie
- Thaïlande
- Turquie

Les processus de réseaux électriques ont été modélisés en utilisant les parts d'électricité produites par les différentes sources de production pour chaque pays. Ensuite, les processus de technologie de production d'électricité du Modèle ont été utilisés pour représenter les émissions directes et en amont de chaque source de production.

Les parts d'électricité générées par chaque source de production sont modélisées en suivant la méthodologie suivante et sont présentées dans le Tableau 4 :

- Les émissions pour l'électricité générée à partir des biocarburants, du charbon, de l'éolien, de l'hydroélectricité et du mazout sont modélisées à partir du processus de technologie de production d'électricité correspondant le plus conservateur.
- Les émissions pour l'électricité générée à partir des sources géothermiques, marémotrices, nucléaires et solaires (le solaire photovoltaïque [PV] et le solaire thermique) sont modélisées à partir des processus de technologie de production d'électricité.
- Les émissions pour l'électricité générée à partir du gaz naturel sont modélisées à partir de deux processus de technologie de production d'électricité représentant chacun une part de la production totale d'électricité.

Tableau 4 : Processus utilisés dans la modélisation par type de source de production d'électricité

Sources de la production d'électricité de l'AIE	Processus de la Bibliothèque de données du Modèle utilisés dans la modélisation
Biocarburant	Électricité, biomasse ligneuse, cycle simple, production hors site
Charbon	Électricité, charbon de lignite, production hors site
Éolien	Électricité, parc éolien, extracôtier, production hors site
Gaz naturel	Électricité, gaz naturel, cycle combiné, production hors site (Hypothèse de la part de 90% de la production totale d'électricité) ¹⁵
	Électricité, gaz naturel, cycle simple, production hors site (Hypothèse de la part de 10% de la production totale d'électricité) ¹⁵
Géothermie	Électricité, géothermie, production hors site
Hydro	Électricité, hydro, réservoir, production hors site
Marémotrice	Électricité, centrale marémotrice, production hors site
Mazout	Électricité, mazout lourd, production hors site
Nucléaire	Électricité, nucléaire, CANDU, production hors site
Solaire PV	Électricité, solaire, photovoltaïque, production hors site
Solaire thermique	Électricité, solaire, rayonnement concentré, production hors site

Les autres sources de production d'électricité qui satisfont aux critères suivants sont modélisées avec le processus « Électricité, charbon de lignite, production hors site » :

- La source de production n'est pas représentée par un processus du Modèle propre à la technologie
- La source de production représente plus de 5 % de la production totale d'électricité d'un pays
- La source de production génère des émissions directes de GES issus de la combustion de combustibles

¹⁵ Les parts ont été validées par une analyse interne des processus du Modèle (version août 2024).

Les sources de production qui ne sont pas disponibles dans le Modèle dont la contribution à la production d'électricité est de 5 % ou moins ou qui n'émettent pas d'émissions directes de GES sont exclues, et la contribution provenant d'autres sources est augmentée proportionnellement.

3.3.3 Approche de modélisation de l'électricité excédentaire

L'électricité excédentaire vers le réseau est modélisée selon une méthode d'affectation statique simplifiée et conservatrice. Dans cette méthode, la frontière du système de production de CFIC a été élargie et les émissions associées à l'IC moyenne annuelle de l'électricité du réseau provincial/étatique déplacée par l'électricité excédentaire sont toutes créditées au système de production de CFIC, jusqu'à concurrence d'une IC maximale. L'unité fonctionnelle pour les processus de production d'électricité excédentaire est 1 kWh d'électricité produite et exportée.

Canada et États-Unis

Les processus pour la production d'électricité déplacée associée à l'électricité excédentaire exportée vers le réseau ont été développés pour les provinces et territoires canadiens, la moyenne nationale canadienne et les États-Unis. Les processus pour l'électricité excédentaire ont été modélisés en utilisant les mêmes données et la même approche que pour la composition des réseaux électriques (veuillez consulter les sections précédentes). Cependant, comme la quantité d'électricité vendue est basée sur la quantité produite, les processus pour l'électricité excédentaire ne considèrent pas le transport et la distribution aux utilisateurs finaux et ne comprennent donc pas les pertes d'électricité et les émissions de SF₆ dans le transport et la distribution.

Électricité excédentaire maximale

L'électricité excédentaire maximale a été modélisée à l'aide de l'approche décrite pour la production d'électricité par cogénération, disponible à la section 3.3.4. L'IC maximale déplacée a été déterminée pour éviter une surestimation des réductions d'émissions résultant de la production d'électricité excédentaire.

L'objectif de la méthode était d'attribuer les émissions qui se produisent à l'installation de production de combustible à l'électricité produite sur le site et transférée ou vendue au réseau ou à une installation adjacente, afin de ne pas attribuer ces émissions au système du combustible. L'objectif était de ne pas d'attribuer les réductions d'émissions qui pouvaient avoir lieu dans le secteur de l'électricité au système de combustible.

Les éléments suivants ont été pris en compte dans le choix de cette méthode :

- Pour les installations de production de combustibles produisant de l'électricité en excès, la technologie la plus couramment utilisée pour produire de l'électricité sur le site était un système de cogénération en utilisant du gaz naturel.
- Historiquement, les systèmes de cogénération industrielle sont dimensionnés et exploités pour répondre à la charge thermique requise de l'installation, la production d'électricité étant complémentaire à l'approvisionnement en électricité du réseau pour plus de redondance et de résilience. Il existe quelques exemples de systèmes de cogénération industrielle conçus pour fournir de l'électricité au réseau, mais ils ne sont pas typiques.

3.3.4 Approche de modélisation pour les technologies de production d'électricité

La Bibliothèque de données comprend des processus pour les technologies de production de l'électricité suivantes :

- centrale au fil de l'eau
- centrale marémotrice
- biomasse, bois, cogénération
- biomasse, bois, cycle simple
- charbon, bitumineux
- charbon, lignite
- charbon, subbitumineux
- diesel
- géothermie
- mazout lourd
- gaz naturel, cogénération
- gaz naturel, cycle combine
- gaz naturel, chaudière convertie
- gaz naturel, cycle simple
- nucléaire, CANDU
- parc solaire, rayonnement concentré
- parc solaire, photovoltaïque
- parc éolien, extracôtier
- par éolienne, terrestre
- réservoir hydroélectrique

Deux séries de processus sont disponibles pour chaque technologie :

- Production sur le site : ils comprennent les émissions de GES du cycle de vie jusqu'au moment où l'électricité est transférée au réseau.
- Production hors site : ils comprennent les émissions de GES associées à la production sur le site ainsi que les émissions de GES directes associées à la transmission et à la distribution de l'électricité jusqu'à l'utilisateur final.

Production sur le site

Pour les processus de production d'électricité sur le site, l'unité fonctionnelle est de 1 kWh d'électricité produite sur le site à l'aide de la technologie spécifiée. Tous les processus ont été modélisés pour le contexte canadien, mais peuvent être utilisés quel que soit le lieu géographique. Une affectation a été appliquée uniquement à la cogénération au gaz naturel. Des détails supplémentaires pour chaque technologie, y compris les sources de données utilisées, sont fournis ci-dessous.

Les processus ont été modélisés en déterminant la consommation de combustible nécessaire à la production de 1 kWh d'électricité et en la reliant aux processus de combustion, le cas échéant. Ceci a permis de déterminer les émissions liées à la combustion et aux émissions en amont du cycle de vie. Les intrants intermédiaires liés à l'exploitation ou à la lutte contre la pollution ont également été intégrés à la modélisation lorsque leur contribution représentait plus de 1% de l'IC totale.

Tel qu'indiqué à la section 2.8, le Modèle utilise un horizon temporel de 100 ans pour ses méthodes d'évaluation d'impact. Pour la plupart des technologies de production d'électricité, on suppose que les terres utilisées pour la production d'électricité retrouvent leur état naturel en 100 ans, ce qui se traduit par une variation nette nulle des émissions liées à l'utilisation des terres. Cependant les réservoirs hydroélectriques modifient durablement le paysage après leur construction, invalidant cette hypothèse. De plus, l'inondation des terres lors de la création du réservoir entraîne des émissions de dioxyde de carbone et de méthane d'origine biogénique provenant de la décomposition de la biomasse durant le cycle de vie de la centrale hydroélectrique. Pour ces raisons, les émissions liées au changement d'affectation des terres sont prises en compte pour la production d'électricité à partir de réservoirs électriques.

Électricité issue du charbon, du diesel et du mazout lourd

Les processus ont été modélisés en déterminant la quantité de consommation de combustible requise à la production de 1kWh d'électricité et en la reliant aux processus de combustion spécifiques des combustibles dans le Modèle afin de déterminer les émissions de combustion et de cycle de vie en amont.

Pour le charbon, le diesel et le mazout lourd, les quantités de consommation de combustible ont été calculées à partir des données de production d'électricité de Statistique Canada (2025c).

Électricité issue du gaz naturel

Le Modèle comprend des processus représentant la production d'électricité à partir de trois méthodes de production utilisant le gaz naturel : la cogénération, le cycle combiné, la chaudière convertie et le cycle simple.

Contrairement à la plupart des méthodes de production d'électricité, la cogénération est multifonctionnelle; elle consiste à produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. Par conséquent, la cogénération nécessite une affectation. Différentes méthodes d'affectation peuvent donner lieu à des profils d'émissions différents pour chaque fonction du système de cogénération.

Par exemple, l'affectation énergétique peut constituer une méthode simple pour attribuer les émissions en fonction du rapport entre le contenu énergétique des produits finaux. Cependant, elle ne tient pas compte de la qualité de l'énergie produite ni de sa capacité à effectuer un travail utile. Une autre méthode consiste du combustible imputable à l'électricité, où les émissions qui auraient été produites par une chaudière pour produire l'énergie thermique requise sont calculées et soustraites des émissions totales du système de cogénération, ne laissant que les émissions liées à l'électricité.

Ces méthodes d'affectation nécessitent des données spécifiques qui ne sont pas disponibles ou qui sont incohérentes en raison de la forte variabilité observée dans les systèmes de cogénération :

- Production de l'énergie électrique du système de cogénération
- Production de l'énergie thermique du système de cogénération
- La consommation de combustible du système de cogénération, y compris le gaz combustible ou d'autres produits intermédiaires brûlés dans le système de cogénération, ce qui nécessiterait de déterminer l'IC du gaz combustible et des produits intermédiaires
- Il faudrait également choisir un scénario de référence pour l'intensité des émissions liées à l'énergie thermique dans le cadre de la méthode d'imputation des combustibles à l'électricité

Pour ces raisons, une méthode affectation statique simplifiée a été utilisée pour modéliser l'électricité produite par cogénération. Avec cette méthode, les émissions moyennes pour la partie du système produisant de l'électricité ont été estimées à 250 g de CO₂/kWh. Cette valeur correspond aux émissions d'un système de cogénération typique utilisant la méthode du combustible imputable à l'électricité, avec une chaudière de référence ayant un rendement de 80 %. La quantité correspondante de combustible nécessaire (supposée être du gaz naturel) a ensuite été calculée en fonction des émissions fixées et des émissions moyennes de combustion déclarées pour le gaz naturel dans le NIR (année de référence 2024).

Pour les centrales à cycle combiné, à chaudière convertie, et à cycle simple au gaz naturel, les processus ont été modélisés en déterminant la quantité de combustible nécessaire à la production de 1kWh d'électricité. La consommation de combustible a été calculée à partir des rendements de pouvoir calorifique inférieur (PCI) fournis par la Régie de l'énergie du Canada (2016) et l'Agence américaine d'information sur l'énergie (2024). Les rendements ont été convertis sur une base de pouvoir calorifique supérieur (PCS) en utilisant un facteur de 1,11 (FortisBC).

Ensuite, la quantité de gaz naturel calculée a été liée au processus de combustion du gaz naturel dans le Modèle afin de modéliser les émissions directes et en amont.

Électricité issue du nucléaire

Ce processus a été modélisé en utilisant la quantité d'uranium nécessaire pour produire 1kWh d'électricité et un processus interne du Modèle représentant les émissions du cycle de vie de la production de l'uranium. Les quantités d'uranium pour la production d'électricité nucléaire ont été calculées à partir des données de Statistique Canada sur la production d'électricité (Statistique Canada, 2025d).

La valeur calorifique utilisée pour convertir la masse d'uranium en énergie provient du tableau des valeurs calorifiques de divers combustibles, Heat Values of Various Fuels publié par l'Association nucléaire mondiale (2025).

Les émissions représentant les intrants intermédiaires à l'exploitation et au contrôle de la pollution ainsi que le traitement de l'uranium en amont ont été incluses et modélisées à l'aide du modèle CAFE3 (ECCC, 2020).

Électricité issue de centrales au fil de l'eau, de parcs éoliens terrestres et de parcs solaires

Puisque ces technologies ne nécessitent pas de combustibles pour produire de l'électricité, leurs sources d'énergie n'entraînent aucune émission en amont. Ces processus incluent seulement les émissions liées aux intrants intermédiaires nécessaires à leur fonctionnement ou au contrôle de la pollution provenant de CAFE3.

Électricité issue de réservoirs hydroélectriques

En tant que technologie renouvelable, l'électricité produite à partir de réservoirs hydroélectriques ne génère aucune émission directe issue de la combustion. Cependant, au cours de la phase d'occupation de ces réservoirs, ces derniers contiennent de la biomasse qui se décompose, entraînant ainsi des émissions de carbone biogénique et de méthane.

Le processus est modélisé à l'aide des facteurs d'émission de CO₂ et de CH₄ (g/kWh) pour les émissions nettes sur 100 ans, tel qu'estimé à partir du modèle G-Res, publié dans le tableau 5 de Levasseur et coll. (2021).

Électricité issue de la biomasse ligneuse

Les processus de production d'électricité à partir de biomasse ligneuse sont modélisés en déterminant la quantité de biomasse ligneuse nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité. Pour déterminer la quantité de biomasse ligneuse nécessaire, les fractions suivantes, exprimées sur une base massique, ont été prises en compte :

- Copeaux de bois : 55 %
- Granules de bois : 40 %
- Autres combustibles : 5 %

Les proportions proviennent de la base de données sur la biothermie (Ressources Naturelles Canada, 2023). La catégorie « autres combustibles » est composée d'un mélange de biocombustibles comme du bois de chauffage, des déchets de bois/écorces, des résidus agricoles, et des combustibles de biomasse spéciaux occasionnels (i.e. des fines de moulin). Dans le Modèle, les autres combustibles sont modélisés en utilisant la combustion des résidus agricoles comme une variable de substitution. La part de biomasse ligneuse a été utilisée conjointement avec les rendements de combustion suivants (sur une base de PCS), pour chaque processus :

- Cogénération : 79%
- Cycle simple : 24%

L'affectation énergétique est faite pour la cogénération de la biomasse ligneuse.

Le PCS des « autres combustibles » a été estimé en utilisant les PCS moyens de cannes de maïs et de paille de blé du Modèle R&D GREET (Argonne National Laboratory, 2024) et Manitoba Agriculture (2017), respectivement. Les rendements ont été calculés à partir des moyennes de plusieurs sources (Abbas et coll., 2020; Réseau canadien de forêts modèles, 2013; Hydro-Québec, 2021; National Institute of Building Sciences, 2024; University of California – Agriculture and Natural Resources, 2025).

La quantité de biomasse ligneuse pour chaque charge d'alimentation a été liée à chaque processus de combustion respectif du Modèle afin de modéliser les émissions directes et en amont.

Électricité issue de la géothermie

Une centrale à cycle binaire alimentée par des systèmes géothermiques améliorés (SGA) à basse température a été choisie pour représenter la technologie associée à la géothermie dans le Modèle pour le contexte canadien. Plusieurs sources ont été consultées afin de sélectionner cette technologie (Goldstein et coll., 2011; RN Canada, 2012; La Régie de l'énergie du Canada, 2023).

Comme cette technologie ne génère aucune émission directe liée à la combustion, le processus a été modélisé en tenant compte des émissions associées aux intrants intermédiaires nécessaires à son fonctionnement ou au contrôle de la pollution. Ces activités ont été modélisées à l'aide des données de (Frick et coll., 2010; LIRIDE, 2025).

Électricité issue de centrales marémotrices

L'électricité produite par les courants de marée résultant du remplissage et de la vidange des régions côtières sous l'effet des marées est représentée dans le Modèle par une technologie de convertisseur d'énergie marémotrice à axe horizontal utilisée dans le contexte canadien. Plusieurs sources ont été consultées afin de déterminer la technologie marémotrice la plus représentative (Lewis, A., 2011; Acadia Tidal Energy Institute, 2014; La Régie de l'énergie du Canada, 2023b; Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, 2016; Energy BC, 2016).

Comme cette technologie ne génère aucune émission de combustion directe, le processus a été modélisé en tenant compte des émissions associées aux intrants intermédiaires nécessaires à son fonctionnement ou au contrôle de la pollution. Ces activités ont été modélisées en utilisant le tableau de (Douziech et coll., 2016; LIRIDE, 2025).

Électricité issue de parcs éoliens extracôtiers

Les éoliennes extracôtiers à base gravitaire au sol ont été choisies pour représenter la technologie utilisée dans les parcs éoliens extracôtiers dans le Modèle pour le contexte canadien. Plusieurs sources ont été consultées dans la détermination du technologie représentatif (Wiser et coll., 2011; Dolan & Heath, 2012; Tang & Kilpatrick, 2021; TGS 4C Offshore, 2025).

Comme cette technologie ne génère aucune émission de combustible directe, le processus a été modélisé en tenant compte des émissions associées aux intrants intermédiaires nécessaires à son fonctionnement ou au contrôle de la pollution. Ces activités ont été modélisées à l'aide du tableau S17 d'Arvesen et Hertwich (2012) et de LIRIDE (2025).

Production hors site

Pour les processus de production d'électricité hors site, l'unité fonctionnelle est de 1kWh d'électricité produite et livrée à l'utilisateur. Tous les processus ont été modélisés pour le contexte canadien, mais peuvent être utilisés quel que soit le lieu géographique. L'allocation a été appliquée uniquement à la cogénération au gaz naturel.

La modélisation est réalisée à partir des processus sur le site et en y ajoutant les émissions liées à la distribution et au transport. Les émissions de SF₆ produites par les équipements utilisés pour le transport et la distribution d'électricité, ainsi que les pertes d'électricité, sont basées sur les données du RIN 2026 pour l'année de référence 2024 (tableau A7-1) (ECCC, 2026).

3.4 Autres sources d'énergie

La Bibliothèque de données dispose de trois processus de source d'énergie supplémentaires représentant de la vapeur achetée, de la combustion de déchets non biogéniques et de la combustion de gaz combustible.

3.4.1 Vapeur achetée

Le processus de vapeur achetée a été développé avec une unité fonctionnelle de 1 MJ de vapeur générée par une chaudière à gaz naturel. La portée du processus comprend les émissions directes provenant de la combustion du gaz naturel, ainsi que les émissions en amont liées à la production et à la distribution du gaz naturel. Les émissions directes de la chaudière au gaz naturel ont été fixées à 223 g d'CO₂e par kWh de vapeur produite, en supposant un rendement de la chaudière de 80 %. Les processus

de gaz naturel dans le Modèle ont été utilisés afin de déterminer la quantité de gaz naturel requise pour produire 1 MJ de vapeur. La modélisation de gaz naturel est décrite dans la section 3.6.

3.4.2 Combustion de déchets non biogéniques

Le processus « Combustion de déchets non biogéniques » a été développé pour modéliser la combustion de ces déchets comme combustible. Le processus a été développé avec une unité fonctionnelle de 1 kg de déchets non biogéniques brûlés. La portée du processus ne comprend que les émissions de combustion des déchets non biogéniques utilisés comme combustible. Conformément à l'approche d'affectation des coupures pour les coproduits (veuillez consulter la section 2.6), la production des déchets non biogéniques est exclue des jeux de données. De plus, le transport jusqu'à l'utilisateur final est exclu, car, dans la plupart des cas, les déchets devraient être produits sur place ou à proximité.

La combustion est modélisée en utilisant le facteur d'émission et le PCS (36,2 MJ/kg) pour la combustion du coke de pétrole comme variable de substitution. La modélisation pour la combustion du coke de pétrole est décrite à la section 3.2.

3.4.3 Combustion de gaz combustible

Le gaz combustible est un gaz habituellement composé principalement de CH₄ qui est utilisé comme un intrant de combustible. Le gaz combustible contient également d'autres gaz tel que l'eau ou d'autres hydrocarbures. Le Modèle inclut le gaz combustible comme intrant énergétique. Le processus est modélisé en utilisant les valeurs de la combustion de gaz naturel comme variables de substitution. La modélisation de combustion de gaz naturel est décrite à la section 3.6.2.

3.5 Charges d'alimentation

La Bibliothèque de données contient six grandes catégories de charges d'alimentation pouvant être utilisées dans les filières de CFIC : les graisses animales, les cultures (pois des champs, grains, canne à sucre), les déchets, les fibres ligneuses, et la graisse jaune.

Les sections suivantes présentent l'approche de modélisation et les hypothèses utilisées pour modéliser l'IC associée à la production et/ou à la collecte des six catégories de charges d'alimentation que l'on retrouve dans le dossier « Charges d'alimentation » de la Bibliothèque de données.

Il est à noter que d'autres processus peuvent être considéré comme étant des charges d'alimentation. Par exemple, le gaz naturel peut être utilisé comme une charge d'alimentation pour la production d'hydrogène; les processus de gaz naturel se trouve dans le dossier « Combustibles fossiles ». L'extraction et la production de combustibles fossiles sont présentés plus en détail à la section 3.6. De plus, le Modèle inclut certains processus modifiables qui peuvent être utilisés pour modéliser les processus de charges d'alimentation qui ne sont pas inclus dans la Bibliothèque de données. Ces processus sont documentés à la section 4.2.

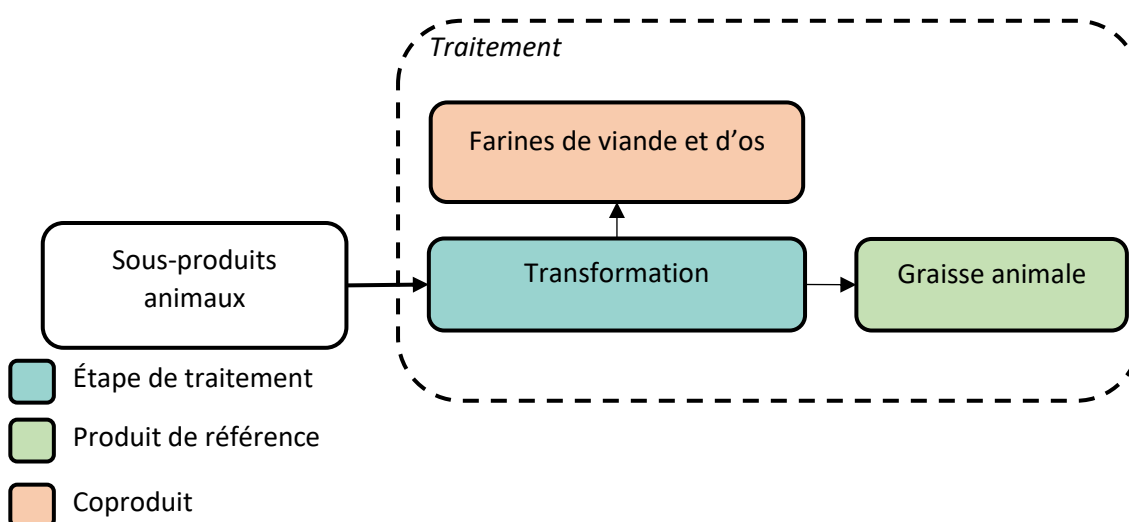
3.5.1 Production de graisses animales

[Approche de modélisation de la production de graisses animale à partir de sous-produits animaux](#)

La frontière du processus de production de graisses animale commence par le transport des sous-produits animaux de l'abattoir à l'usine d'équarrissage et se termine par la production de graisses

animales. Les émissions de GES en amont liées aux sous-produits animaux ne sont pas incluses dans la modélisation car ils sont considérés comme des déchets. On suppose une distance de camionnage de 100 km. Les sous-produits de l'abattoir sont transformés dans une usine d'équarrissage pour produire des graisses animales, avec comme coproduits de la farine de viande et d'os. Le gaz naturel et le mazout lourd sont utilisés pour répondre aux besoins en énergie thermique du processus d'équarrissage, et les valeurs utilisées pour la modélisation sont basées sur les valeurs moyennes prises du tableau 1 de Chen et coll. (2017). Les vapeurs de cuisson constituent un flux de déchets et sont exclues des calculs. Une vue d'ensemble des étapes de transformation de la production de graisses animales est présentée à la Figure 5.

Figure 5: Vue d'ensemble de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales



Portée géographique de la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

Le Modèle comprend des processus définis aux niveaux provincial et national pour la production de graisse animale au Canada. Tous les processus canadiens ont été basés sur des données des États-Unis sur l'équarrissage des sous-produits animaux. Les processus diffèrent seulement en fonction de la composition des réseaux électriques provinciaux utilisés dans le processus d'équarrissage. Cela suppose que le procédé de production ne diffère pas au Canada et que seules les émissions liées à l'électricité diffèrent.

Approche d'affectation pour la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

L'affectation des charges aux farines de viande et d'os et à la graisse animale à l'étape de l'équarrissage est effectuée en fonction de la masse sèche des produits.

Sources de données pour la transformation des sous-produits animaux en graisses animales

La principale source de données utilisée pour modéliser la production de graisses animales est Chen et coll. (2017). Le suif de bœuf a été utilisé comme variable de substitution pour les graisses animales.

3.5.2 Cultures agricoles au Canada

La Figure 6 présente les cultures agricoles comprises dans la Bibliothèque de données du Modèle.

Figure 6 : Charges d'alimentation de cultures agricoles dans le Modèle



Les sections suivantes présentent l'approche de modélisation pour les cultures agricoles. Les cultures sont regroupées en fonction des principales sources de données utilisées pour la modélisation. La première section présente la modélisation pour l'orge, le maïs, les pois des champs, le seigle, le triticale, le blé (et le blé dur), la seconde section présente la modélisation pour le sorgho et la troisième section présente la modélisation pour la canne à sucre du Brésil. L'approche de modélisation est similaire entre les deux groupes de cultures présentés dans la première et la seconde section, alors que l'approche de modélisation pour la canne à sucre est différente. Pour chacune de ces charges d'alimentation, l'unité fonctionnelle est 1 kg de culture sèche à la ferme.

Approche de modélisation pour la culture du maïs, du blé (dur et non dur), de l'orge, du seigle, du triticale et des pois des champs

Les frontières des jeux de données de chaque culture comprennent toutes les activités de terrain liées à la production agricole (de la préparation du sol à la récolte et au stockage). Cela exclut les étapes ultérieures de transport, de distribution, de transformation et d'utilisation des cultures récoltées.

L'inventaire du cycle de vie (ICV) de l'orge, du maïs, des pois des champs et du blé a été modélisé d'après des rapports sur l'empreinte carbone du CRSC de 2022 ((S&T)2 Consultants Inc., 2022a, 2022c, 2022d, 2022e, 2022g). L'ICV du seigle et du triticale a été modélisé d'après les rapports sur l'empreinte carbone de CO-OP de 2023 ((S&T)2 Consultants Inc., 2023a, 2023b), qui utilisent la même méthodologie que celle employée dans les rapports du CRSC.

Les principaux intrants et émissions pris en compte dans l'IC des cultures sont présentés ci-dessous :

Les intrants énergétiques: incluent les quantités de diesel, d'essence, de gaz naturel et d'électricité utilisées pour les opérations agricoles directes à la ferme (par exemple, le fonctionnement de la machinerie, préparation des sols, application de produits chimiques, récolte, semis, travail du sol, irrigation¹⁶, transport des cultures du champ vers les installations d'entreposage et séchage des récoltes à la ferme). Les techniques de travail du sol (c'est-à-dire, le travail du sol conventionnel ou intensif, le travail du sol réduit et semis direct ou l'absence de travail du sol) ont été prises en compte dans le calcul de la consommation de diesel. L'ICV comprend les émissions de combustion liées à la consommation de

¹⁶ Seule la consommation d'énergie pour l'irrigation a été prise en compte; l'eau d'irrigation est exclue de la portée du Modèle.

combustibles fossiles ainsi que les émissions liées à la production et à la distribution des combustibles et de l'électricité.

Les intrants chimiques: incluent les engrais synthétiques à base d'azote, de phosphore, de potassium et de soufre et les pesticides appliqués sur les terres cultivées. L'ICV comprend les émissions liées à la fabrication des engrais et des pesticides et couvre plusieurs engrais azotés, tel qu'expliqué à la section 3.1.2.

Les semences: incluent les quantités de semences nécessaires pour produire un kilogramme de culture. L'ICV comprend les émissions liées à la production, au traitement et au transport des semences en suivant l'approche décrite dans les rapports du CRSC et de CO-OP. L'IC des semences est déterminée à partir de l'IC de la culture, à laquelle est appliquée un facteur d'impact afin de tenir compte du traitement et du transport des semences jusqu'aux exploitations agricoles.

Les émissions de N₂O: incluent les émissions directes et indirectes de N₂O provenant des apports d'azote, soit les engrais azotés et les résidus de culture ainsi que l'azote minéralisé du sol. Les émissions indirectes de N₂O couvrent à la fois la volatilisation de l'azote provenant des engrais synthétiques et le lessivage/ruissellement de l'azote issu des engrais synthétiques et des résidus de culture.

Les facteurs d'émissions de N₂O proviennent des rapports sur l'empreinte carbone de CRSC de 2022 ((S&T)2 Consultants Inc., 2022a, 2022c, 2022d, 2022e, 2022g) et des rapports sur l'empreinte carbone de CO-OP de 2023 ((S&T)2 Consultants Inc., 2023a, 2023b). Le calcul des émissions s'appuie sur la méthodologie canadienne de niveau 2 (Tier 2) du Rapport d'inventaire national de 2022 (ECCC, 2022b), et tiennent compte de facteurs d'émission régionaux pour les émissions directes, tel que décrit dans les rapports du CRSC et de CO-OP.

L'apport en azote des résidus de culture a été estimé à partir des données de cultures canadiennes (Janzen et coll., 2003), tel qu'expliqué dans le rapport méthodologique du CRSC de 2022 ((S&T)2 Consultants Inc., 2022h) :

Les émissions de CO₂ et carbone séquestré liées au carbone organique du sol (COS) résultant des types de changements dans les pratiques de gestion des terres suivants :

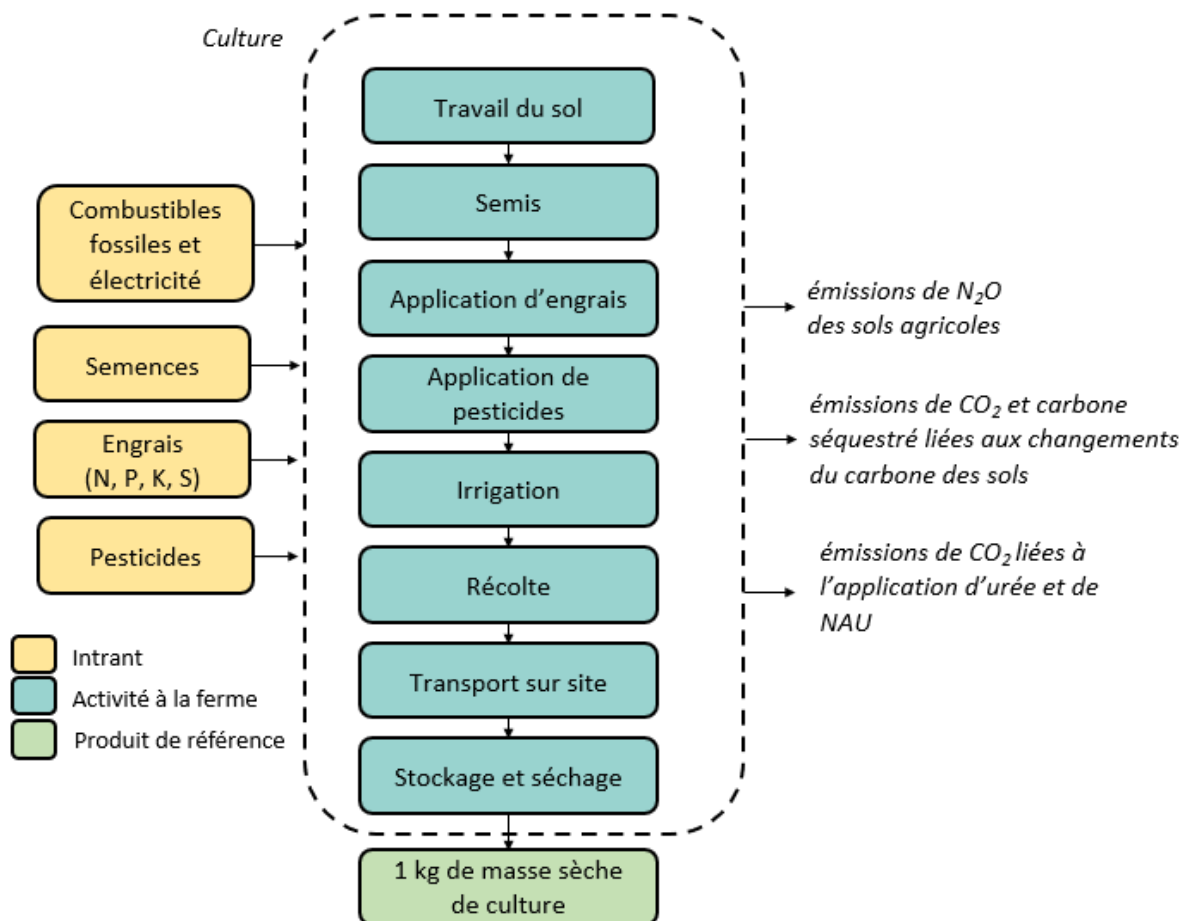
- changements de la productivité des cultures et des apports de carbone provenant des résidus de culture
- changements des pratiques de travail du sol (p. ex. semis direct, travail du sol réduit et travail du sol conventionnel)

Les facteurs d'émissions de carbone organique du sol (COS) proviennent des rapports sur l'empreinte carbone de CRSC de 2022 ((S&T)2 Consultants Inc., 2022a, 2022c, 2022d, 2022e, 2022g) et des rapports sur l'empreinte carbone de CO-OP de 2023 ((S&T)2 Consultants Inc., 2023a, 2023b). Les données sur le COS couvrent les variations du carbone du sol jusqu'à l'année 2019.

Les émissions de CO₂ liées à l'application d'urée et de NAU : comprend les émissions de CO₂ provenant des fertilisants azotés. Lorsqu'ils sont épandus comme engrais sur les terres cultivées, l'urée et le NAU libèrent tous deux le CO₂ capturé lors de leur production.

La Figure 7 illustre les flux du processus pour les cultures agricoles, c'est-à-dire les intrants, les émissions ainsi que l'unité fonctionnelle.

Figure 7 : Vue d'ensemble des processus de cultures agricoles



Tel qu'expliquer dans le rapport de méthodologie du CRSC de 2022 ((S&T)2 Consultants Inc., 2022h), les éléments suivants ont été exclus de la portée de l'ICV soit à cause d'un manque de données, soit parce que la contribution de certains de ces intrants à l'IC était négligeable :

- La production à la ferme d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la combustion de la biomasse
- Les activités auxiliaires à la ferme, comme l'éclairage et le chauffage de la zone de travail
- La fabrication, l'entretien et le déclassement des biens d'équipement (par exemple, machines, camions, infrastructures)
- Le transport de pesticides et d'engrais entre l'usine de fabrication et la ferme
- Les déchets ou les coproduits, comme :
 - Élimination des déchets de traitement
 - Coproduits de la paille et de la canne de maïs
 - Émissions liées à l'épandage du fumier

De plus, les émissions de carbone associées aux modifications des proportions des cultures annuelles et pérennes ont été exclues en raison de limites méthodologiques et de l'incertitude importante associée à ces émissions.

En ce qui concerne l'exclusion des engrais organiques comme le fumier, le Modèle utilise l'approche par défaut des rapports du CRSC et de CO-OP qui consiste à attribuer les émissions et l'utilisation des ressources liées au stockage et à l'épandage du fumier au système de production animale. Cette approche est conforme aux lignes directrices de l'Organisme des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (2016).

Portée géographique des cultures agricoles au Canada

Il y a un processus agrégé disponible pour chaque culture, chaque culture ayant une IC unique. Chaque processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique. Les données de l'ICV des charges d'alimentation agricoles ont été recueillies et compilées pour chaque province où les cultures sont produites, à l'exception de Terre-Neuve-et-Labrador. Le Tableau 5 indique les régions qui ont été incluses dans le calcul de l'IC de chaque culture. Une moyenne pondérée des jeux de données provinciaux a ensuite été calculé pour chaque culture en utilisant des données de moyenne de production de Statistique Canada de 2018 à 2020.

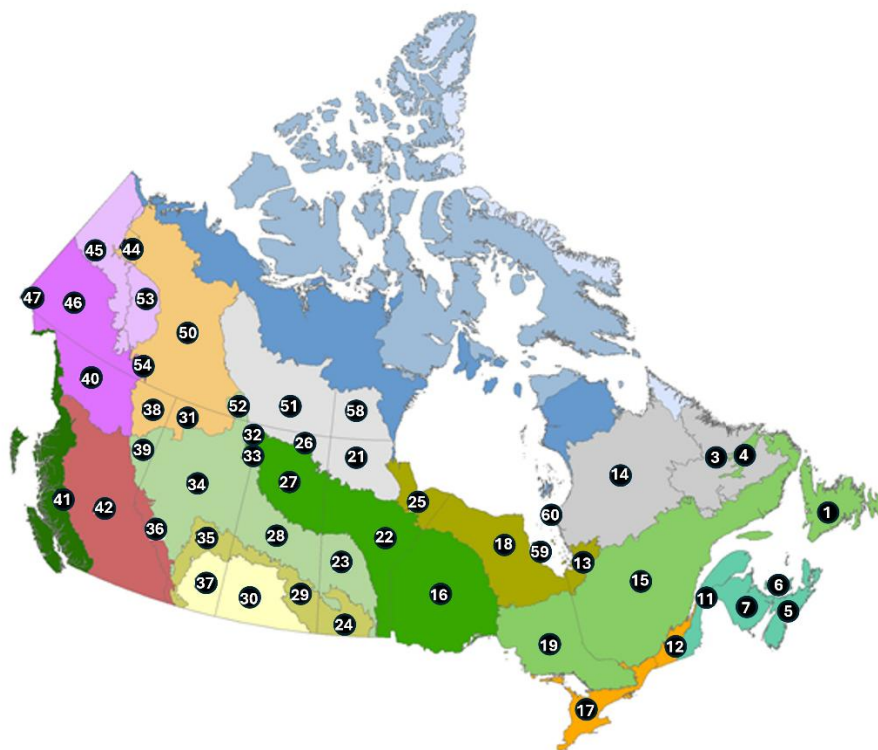
Tableau 5 : Portée géographique pour l'orge, le maïs, les pois des champs, le seigle, le triticales et le blé (dur et non dur) inclus dans le Modèle

Culture	Alb.	C.-B.	Man.	N.-B.	T.-N.-L.	N.-É.	Ont.	Î.-P.-É.	Qc	Sask.
Orge	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Maïs	Oui	Non	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Pois des champs	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Oui	Non	Oui
Seigle	Oui	Non	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Triticale	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Blé (dur)	Oui	Non	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Blé (non-dur)	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Les données provinciales ont été calculées en utilisant les moyennes pondérées des données régionales au niveau de l'unité de rapprochement (UR) lorsqu'elles étaient disponibles. Les UR sont les entités

géographiques formées par l'intersection des écozones terrestres du Canada avec les frontières provinciales et territoriales. Ces unités sont utilisées pour rapprocher les données de plusieurs organismes du gouvernement du Canada. La Figure 8 montre la répartition des UR au Canada.

Figure 8 : Les UR au Canada (Ressources Naturelles Canada, 2025)



Affectation des cultures agricoles au Canada

Les cultures génèrent des résidus agricoles qui sont laissés dans les champs. Le Modèle considère ces résidus comme étant des déchets (c'est-à-dire pas un coproduit) de la culture végétale et l'approche d'affectation des coupures est appliquée (veuillez consulter la section 3.5.3). Aucune autre règle d'affectation n'a été appliquée au jeu de données de l'ICV des cultures agricoles.

Sources de données pour les cultures agricoles au Canada

Le rapport de méthodologie du CRSC ((S&T)2 Consultants Inc., 2022h), les rapports sur l'empreinte carbone de CRSC de 2022 pour le blé, le maïs, l'orge et les pois des champs ((S&T)2 Consultants Inc., 2022a, 2022c, 2022d, 2022e, 2022g), ainsi que les rapports sur l'empreinte carbone de CO-OP de 2023 pour le seigle et le triticale ((S&T)2 Consultants Inc., 2023a, 2023b) constituent les principales sources de données pour la compilation des ICV. Ces rapports d'analyse de cycle de vie représentent les meilleures sources disponibles de données d'ICV des cultures au Canada.

Les rapports sur l'empreinte carbone de CRSC de 2022 et ceux de CO-OP de 2023 détaillent l'empreinte carbone de l'orge, du maïs, des pois des champs, du blé, du seigle et du triticale au Canada en utilisant diverses sources de données : statistiques nationales, budgets provinciaux des grandes cultures et

enquêtes agricoles, données des associations agricoles provinciales et données bibliographiques. Les rapports contiennent des informations détaillées sur les taux d'utilisation d'engrais, de pesticides et de semis ainsi que les valeurs de consommation d'énergie pour la production des cultures. Bien que les sources de données varient parfois d'une culture à l'autre en fonction de la disponibilité des données, l'approche de modélisation est cohérente pour toutes les cultures. La méthode et les sources de données sont également cohérentes avec celles utilisées dans le RIN (2022) en ce qui concerne les émissions de N₂O provenant des sols gérés et des pratiques de gestion des terres (ECCC, 2022b).

Approche de modélisation pour le sorgho

Le jeu de données pour le sorgho a été généré à partir d'un rapport élaboré pour ECCC par la société de conseil Quantis. Comme pour la modélisation des autres cultures, les frontières du jeu de données du sorgho tenaient compte de toutes les activités de terrain liées à la production végétale (de la préparation du sol à la récolte et au stockage) et ont exclu la phase ultérieure de transport, de distribution, de transformation et d'utilisation des céréales et des oléagineux récoltés. L'ICV des cultures internationales a été modélisé à partir des données générées par l'outil geoFootprint. Ce dernier a été développé par Quantis et modélise l'empreinte des produits agricoles de base dans le monde entier en tenant compte des conditions environnementales locales (sol et climat) en conjonction avec les meilleures estimations des pratiques régionales de gestion agricole. L'outil repose entièrement sur des données publiques qui ont été consolidées et harmonisées (Reinhard et coll., 2021).

Le sorgho a été modélisé à l'aide des mêmes huit procédés de production que des autres cultures incluses dans la Bibliothèque de données : travail du sol, semis, irrigation¹⁷, application d'engrais et de pesticides, récolte, transport du produit du champ jusqu'au silo de la ferme et stockage (y compris l'aération/le séchage). La consommation de combustible et d'énergie ainsi que les intrants agricoles comme les engrais, les pesticides et les semences ont été pris en compte pour tous les processus.

De la même façon, les techniques de travail du sol (c'est-à-dire le travail conventionnel ou intensif du sol, le travail réduit du sol et le semis direct ou la culture sans travail du sol) ont été prises en compte pour le calcul de la consommation d'énergie sous forme de consommation de combustible diesel, d'émissions directes de N₂O et de modifications du carbone dans le sol.

Les émissions de N₂O pour le sorgho sont calculées à l'aide d'une équation modifiée de niveau 1 du GIEC. Les données ont été collectées pour l'approche de modélisation de l'empreinte géologique du N₂O à l'aide du modèle de Bouwman (2002), tel que mis en œuvre par le Cool Farm Tool (Kayatz et coll., 2020).

Les émissions de carbone associées aux changements du COS provenant des deux pratiques de gestion des terres suivantes sont incluses :

- Changements dans la superficie en jachère
- Changements dans les méthodes de travail du sol (c'est-à-dire, aucun travail du sol, travail du sol réduit et travail conventionnel)

¹⁷ Seule la consommation d'énergie pour l'irrigation a été prise en compte; l'eau d'irrigation n'a pas été incluse dans le Modèle, car elle ne relève pas de la portée du Modèle.

Les valeurs moyennes pondérées de la zone de récolte du Canada pour les changements de COS ont été appliquées aux cultures internationales.

Les émissions de CO₂ associées à l'application d'urée et de NAU sont incluses.

La portée de la modélisation pour le développement de l'ICV du sorgho est alignée sur la portée des autres cultures et exclut les éléments suivants :

- Les émissions de carbone associées avec aux changements du COS provenant de modifications aux proportions de cultures annuelles et pérennes
- La production à la ferme d'énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la combustion de la biomasse
- Les activités auxiliaires à la ferme, comme l'éclairage et le chauffage de la zone de travail
- La fabrication, l'entretien et le déclassement des biens d'équipement (ex. : machines, camions, infrastructures)
- Le transport de pesticides et d'engrais entre l'usine de fabrication et la ferme
- Les déchets ou les coproduits, comme :
 - L'élimination des déchets de traitement
 - Les coproduits de la paille et de la canne de maïs
 - Les émissions liées à l'épandage du fumier

Les engrais organiques, comme le fumier, ont été exclus de la portée.

Portée géographique du sorgho

Les données d'ICV pour le sorgho ont été générées par l'outil geoFootprint. L'ICV du sorgho a été basé sur des données des États-Unis. Les intrants énergétiques et les intrants de matière (par exemple, les engrais, les pesticides, et le diesel) ont été modélisés en utilisant des jeux de données du Modèle. Une moyenne pondérée des données régionales du Kansas, du Missouri, du Nebraska et du Texas a été utilisée pour créer un processus dans la Bibliothèque de données.

L'unité géographique d'analyse de geoFootprint (le niveau le plus fondamental auquel les données sont conservées et traitées) est la cellule de grille. GeoFootprint fonctionne avec une résolution de cellule de grille de 5 x 5 minutes d'arc (c.-à-d. 10 x 10 km à l'équateur) et geoFootprint agrège les cellules de grille au niveau de l'État. Pour chaque état, un nombre spécifique de cellules de grille est considéré dans l'agrégation. Les cellules de grille incluses dans l'agrégation doivent avoir un volume de production mis à l'échelle supérieur à un seuil donné. Pour le sorgho, le seuil est de 20.00 tonnes métriques par cellule de grille.

Affectation du sorgho

Les résidus agricoles qui sont laissés dans les champs sont considérés comme des déchets (c'est-à-dire pas un coproduit) de la production végétale et l'approche d'affectation des coupures est appliquée (veuillez consulter la section 3.5.3). Aucune autre règle d'affectation n'a été appliquée au jeu de données d'ICV des cultures agricoles.

Sources de données pour le sorgho

L'outil geoFootprint a été la principale source de données pour la compilation des inventaires des cultures à l'étranger.

L'outil utilise deux groupes de données brutes comme base. Le premier groupe de données est constitué de jeux de données d'ICV consolidées représentant les pratiques de culture au niveau national. Ces données proviennent de la base de données World Food LCA (WFLDB) (Nemecek et coll., 2019) et de la base de données Ecoinvent (Weidema et coll., 2013). Ces données sont toutes rasterisées et harmonisées en ce qui concerne leur résolution et leur système de projection, puis superposées pour créer des ICV spécifiques aux cellules de la grille. Lorsque des données spatiales plus granulaires sont disponibles pour un paramètre donné, elles remplacent la valeur extraite de l'inventaire par défaut au niveau du pays. Le second groupe de données, un référentiel de données géospatiales accessibles au public pour les paramètres clés reflétant certaines pratiques de gestion agricole (par exemple, les surfaces récoltées, les rendements, les taux d'application d'engrais, les taux d'application de fumier) et les conditions environnementales (par exemple, le pH du sol, la teneur en argile du sol, le stock de COS, la température, les précipitations).

Certaines données d'une importance capitale (c'est-à-dire la surface récoltée, le volume de production, le rendement) sont extraites du consortium EarthStat (Monfreda et coll., 2008), qui a modélisé les propriétés culturelles attendues pour 172 cultures à une résolution de 10 x 10 km dans le monde entier, pour l'année 2000. Dans geoFootprint, ces données sont donc mises à l'échelle pour fournir la meilleure représentation possible de ces propriétés en 2016. Une liste complète des paramètres et des sources de données se trouve dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Paramètres et sources de données dans geoFootprint

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
Superficie de culture récoltée	EarthStat (Monfreda et coll., 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données FAOSTAT ¹⁸ de (1999-2001) à (2015-2017)	Somme
Rendement	EarthStat (Monfreda et coll., 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données FAOSTAT ¹⁸ de (1999-2001) à (2015-2017)	Moyenne pondérée des volumes de production
Volume de production	EarthStat (Monfreda et coll., 2008)	10 x 10 km	Basée sur l'évolution des données	Somme

¹⁸ FAO (2020) [Base de données FAOSTAT](#) (FAO, 2020).

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
			FAOSTAT ¹⁸ de (1999-2001) à (2015-2017)	
Prélèvement d'eau pour l'irrigation	PNW (Mekonnen & Hoekstra, 2011)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Irrigation de surface	WFLDB (Nemecek et coll., 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Irrigation par aspersion	WFLDB (Nemecek et coll., 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Irrigation au goutte-à-goutte	WFLDB (Nemecek et coll., 2019)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Engrais azotés	EarthStat (Monfreda et coll., 2008)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Engrais phosphorés	EarthStat (Monfreda et coll., 2008)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Engrais potassique	EarthStat (Mueller et coll., 2012)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne pondérée des volumes de production
Consommation de combustible	WFLDB (Nemecek et coll., 2019) Ecoinvent (Weidema et coll., 2013)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays
Protection des cultures	WFLDB (Nemecek et coll., 2019) Ecoinvent (Weidema et coll., 2013)	Pays	S. o.	Constante au niveau du pays

Paramètre	Source des données	Résolution native	Méthode de mise à l'échelle	Méthode d'agrégation
Stock de COS	Grilles de sol ISRIC (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Teneur en argile	Grilles de sol ISRIC (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Teneur en limon	Grilles de sol ISRIC (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Teneur en sable	Grilles de sol ISRIC (Hengl et coll., 2014)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Précipitations	GAEZ (FAO et coll., 2009)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple
Température	GAEZ (FAO et coll., 2009)	10 x 10 km	S. o.	Moyenne simple

Approche de modélisation pour la canne à sucre

Les données utilisées pour modéliser le processus pour la canne à sucre proviennent de l'outil RenovaCalc du programme de certification RenovaBio mis en œuvre par le gouvernement brésilien en 2019 et 2020 (RenovaBio, 2021). Dans le cadre de ce programme, les producteurs devaient soumettre des données sur IC de l'éthanol dérivé de la canne à sucre qu'ils produisaient (Liu et coll., 2023), y compris pour la culture de la canne à sucre. RenovaBio sert également de source de données d'entrée pour d'autres publications traitant de la culture de la canne à sucre au Brésil (L'Agence Internationale de l'Énergie, 2022).

La modélisation prend en compte les données d'entrée matériel, d'entrée énergétique et de sortie suivante pour le calcul de l'IC :

- Engrais synthétiques
- Épandage de pesticides
- Besoins énergétiques directs sur le site

- Consommation de combustibles (biodiesel, essence, diesel, éthanol)
- Électricité (modélisée avec la composition du réseau électrique brésilien dans le Modèle)
- Émissions directes et indirectes de N₂O (volatilisation et lixiviation)
- Émissions provenant des pratiques de brûlage
- Émissions en amont associées à l'amendement du sol
- Émissions provenant de l'épandage de calcaire et d'urée

Pour les données sur le taux d'application des pesticides, les hypothèses du calculateur d'IC des charges d'alimentation de GREET 2023 (FD-CIC) ont été utilisées (Argonne National Laboratory, 2023a). Les facteurs d'émissions de N₂O désagrégés du GIEC pour un climat humide ont été utilisés pour le facteur d'émission direct et indirect volatilisé (EF1 et EF4), tandis que les valeurs agrégées du GIEC ont été utilisées pour le facteur d'émission lixivié indirect (EF5) et les fractions lessivées et volatilisées à partir d'engrais synthétiques et organiques (GIEC, 2019) (tableaux 11.1 et 11.3).

Portée géographique de la canne à sucre

Le processus du Modèle correspond à la culture de la canne à sucre au Brésil. Le processus utilise des données agrégées provenant d'un total de 67 usines de production d'éthanol au Brésil qui ont publié leurs données de performance pour examen public, y compris des données sur la culture de la canne à sucre.

Affectation de la canne à sucre

Aucune allocation n'est exigée pour le processus de culture de la canne à sucre.

3.5.3 Résidus de cultures agricoles

Approche de modélisation pour les résidus de cultures agricoles

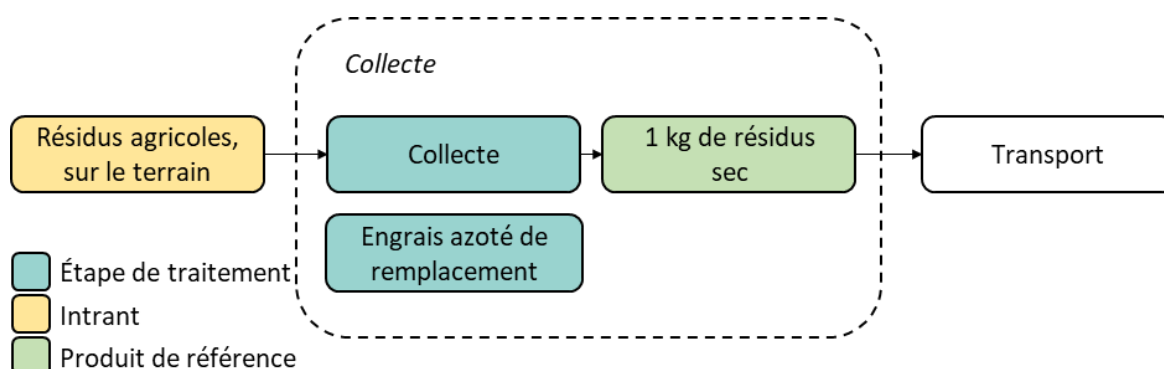
Le Modèle inclut un processus agrégé qui modélise la collecte des résidus de cultures agricoles. Ces résidus comprennent les parties hors-sol des plants de maïs et de blé qui sont restées dans les champs après la récolte. Le processus de résidus de culture inclus dans le Modèle représente une moyenne de la canne de maïs, de la paille de blé et de la paille de blé dur. Par conséquent, le jeu de données n'est applicable qu'aux résidus de la production de maïs et de blé.

Étant donné que la plupart des résidus de culture sont actuellement laissés sur les champs, ils sont traités comme des déchets dans le Modèle. Ainsi, aucun impact relié à la production des cultures n'est alloué aux résidus. Cependant, la modélisation des résidus de culture inclut l'utilisation de diesel pour la collecte de ces résidus, ainsi qu'un apport d'engrais azoté pour compenser l'apport en azote des résidus de culture collectés. En outre, comme les résidus contiennent de l'azote (N) qui est retiré du champ, celui-ci aura besoin, l'année suivante, d'un apport supplémentaire d'azote provenant d'engrais azotés. La quantité d'azote contenue dans les résidus est calculée à l'aide des données de Thiagarajan et coll. (2018) sur la teneur en azote des cannes de maïs et de la paille de blé.

La consommation d'énergie pour la collecte des résidus est modélisée à partir des données compilées par Whitman et coll. (2011) sur la consommation en carburant des machines agricoles. La consommation de carburant est estimée par hectare pour une collecte à passages multiples avec des machines agricoles conventionnelles et tient compte de la quantité de résidus par hectare. Cette dernière est estimée, par hectare, à l'aide d'un rendement relatif de résidus de cultures par kg de cultures provenant de Janzen et coll. (2003). Le processus de résidus agricoles a une unité fonctionnelle

de 1 kg de résidus secs de culture à la sortie de l'exploitation (avant le transport vers l'installation de production de CFIC).

Figure 9 : Vue d'ensemble du processus des résidus de culture



Portée géographique de la collecte des résidus de cultures agricoles

Le processus a été modélisé en utilisant des données canadiennes, mais peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la collecte des résidus de cultures agricoles

Les résidus agricoles sont considérés comme des déchets des cultures agricoles et l'approche d'affectation des coupures est donc appliquée. L'approche par expansion des frontières du système est appliquée pour tenir compte de la production d'engrais azotés appliquée pour compenser la perte d'azote contenu dans les résidus agricoles collectés.

Sources de données pour la collecte des résidus de cultures agricoles

La teneur en azote et le rendement des résidus de culture ont été modélisés à partir de Thiagarajan et coll. (2018). La consommation de diesel pour la récolte par kilogramme de résidus a été estimée à partir des données de rendement provenant des rapports du *Canadian Roundtable for Sustainable Corps* (CRSC) ((S&T)2 Consultants Inc., 2017a, 2017b) et de Janzen et coll. (2003) et la consommation moyenne de carburant par hectare est estimée selon Whitman et coll. (2011).

3.5.4 Autres déchets

Approche de modélisation pour les autres déchets

Les déchets provenant de diverses activités agricoles, commerciales et industrielles peuvent être utilisés comme charges d'alimentation pour de nombreuses filières de production de CFIC, notamment l'éthanol, le biodiesel, le biogaz/GNR et l'hydrogène.

Le Modèle inclut trois processus génériques pour les déchets (deux pour les déchets biogéniques et un pour les déchets non biogéniques) qui peuvent être utilisés pour modéliser des déchets autres que les charges d'alimentation déjà incluses dans la Bibliothèque de données. Conformément à l'approche d'affectation des coupures, aucun facteur d'émission n'est associé à ces processus. Ceux-ci sont toutefois différenciés en fonction du contenu en carbone biogénique et non biogénique des déchets. Cette distinction est importante pour l'étape du cycle de vie de la combustion du combustible (veuillez consulter la section 3.7.1).

Cependant, lorsqu'un déchet est utilisé comme charge d'alimentation pour la production de combustible, le transport et le traitement de ces déchets devraient être inclus dans le cycle de vie de combustible en utilisant les processus pertinents de la Bibliothèque de données du Modèle.

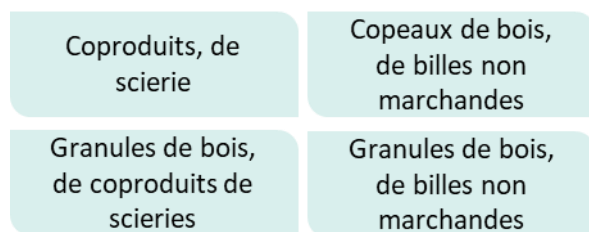
L'utilisation des déchets pour la production de combustible peut prévenir des émissions qui auraient lieu si les déchets n'étaient pas utilisés comme charges d'alimentation. Par exemple, le fumier de bétail utilisé pour produire du biogaz ou du GNR peuvent prévenir des émissions de CH₄ reliées aux pratiques de gestion du fumier. Bien que les processus des déchets dans le Modèle n'incluent aucune quantité prédéfinie d'émissions évitées, le Modèle permet aux utilisateurs de saisir la quantité d'émissions évitées dans les processus des déchets. La méthodologie pour calculer ces émissions évitées peut varier selon le programme pour lequel le Modèle est utilisé.

3.5.5 Production de fibres ligneuses au Canada

Approche de modélisation pour la production de fibres ligneuses

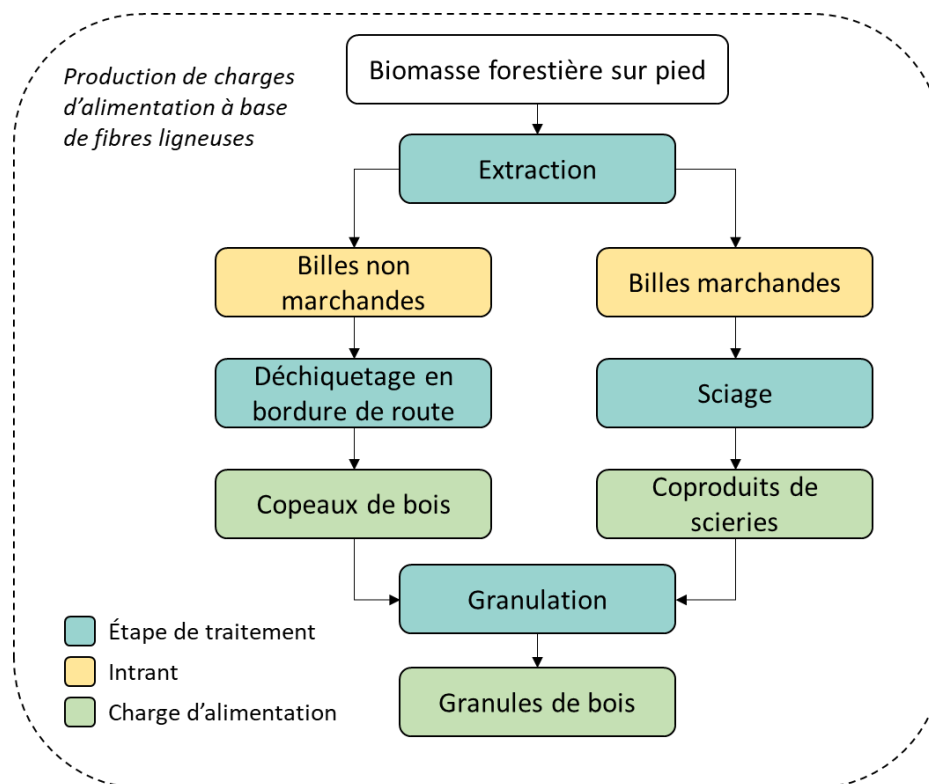
Le secteur forestier canadien génère une multitude de types de fibres ligneuses pouvant être utilisées comme charges d'alimentation pour la production de CIFC. Celui-ci est un système bien intégré de produits et de procédés qui proviennent tous de la récolte de bois sur pied dans les forêts canadiennes, ce qui donne lieu à une grande variété d'utilisations intermédiaires et de produits et d'usages finaux. La Figure 10 présente les charges d'alimentation de fibres ligneuses comprises dans le Modèle.

Figure 10 : Les charges d'alimentation de fibres ligneuses dans le Modèle



La Figure 11 présente le flux du processus touchant les différentes fibres ligneuses dans le Modèle ainsi que les interactions entre elles. L'étape de la production de charge d'alimentation du cycle de vie comprend la récolte et le traitement des sources de charges d'alimentation susmentionnées et se termine par la production des principales charges d'alimentation à partir de fibres ligneuses.

Figure 11 : Aperçu du procédé de récolte et de production des charges d'alimentation à partir des fibres ligneuses



Les billes marchandes et non marchandes de la biomasse forestière sur pied sont modélisées comme des sources de fibres ligneuses dans la préparation de copeaux de bois ou de coproduits de scierie comme charges d'alimentation. Ces dernières peuvent ensuite être comprimées en granules, également disponibles comme charge d'alimentation.

L'ICV des billes marchandes comprend la consommation de combustibles fossiles (diesel, propane et essence) liée aux opérations de collecte et de récolte et exclut tout autre intrant matériel ou chimique (par exemple, lié à la production de bois) qui n'a pas été pris en compte dans les sources de données de l'ICV. Par exemple, les données publiques d'ICV les plus fiables pour les activités de récolte de billes marchandes dans les forêts canadiennes proviennent de l'Athena Sustainable Materials Institute, qui ont été utilisées comme source de données pour l'ACV pour des billes marchandes (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a). Les activités de semis et de plantation sont exclues de la portée de l'ICV parce que les facteurs d'émission pour ces intrants n'étaient pas disponibles et qu'ils ne tenaient pas compte des émissions de GES associées à ces activités. De même, les billes non marchandes sont modélisées en fonction du diesel consommé pendant les activités d'exploitation forestière. L'approche de modélisation des billes non marchandes ne tient compte que des activités de collecte, ce qui est cohérent avec l'approche adoptée pour les résidus de culture. Les billes sont transportées en bord de route et transformées en copeaux de bois.

Une fois transportées à la scierie, les billes marchandes sont transformées en bois d'œuvre, un procédé qui génère de la sciure et des copeaux de bois, ainsi que d'autres coproduits (écorces, sciure, éboutures et copeaux). Les copeaux de bois et les coproduits de scierie peuvent être transformés en granules de bois. On suppose une distance de camionnage de 100 km pour le transport des billes de la forêt à la

scierie. La modélisation affecte la consommation d'énergie (c.-à-d. l'utilisation d'électricité et de combustibles fossiles) aux différents coproduits de la scierie en fonction de la masse des différents coproduits. L'énergie de séchage utilisée dans la scierie est attribuée aux billes de sciage.

Le déchiquetage des billes non marchandes en bordure des routes forestières peut être effectué à l'aide de plusieurs technologies aux capacités et à la consommation de combustible variables. Le broyage de la biomasse de bois en bordure de route est basé sur une valeur moyenne de consommation de diesel par volume de bois déchiqueté basé sur la documentation.

Le procédé de granulation transforme les copeaux de bois (et autres coproduits de scierie) en granules de bois. Il est modélisé avec la quantité d'énergie et de matériaux consommés dans l'usine de granulation; cela comprend la consommation d'énergie pour le broyeur à marteaux, le séchage, la compression, le refroidissement et les étapes de tamisage du procédé de granulation ainsi que le diesel pour les machines sur le site et l'huile végétale pour la lubrification. On suppose que l'énergie thermique nécessaire au séchage provient en partie de la biomasse. On suppose une distance de transport par camion de 100 km entre la scierie et l'usine de granules.

Les procédés exclus et leur justification sont décrits à la section 2.3.1. Les processus de charge d'alimentation issu de fibres ligneuses produisent une unité fonctionnelle de 1 kg de fibres ligneuses sèche.

Les émissions liées au changement d'affectation des terres ne sont pas incluses pour les charges d'alimentation de fibres ligneuses, car on suppose que les sources forestières canadiennes existantes ne nécessitent aucune conversion pour la production de bioénergie dans l'ICV des charges d'alimentation issus du bois.

Portée géographique de la charge d'alimentation tirée des fibres ligneuses

Les données sur l'exploitation forestière ne sont pas disponibles au niveau provincial. Au lieu de cela, l'ICV des charges d'alimentation tirées des fibres ligneuses (billes marchandes, coproduits de scierie et granules de coproduits de scierie) est regroupé en deux moyennes régionales : l'est du Canada et l'ouest du Canada, car l'Athena Sustainable Materials Institute a regroupé les données pour 1) l'est du Canada et pour 2) l'ensemble du Canada (Athena Sustainable Materials Institute, 2018b, 2018a). Les données de ces études ont porté sur plus de 20 scieries situées en Alberta, en Colombie-Britannique, au Nouveau-Brunswick, en Ontario et au Québec. Ainsi, l'« Ouest du Canada » représente les usines du Manitoba, de la Saskatchewan, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, tandis que l'« Est du Canada » représente les usines de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick, du Québec et de l'Ontario.

La récolte de billes non marchandes, les copeaux et les granules de ces billes sont modélisés comme des moyennes canadiennes.

Affectation pour la production de fibres ligneuses

Pour la récolte et la production des fibres ligneuses, l'affectation se fait à la scierie où les opérations de sciage génèrent plusieurs coproduits (écorces, sciure, éboutures et copeaux) en plus du bois d'œuvre. La modélisation des coproduits de la scierie répartit la consommation d'énergie (c'est-à-dire l'utilisation d'électricité et de combustibles fossiles) des opérations de sciage en fonction de la masse des différents coproduits.

Sources de données pour la production de fibres ligneuses

Les données publiques d'ICV les plus fiables pour les activités de récolte de billes marchandes dans les forêts primaires canadiennes proviennent de l'Athena Sustainable Materials Institute, qui a réalisé un certain nombre d'ACV pour des produits forestiers canadiens (Athena Sustainable Materials Institute, 2018a). Dans ses plus récentes publications portant sur la fabrication du bois d'œuvre résineux canadien, l'institut fournit des données sur la consommation de combustible pour la récolte moyenne de bois résineux au Canada, pondérée en fonction de la production et fondée sur des enquêtes menées auprès de 11 exploitants forestiers pour 2015. L'organisme fournit également des données sur la récolte moyenne de bois résineux dans l'est du Canada, pondérée en fonction de la production et basée sur cinq exploitants forestiers pour 2015.

Les études de l'Athena Sustainable Materials Institute contiennent de l'information concernant les données nationales et de l'est du Canada. Bien qu'aucune étude d'ACV ne portait spécifiquement sur l'ouest du Canada, il a été possible d'utiliser des moyennes pondérées des jeux de données du Canada et de l'est du Canada pour calculer ou déduire les valeurs pour l'ouest du Canada (Athena Sustainable Materials Institute, 2018b).

Des données propres au Canada n'étaient pas disponibles pour la récolte des arbres non marchands qui peuvent être récoltés dans le cadre d'une coupe à blanc ou d'activités de coupe plus sélectives, comme des activités d'éclaircissage. La modélisation s'appuie sur les données des États-Unis du Consortium for Research on Renewable Industrial Materials publiées dans une étude d'ACV de 2012 sur la collecte et le traitement de la biomasse ligneuse dans le sud-est des États-Unis (Johnson et coll., 2012).

En ce qui concerne les coproduits de scierie, les données les plus récentes de l'ICV accessibles au public pour les activités de sciage au Canada proviennent également des études d'ACV réalisées par l'Athena Sustainable Materials Institute.

La valeur par défaut de la consommation de combustibles lors du déchiquetage en bord de route des résidus de coupe forestière et des billes non marchandes repose sur une étude de 2012 portant sur l'énergie de la biomasse ligneuse en Ontario (McKechnie, 2012). La valeur par défaut de la consommation de combustible pour le déchiquetage d'arbres entiers en bord de route est présumée être la même que pour le déchiquetage des résidus de coupe.

Le processus de granulation est basé sur une étude de deux usines québécoises de granulation de coproduits de scierie (Padilla-Rivera et coll., 2017). Les données de cette étude sont utilisées comme variables de substitution pour le processus de granulation des copeaux provenant de billes non marchandes. L'étude comprend la consommation de combustible (fossiles et biomasse) ainsi que les matériaux utilisés dans l'usine de granulation.

3.5.6 Huile de cuisson usée (HCU) brute et production de graisse jaune

Approche de modélisation pour la production de graisse jaune à partir d'HCU

La frontière du processus de l'HCU débute avec la production d'HCU brute dans les restaurants et se termine à la porte du restaurant. Les émissions en amont associées à l'HCU brute ne sont pas incluses dans le jeu de données car l'HCU est considérée comme un déchet. Ce processus peut être sélectionné par les utilisateurs du Modèle lorsque l'HCU brute est utilisée comme matière première dans les usines

de biodiesel qui s'approvisionnent directement en HCU brute au lieu de recevoir de la graisse jaune provenant d'une usine d'équarrissage.

Pour la production de graisse jaune, les frontières du processus commencent avec la collecte d'HCU brute dans les restaurants et se termine par le processus de transformation de l'HCU à l'usine d'équarrissage.

Le transport de l'HCU brute jusqu'à l'usine d'équarrissage est basé sur une distance de 313,6 km calculée en utilisant les parts des transports (R&D GREET 2023 Revision 1) (Argonne National Laboratory, 2023b):

- Directement vers les usines d'équarrissage
- Via un réservoir de transfert en vrac avant d'être acheminée à l'usine d'équarrissage

Le Modèle inclut l'hypothèse que le transport est effectué par camion avec une charge utile moyenne de 45 tonnes.

Le Modèle comprend des processus pour les deux méthodes de traitement de l'HCU à l'usine d'équarrissage (méthode traditionnelle et méthode par décantation), qui consistent toutes les deux à éliminer l'eau de l'HCU à l'aide de processus mécaniques et thermiques. La modélisation prend en compte que l'HCU a une teneur en eau de 26 % basée sur la quantité d'HCU brute (1,35 kg) requise pour produire 1 kg de graisse jaune à l'usine d'équarrissage (Xu et coll., 2022). La méthode traditionnelle d'équarrissage de l'HCU, qui implique une cuisson à haute température et une séparation par tricaneur, nécessite 2,11 MJ de gaz naturel et 0,25 MJ d'électricité par kg de graisse jaune (Xu et coll., 2022). La méthode d'équarrissage par décantation, qui consiste à chauffer les HCU brutes et à les laisser décanter, consomme 0,76 MJ de gaz naturel et 0,09 MJ d'électricité par kg de graisse jaune (Xu et coll., 2022).

Portée géographique de la production de graisse jaune à partir d'HCU

Le Modèle inclut des processus provinciaux et nationaux pour la production de graisse jaune au Canada. Les processus diffèrent seulement au niveau de la composition des réseaux électriques provinciaux utilisés dans les processus de production de graisse jaune. Cela suppose que le procédé ne diffère pas au Canada et que seules les émissions liées à l'électricité diffèrent entre les provinces.

Affectation pour la production de graisse jaune à partir d'HCU

Aucune affectation n'a été effectuée pour la production de graisse jaune à partir d'HCU.

3.6 Combustibles fossiles

3.6.1 Portée de la modélisation des combustibles fossiles

La modélisation des filières des combustibles fossiles comprend les mêmes étapes du cycle de vie que celles présentées à la section 2.3 : production des charges d'alimentation (extraction), transport des charges d'alimentation, production des combustibles (transformation, raffinage), distribution des combustibles (transport, distribution) et combustion du combustible (veuillez consulter la

). Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux, liquides et solides du Modèle sont présentés dans les sections suivantes.

Les procédés suivants sont exclus des calculs de l'ICV des combustibles fossiles :

- La construction et le déclassement de mines, de sites de forage, d'installations de production (par exemple, des raffineries et des usines de valorisation du coke de pétrole)
- La fabrication d'infrastructures de transport de combustibles (c'est-à-dire des gazoducs, des camions, des navires, des routes) et d'infrastructures de combustion de combustibles (c'est-à-dire des véhicules, des chaudières)
- L'exploration pétrolière et gazière
- Les émissions de GES associées aux combustibles exportés
- Les activités de recherche et de développement
- Les activités indirectes associées à la production de combustibles, telles que la commercialisation, la comptabilité et les activités juridiques
- La modification de l'affectation des terres liée à l'étape de l'extraction

L'unité fonctionnelle pour les combustibles fossiles est de 1 MJ de contenu énergétique basé sur le PCS de chaque combustible. L'ICV pour tous les combustibles a été calculé du berceau à l'utilisateur final et du berceau à la combustion.

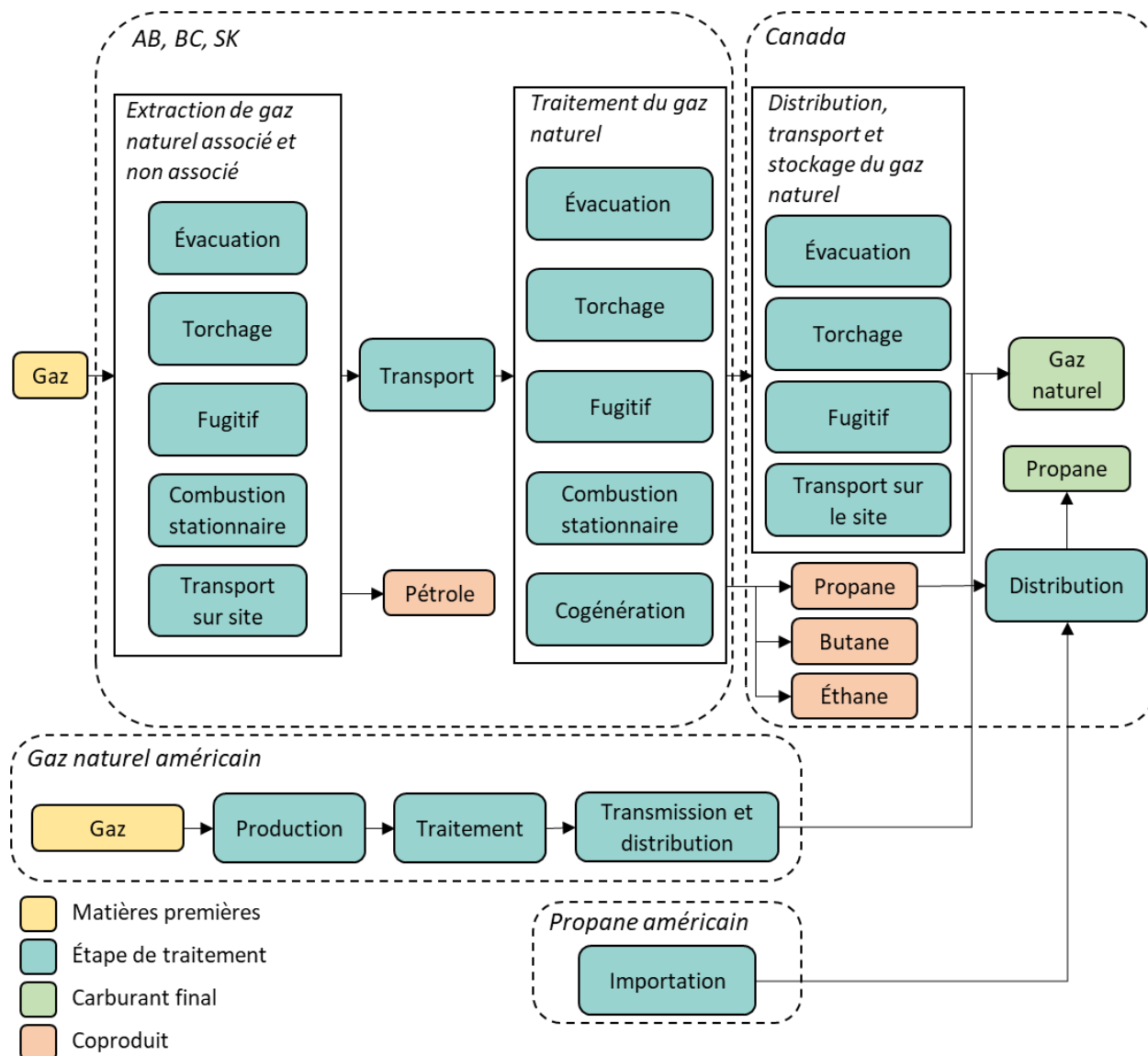
Compte tenu de l'interconnectivité des différentes valeurs de la chaîne des combustibles fossiles, des règles d'affectation fondées sur le contenu énergétique des combustibles ont été utilisées pour répartir les impacts entre les coproduits des procédés multifonctionnels (pour lesquels il existe plus d'un produit).

3.6.2 Approche de modélisation du gaz naturel et du propane

Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie du gaz naturel et du propane sont présentés à la Figure 12.

Figure 12 : Étapes du cycle de vie pour le gaz naturel et le propane dans le Modèle

Cycle de vie du gaz naturel et du propane



La méthodologie de calcul de l'IC du gaz naturel et du propane consiste à intégrer deux jeux de données. Le premier jeu de données est constitué des données sur les émissions directes pour l'année de référence 2024 du RIN (ECCC, 2026), qui s'appliquent au secteur pétrolier et gazier au Canada, et des données sur les émissions indirectes provenant d'autres processus du Modèle. Le deuxième jeu de données concerne les volumes de production, le traitement et les volumes commercialisables du gaz naturel et du propane pour 2024. Ces données proviennent des bases de données de Petrinex (2026) et de Statistique Canada (2025a).

Les IC du gaz naturel et du propane sont représentatives de la consommation au Canada en 2024. Le Modèle suppose que 84 % du gaz naturel consommé dans le pays est produit au Canada et que le reste

est importé des États-Unis (Ressources Naturelles Canada, 2026). Pour le propane, la part importée des États-Unis est d'environ 4 % (Statistique Canada, 2025a).

Les étapes du cycle de vie prises en compte pour les calculs de l'IC du gaz naturel sont l'extraction, le traitement, le stockage, le transport et la distribution, et la combustion. Le propane étant un coproduit du traitement du gaz naturel, les étapes du cycle de vie avant le transport sont identiques à celles du gaz naturel. Lorsque de l'électricité et du diesel sont consommés au cours des différentes étapes du cycle de vie, les émissions en amont de ces intrants sont incluses en utilisant les jeux de données existants du Modèle. Les émissions liées à la production d'électricité sont modélisées au niveau provincial pour l'extraction et le traitement et au niveau national pour le transport et la distribution. Les IC sont exprimées en grammes d'équivalent CO₂ (CO₂ e) sur la base d'un MJ de contenu énergétique fondé sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz naturel (38,59 MJ/m³) ou du propane (25310 MJ/m³). L'IC est calculée du berceau à la combustion. Il est important de noter que le PCS du gaz naturel varie selon les étapes du cycle de vie, les provinces et les types de gaz naturel (associé et non associé). Les différentes valeurs du PCS sont énumérées ci-dessous :

- Gaz naturel commercialisable CA: 38,59 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable US: 38,99 (MJ/m³)*
- Gaz naturel commercialisable AB: 38,82 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable SK: 38,13 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel commercialisable BC: 38,87 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées AB: 42,41 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées SK: 48,64 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction des ressources associées BC: 43,74 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction à partir de ressources non associées AB: 41,74 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction à partir de ressources non associées SK: 40,30 (MJ/ m³)*
- Gaz naturel à l'extraction de ressources non associées BC: 42,17 (MJ/ m³)*
- Mazout léger conventionnel: 38800 (MJ/ m³)*
- Propane liquide: 25310 (MJ/ m³)**
- Éthane liquide: 17220 (MJ/ m³)**
- Butane liquide: 28440 (MJ/ m³)**

*ECCC, 2026; **Statistique Canada, 2025a

Les sections suivantes décrivent la modélisation du gaz naturel et du propane au Canada et aux États-Unis.

Gaz naturel et propane canadien

Extraction du gaz naturel

Pour la production intérieure, le Modèle prend en compte la production de gaz brut provenant de ressources gazières associées (secteur du pétrole conventionnel) et non associées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Cela représente plus de 95 % de la production totale de combustibles gazeux au Canada. Par conséquent, l'IC canadienne du berceau à la porte est une moyenne pondérée de l'IC de l'extraction et du traitement, basée sur les volumes produits et traités dans chaque province.

Pour l'extraction, le gaz naturel est extrait de deux types de puits : le puits non associé, qui produit principalement du gaz naturel, et le puits de pétrole léger conventionnel, qui produit simultanément du pétrole et du gaz. Les volumes d'extraction de gaz brut et de pétrole (pour l'affectation énergétique) au niveau provincial proviennent de Petrinex (2026). Les volumes sont ensuite convertis en énergie à l'aide du PCS spécifique à la province et au type de ressource.

Les deux autres types de puits ou de sources de gaz naturel au Canada, soient les sites d'extraction de mazout lourd et les sites d'extraction thermique de pétrole, ne sont pas pris en compte car ils ne contribuent pas de manière significative à la production de gaz commercialisable au Canada.

Les émissions liées à l'extraction comprennent les émissions qui peuvent se produire avant l'exploitation du puits, pendant le forage du puits et après la fermeture du puits. Pour chaque type de puits, les principales catégories d'émissions directes sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage, la combustion stationnaire et les émissions de transport sur le site (c'est-à-dire l'utilisation de diesel). Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur de la production de gaz naturel sont également prises en compte.

Traitement du gaz naturel et du propane

La modélisation du traitement est basée sur les usines de gaz naturel situées en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Les volumes de traitement de gaz naturel et de gaz naturel liquide au niveau provincial sont identifiés avec les volumes de gaz naturel commercialisables au niveau provincial. Les données proviennent de Statistique Canada (2025e)¹⁹. Ils sont ensuite convertis en énergie à l'aide du PCS spécifique à la province. Le volume de gaz traité à l'échelle nationale est la somme des trois provinces et représente plus de 98% de la production canadienne de gaz naturel commercialisable.

La portée du traitement couvre la récupération du soufre, le gaz non corrosif et le torchage acide. Les principales catégories d'émissions prises en compte sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage, la combustion fixe et la cogénération industrielle. Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur du traitement du gaz naturel sont également prises en compte.

Gaz naturel et propane des États-Unis

L'IC du gaz naturel et du propane des États-Unis dans le modèle est basé sur les valeurs du modèle GREET pour la filière hybride (Argonne National Laboratory, 2025). Il comprend la production, la transformation, le transport et la distribution.

Dans le modèle R&D GREET, les émissions sont fournies par unité thermique britannique (UTB) à pouvoir calorifique inférieur (PCI) et les quantités d'énergie ont été converties en PCS sur la base des facteurs de conversion disponibles dans le modèle des États-Unis.

¹⁹ Statistique Canada. [Tableau 25-10-0055-01 Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel \(données en milliers\) \(x 1 000\)](#).

Gaz naturel des États-Unis

La production totale des États-Unis est répartie entre le gaz conventionnel terrestre (19%), le gaz non conventionnel terrestre (78 %) et le gaz extracôtier (3%). La phase de production comprend les émissions provenant du torchage, des émissions d'évacuation, des fuites et de la combustion stationnaire. L'étape du traitement comprend ces mêmes sources d'émissions en plus des émissions non liées à la combustion. Le transport et la distribution ne comprennent que les émissions provenant de l'évacuation, des fuites et de la combustion stationnaire. Les pertes sont prises en compte entre les étapes en amont et la transmission et la distribution (environ 8% sur le cycle de vie complet).

Propane des États-Unis

Aux États-Unis, le propane est un coproduit de la chaîne d'approvisionnement en pétrole et en gaz naturel. Les émissions liées à l'extraction et à la collecte de ces matières premières pour produire du propane sont incluses dans l'IC des États-Unis, de même que les émissions liées à la production et au transport du propane.

Transmission, stockage et distribution du gaz naturel et du propane

Dans le RIN, les émissions liées au transport et au stockage du gaz naturel sont prises au niveau national et regroupées dans le même secteur d'émissions. Ce rapport couvre les émissions du gaz naturel produit au Canada et transporté depuis les usines de traitement jusqu'à la porte des réseaux de distribution locaux par des gazoducs à haute pression. Le RIN inclut les émissions liées à l'exploitation normale, mais aussi les rejets accidentels. Il comprend les émissions liées à la livraison aux sites de stockage et au retrait du gaz naturel des sites de stockage. Les principales catégories d'émissions incluses sont les émissions fugitives, les émissions d'évacuation, le torchage et le transport sur le site. Les émissions provenant de la production de l'électricité utilisée par le secteur du transport et du stockage du gaz naturel sont également prises en compte.

Le volume de gaz naturel est tiré de Statistique Canada (2025e)²⁰. Le volume importé des États-Unis est ajouté au gaz naturel commercialisable canadien. Le volume résultant est ensuite converti en énergie avec le PCS moyen canadien et des États-Unis.

La distribution est l'activité qui consiste à acheminer le gaz naturel jusqu'à l'utilisateur final. La pression des gazoducs est réduite par rapport au réseau de transport et le maillage est plus dense. Elle comprend les émissions dues à l'exploitation normale, mais aussi les rejets accidentels. Les mêmes catégories d'émissions que pour le transport et le stockage sont prises en compte.

Le volume de gaz naturel est tiré de Statistique Canada (2025e)²⁰. Le volume exporté vers les États-Unis est soustrait de la somme du gaz naturel commercialisable canadien et des importations des États-Unis. Le volume résultant est ensuite converti en énergie avec les PCS moyen canadien et des États-Unis.

²⁰ Statistique Canada. [Tableau 25-10-0055-01 Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel \(données en milliers\) \(x 1 000\)](#).

Le tableau 23-10-0057-01 de Statistiques Canada (2018a) et un rapport interne ont été utilisés comme source principales pour la transmission et la distribution du propane. Veuillez consulter la section 3.8.4 pour plus de renseignements.

Affectation du gaz naturel

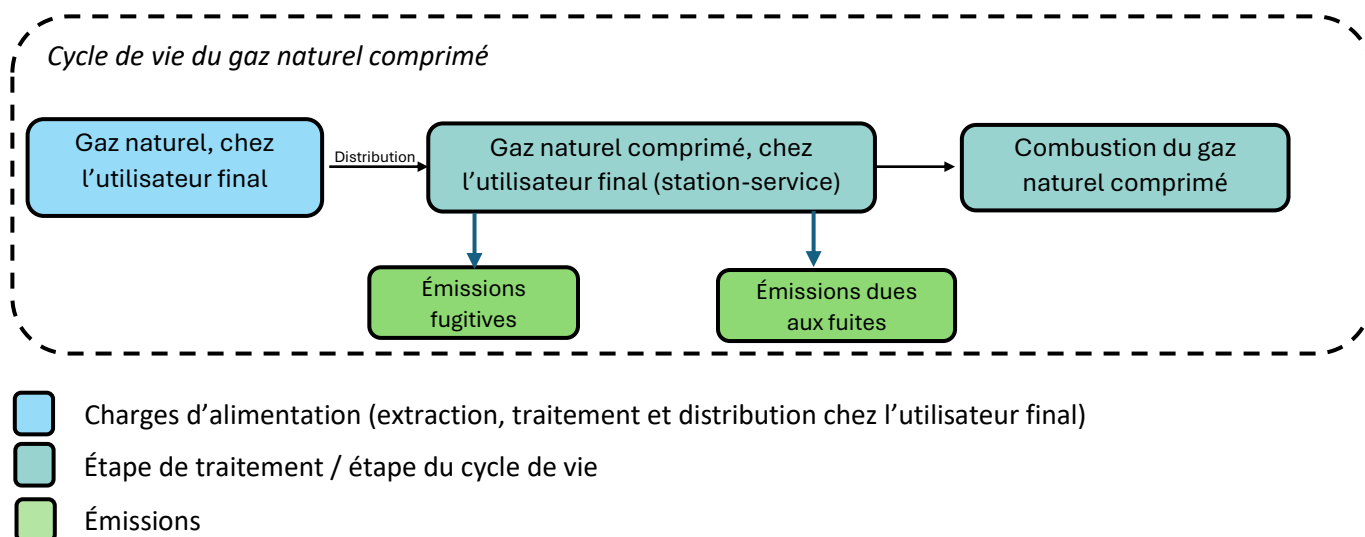
L'affectation énergétique est effectuée pour allouer les émissions au système de gaz naturel où la co-production a lieu; à l'extraction associée (pétrole et gaz naturel) et le traitement de gaz naturel (éthane, propane, butane et gaz naturel).

Gaz naturel comprimé

Au Canada, le gaz naturel comprimé (GNC) est actuellement produit dans les stations-service en Alberta, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec. La modélisation du GNC dans la Bibliothèque de données comprend deux processus liés au GNC : 'Gaz naturel comprimé, chez l'utilisateur final' et 'Combustion du gaz naturel comprimé'.

Le processus 'Gaz naturel comprimé, chez l'utilisateur final' modélise les émissions liées au cycle de vie associées à l'extraction du gaz naturel, à sa distribution et à sa compression chez l'utilisateur final (station-service au Canada). Les limites du système pour ce processus élémentaire suivent une approche du berceau à la porte qui inclut l'extraction, le traitement et la distribution du gaz naturel à l'utilisateur final, ainsi que la compression sur le site. La Figure 13 décrit les étapes du cycle de vie du gaz naturel comprimé.

Figure 13 : Les étapes du cycle de vie du gaz naturel comprimé



Le processus 'Gaz naturel comprimé, chez l'utilisateur final' suppose que le gaz naturel est comprimé sur place chez l'utilisateur final (station-service). L'utilisateur final utilise un compresseur électrique pour comprimer le gaz naturel de 4-60 bar à environ 250 bar, en utilisant les valeurs d'efficacité du compresseur GNC GREET indiquées dans le tableau 1-50 (Coordinating Research Council, 2018). Les émissions de GES liées à la production de GNC comprennent les impacts liés à l'électricité utilisée pour comprimer le gaz naturel ainsi que les émissions fugitives (événements d'étanchéité des compresseurs,

purges des compresseurs et séchoirs (Clark et coll., 2016) et les pertes de méthane dues aux fuites et à l'évacuation (pistolet de distribution de combustibles et autres sources) à la station-service.

La distribution et le transport du GNC sont déjà inclus dans le processus 'Gaz naturel, chez l'utilisateur final' car le GNC est produit directement chez l'utilisateur final. Ainsi, les modes et les distances de transport ne sont pas pris en compte dans le processus 'Gaz naturel comprimé, chez l'utilisateur final'. Cependant, les pertes de méthane des stations-service dues aux fuites et aux évacuations (pompes à essence et autres sources) sont toujours prises en compte (Clark et coll., 2016).

Le processus 'Combustion de gaz naturel comprimé' représente le cycle de vie complet du combustible, englobant à la fois les émissions en amont associées au 'Gaz naturel comprimé, chez l'utilisateur final' et la combustion du GNC, qui est supposée avoir lieu dans un véhicule au gaz naturel (ECCC, 2026).

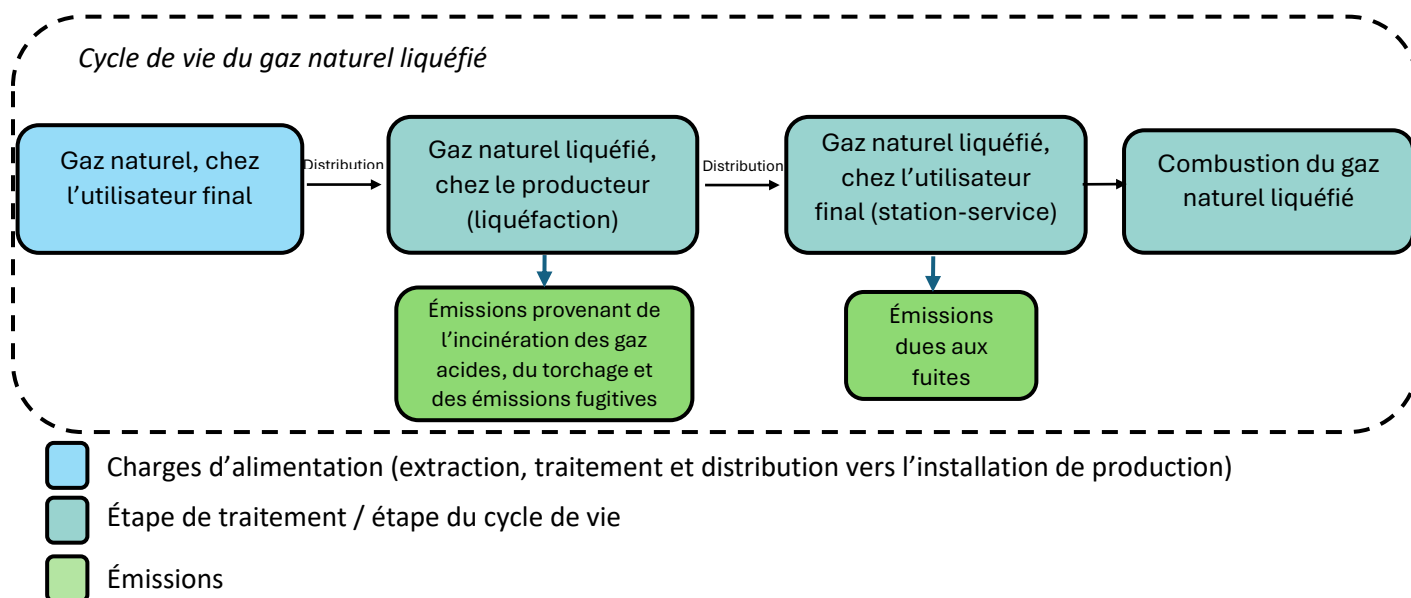
Aucun traitement d'allocation n'a été effectuée pour les processus liés au GNC.

Gaz naturel liquéfié

Au Canada, le gaz naturel liquéfié (GNL) est actuellement produit au Québec et en Colombie-Britannique. La modélisation du GNL dans la Bibliothèque de données comprend trois étapes du cycle de vie : 'Gaz naturel liquéfié, chez le producteur', 'Gaz naturel liquéfié, chez l'utilisateur final' et 'Combustion du gaz naturel liquéfié'.

Le processus 'Gaz naturel liquéfié, chez le producteur' modélise les émissions tout au long du cycle de vie, depuis l'extraction du gaz naturel, son traitement et sa distribution jusqu'à l'usine de liquéfaction du gaz naturel (c'est-à-dire, du berceau à la porte). La Figure 14 décrit les étapes du cycle de vie du GNL.

Figure 14 : Les étapes du cycle de vie du gaz naturel liquéfié



La production de GNL est modélisée sur la base du projet de LNG Canada d'une capacité de 26 MTPA avec quatre trains de liquéfaction (huit turbines alimentées au gaz naturel). Le gaz naturel est utilisé comme charge d'alimentation et comme combustible pour les turbines à gaz. Les gaz d'évaporation

provenant des réservoirs de stockage de GNL sont récupérés et utilisés comme principal combustible pour les turbines à gaz à des fins de production d'électricité (modélisés avec 'Gaz naturel, sans émissions en amont' comme variable de substitution). Il y a également une petite quantité d'électricité (achetée au réseau) due à la demande d'électricité auxiliaire. Les émissions de procédé comprennent les émissions provenant de l'incinération des gaz acides, du torchage et des émissions fugitives (Banholzer et coll., 2014).

Le processus 'Gaz naturel liquéfié, chez l'utilisateur final' modélise la distribution du GNL par camion depuis le site de production du combustible jusqu'à l'utilisateur final (station-service) (ECCC, 2025a). Ce processus inclut la quantité totale d'électricité achetée au réseau qui est utilisée pour distribuer le combustible GNL à la station-service (Prussi et coll., 2020). Il inclut également les émissions fugitives provenant de la livraison du GNL, des gaz d'évaporation des réservoirs de stockage, des pistolets de ravitaillement et d'autres sources qui libèrent du méthane à la station-service (Clark et coll., 2016). Cela ne tient pas compte des impacts de la regazéification du GNL chez l'utilisateur final.

Le processus 'Combustion de gaz naturel liquéfié' représente le cycle de vie complet du combustible, englobant les émissions en amont associées au 'Gaz naturel liquéfié, chez le producteur', au 'Gaz naturel liquéfié, chez l'utilisateur final' et à la combustion du GNL, qui est supposé être brûlé dans un véhicule au gaz naturel (ECCC, 2026).

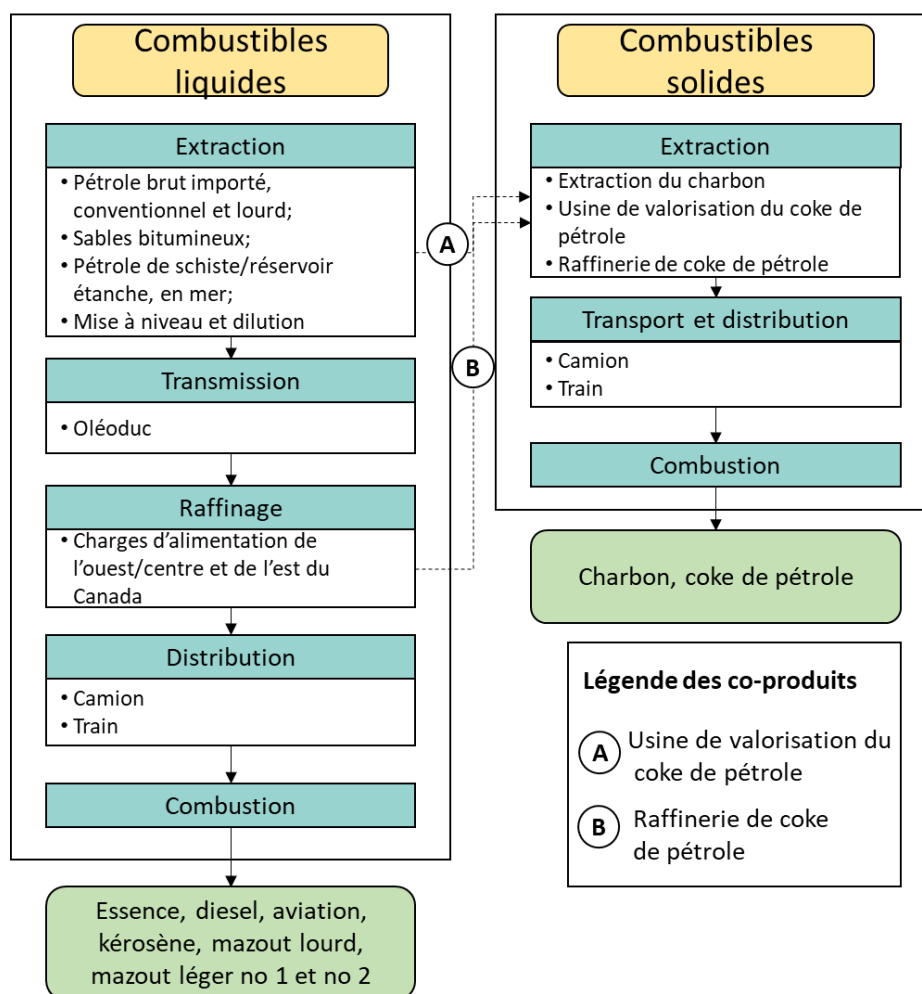
Aucun traitement d'allocation n'a été effectué pour les processus liés au GNL.

3.6.3 Approche de modélisation des combustibles fossiles liquides et solides

Des efforts ont été faits pour modéliser de manière cohérente tous les combustibles, malgré les différences entre les outils et les données disponibles. Dans la mesure du possible, des données spécifiques au Canada qui reflètent les opérations de production de combustibles fossiles en 2016 ont été utilisées. En outre, une fois que les incertitudes liées à la modélisation et aux données ont été prises en compte, les IC du berceau à la combustion pour les combustibles fossiles canadiens, des États-Unis (Cooney et coll., 2017) et européens (Life Cycle Associates) ne présentaient pas de différences significatives. Par conséquent, l'approche adoptée pour les combustibles fossiles produits à l'internationale consiste à traiter leur IC comme équivalente à celle des combustibles fossiles produits au Canada.

Les principales étapes de traitement, les frontières du système et les produits finaux pour chaque étape du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides du Modèle sont présentés dans la Figure 15, les lignes en pointillé représentent les coproduits transférés entre les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides. Notez que les filières des processus spéciaux et d'autres coproduits ne sont pas représentés.

Figure 15 : Les étapes du cycle de vie des combustibles fossiles liquides et solides incluses dans le Modèle



Les sections suivantes résument l'approche de modélisation adoptée pour les combustibles fossiles liquides et solides.

Combustibles liquides

Le pétrole brut destiné au raffinage au Canada provient de plusieurs sources : brut conventionnel, exploitation minière et valorisation des sables bitumineux, sables bitumineux in situ (et brut lourd par vapoextraction), production en mer et importations. Chacune de ces sources des charges d'alimentation a été prise en compte pour développer le jeu de données pour les combustibles fossiles dans le Modèle. Bien que l'extraction du pétrole brut se fasse dans de nombreuses provinces du Canada, 95% de la production nationale se fait en Alberta et en Saskatchewan. Le Modèle a également pris en compte les importations de pétrole brut des États-Unis et d'autres sources internationales, qui représentent 33% de la consommation intérieure.

Les pétroles bruts extraits sont transportés par oléoduc vers des raffineries réparties dans l'est et l'ouest du Canada. Les rapports sur le marché canadien du pétrole et du gaz et les données sur la production des installations ont été utilisés pour identifier les méthodes d'extraction et de prétraitement

pertinentes pour l'industrie canadienne. Les résultats d'IC ont été agrégés en fonction de l'emplacement des sources de pétrole brut (par exemple, l'est et l'ouest du Canada, et les importations) et des types de raffineries. En ce sens, chaque produit de raffinerie (par exemple, le combustible d'aviation, le diesel, l'essence, et le kérosène) a été modélisé pour l'est et l'ouest/centre du Canada; les filières canadiennes ont été calculées à partir de la moyenne pondérée de production de ces deux régions.

Extraction de combustibles liquides

Des modèles d'extraction distincts ont été élaborés pour chaque source de pétrole canadienne : brut conventionnel, exploitation minière et valorisation des sables bitumineux, extraction in situ des sables bitumineux et production en mer. La modélisation a été réalisée à l'aide du Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator (OPGEE) (Environmental Assessment and Optimization Group), un modèle technique qui estime les émissions de GES provenant de la production, du traitement et du transport du pétrole brut, à partir de données provenant d'installations canadiennes. Les informations gouvernementales sur les filières technologiques et les paramètres d'exploitation ont été obtenues auprès de l'Alberta Energy Regulator, de l'ONE et de Statistique Canada. Les IC des importations de pétrole brut en provenance d'autres pays ont été basées sur les données de l'ONE et du Oil Climate Index (Oil Climate Index plus Gas, 2018). Une IC moyenne a été calculée pour chaque type de pétrole brut importé en fonction des parts d'importation (%) entre les différents pays. Les émissions de mise à l'air et de torchage de l'extraction du pétrole ont été modélisées en utilisant les données réelles déclarées par les installations, lorsqu'elles étaient disponibles. Les émissions ont été affectées à d'autres combustibles produits lors de l'extraction du pétrole, incluant les liquides de gaz naturel (LGN) (gaz associé) et le coke de pétrole issu de la valorisation, en utilisant une règle d'affectation énergétique et ne sont pas prises en compte dans les valeurs de l'IC des combustibles fossiles.

Raffinage des combustibles liquides

Treize des seize raffineries canadiennes ont été modélisées en détail selon les données de Woods Mackenzie pour 2016 ainsi qu'avec le Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model (PRELIM) (University of Calgary). La liste de produits de la raffinerie de Wood Mackenzie a été agencé avec la liste de produits de PRELIM. PRELIM a été utilisé pour modéliser une représentation du procédé de raffinage basée sur la masse et l'énergie et calculer les émissions de GES pour les produits raffinés (ex. : essence mélangée, carburéacteur, diesel à très faible teneur en soufre, mazout, coke, produits lourds liquides, et gaz de pétrole liquéfié) Les modèles OPGEE et PRELIM sont tous deux uniques en ce sens qu'ils offrent la possibilité de modéliser en détail les procédés respectifs pour une installation ou une raffinerie spécifique. Les procédés de raffinage de chacun de ces produits ont été définis pour l'est et l'ouest du Canada. En outre, les résultats du modèle PRELIM ont été comparés aux données disponibles dans le Programme de déclaration des gaz à effet de serre (PDGES) du Canada (ECCC, 2019). Une fois que les résultats de chaque outil ont été ajustés pour assurer des champs d'études comparables, les résultats étaient généralement cohérents.

Transport et distribution de combustibles liquides

Le transport du pétrole brut par oléoduc au Canada a été modélisé en estimant les distances entre les réservoirs de pétrole, les installations de production et les raffineries, en utilisant une combinaison de données canadiennes et de la littérature. Le transport de pétrole brut importé a été modélisé à l'aide de l'Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines (OAIEM) du Canada (ECCC, 2022a).

Dans le Modèle, on suppose qu'il n'y a pas de différence entre les besoins énergétiques pour le transport du pétrole brut, du bitume et du diluant. L'ICV pour le transport de liquide par oléoduc a été calculée en fonction de la quantité d'électricité utilisée pour alimenter les pompes des oléoducs selon les données sur l'IC de Choquette-Levy et coll. (2018).

Combustibles solides

L'ICV du coke de pétrole a été modélisée en fonction des résultats de l'OPGEE et de PRELIM pour refléter la quantité de coke de pétrole produite et utilisée lors de la valorisation et du raffinage. Le coke de pétrole importé s'est vu attribuer la même valeur d'IC que le coke de pétrole canadien.

Pour le charbon, l'étape d'extraction, qui a été supposé se dérouler entièrement dans l'ouest canadien, a été basée sur les données de 2012 d'une étude de Cheminfo Services Inc. sur l'extraction du charbon (Cheminfo Services Inc. & Clearstone Engineering Ltd., 2014). Le champ de l'analyse pour le charbon a été limitée au charbon thermique, incluant le charbon bitumineux, subbitumineux et de lignite. Le jeu de données pour le charbon importé des États-Unis a été obtenue à partir de GREET.

3.6.4 Facteurs d'émission de la combustion

Les facteurs d'émission liés à la combustion ont été basés sur l'année de référence 2024 du RIN 2026 (ECCC, 2026). Dans les cas où des valeurs d'émissions multiples ont été déclarées pour les combustibles en fonction de leur origine de production, une valeur de combustion unique a été calculée, basé sur la moyenne pondérée de la production de chacun de ces combustibles. Étant donné que l'énergie utile générée par la combustion d'un combustible varie en fonction de l'efficacité du dispositif de combustion, la modélisation des valeurs d'IC pour des types de combustion et des dispositifs spécifiques (par exemple, le chauffage, le transport et l'électricité) a également été incluse dans la portée de ce projet. Ainsi, un facteur d'émission de combustion spécifique à une technologie par combustible basé sur le PCS peut être utilisé pour calculer l'IC. Bien que les facteurs d'émission de combustion spécifiques à une technologie soient désormais disponibles dans la Bibliothèque de données, le facteur d'émission de combustion moyen par combustible basé sur le PCS est toujours utilisé pour calculer l'IC finale.

3.7 Combustibles renouvelables

La Bibliothèque de données comprend cinq combustibles renouvelables qui peuvent être utilisés comme intrants dans la modélisation d'une filière de production de combustibles. Ces jeux de données couvrent les étapes du cycle de vie du berceau à la combustion de ces combustibles.

3.7.1 Combustibles renouvelables brûlés

Les combustibles renouvelables brûlés sont modélisés à partir de deux sources de charges d'alimentation : les fibres ligneuses (coproduits de scierie) et les résidus agricoles. La modélisation de la production de chaque charge d'alimentation est détaillée aux sections 3.5.3 et 3.5.4 respectivement. Le Tableau 7 ci-dessous résume les processus de combustibles renouvelables inclus en fonction de la charge d'alimentation et du type de production du combustible.

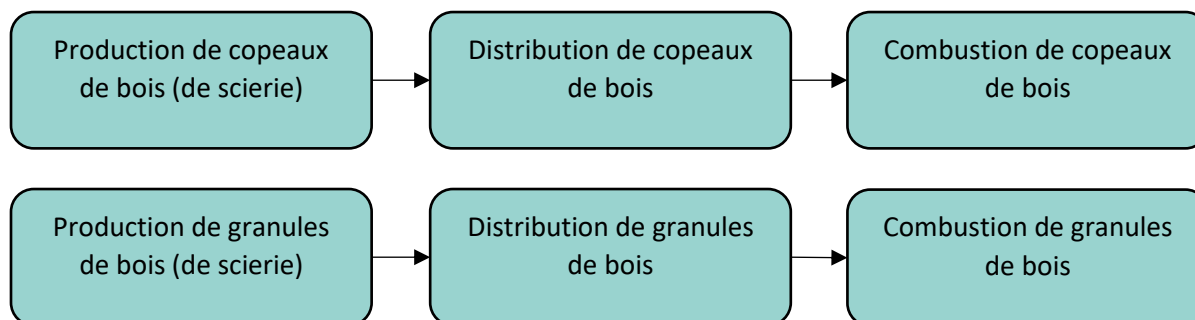
Tableau 7 : Liste des charges d'alimentation et des procédés de conversion inclus dans le Modèle pour les combustibles renouvelables brûlés

Matière première	Procédés de production de combustible	Combustible
Coproduits de scierie	Aucun	Copeaux de bois
Coproduits de scierie	Granulation	Granules de bois
Résidus agricoles	Densification	Granules de résidus agricoles
Résidus agricoles	Aucun	Canne de maïs et paille de blé
Résidus agricoles	Aucun	Bagasse

Approche de modélisation pour la combustion des copeaux et des granules de bois

Le Modèle comprend la conversion des fibres ligneuses en combustibles renouvelables solides. Ce groupe de combustibles comprend les copeaux et les granules de bois des coproduits des scieries. Ces processus modélisent l'ICV de la combustion des combustibles renouvelables, qui sont présentés à la Figure 16.

Figure 16 : Les étapes du cycle de vie des combustibles renouvelables issus de fibres ligneuses incluses dans le Modèle



Les jeux de données du berceau à la combustion sont basés sur une unité fonctionnelle de 1 MJ de contenu énergétique de PCS livré à l'utilisateur final et utilisé pour son contenu énergétique.

La modélisation de la distribution aux utilisateurs finaux prend en considération la teneur en eau équivalente à celle du marché. Le Tableau 8 résume la teneur en eau des combustibles renouvelables solides inclus dans le Modèle, ainsi que le PCS correspondant, d'après les données de Ressources Naturelles Canada (2016) (Bulletin d'information sur les biocombustibles no 2 : Introduction aux biocombustibles solides – définitions, classes/catégories et propriétés des combustibles). Pour les deux types de combustibles, on suppose que le PCS, sur la base de la masse sèche, est de 21,5 MJ/kg. On suppose une distance de 100 km par camion pour le transport entre la scierie et l'utilisateur final.

Tableau 8 : Teneur en eau et PCS (MJ/kg) des combustibles renouvelables solides

Combustibles renouvelables	Teneur en eau (%)	PCS (MJ/kg)
Copeaux de bois provenant de la scierie	45 %	10,5
Granules de bois de coproduits de scierie	10 %	19

Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant du processus de combustion sont modélisées à l'aide des facteurs d'émission du RIN pour deux applications générales : la combustion de copeaux de bois dans les fours industriels et la combustion de granules de bois dans les poêles à granules résidentiels. Les émissions de CO₂ ne sont pas incluses dans la modélisation.

Portée géographique pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

Les processus de production de combustible ont été modélisés pour être représentatifs d'un processus de moyenne nationale canadienne, en utilisant un mélange 50/50 de coproduits de scieries de l'ouest et de l'est du Canada. De plus amples informations sur la portée géographique des granules et copeaux de bois provenant des scieries sont disponibles à la section 3.5.5. Ces processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

La règle d'affectation pour les étapes du cycle de vie du « berceau à la scierie » est expliquée à la section 3.5.5. Aucune affectation n'a été effectuée pour les combustibles renouvelables solides produits à partir de fibres ligneuses.

Sources de données pour la combustion de copeaux de bois et de granules de bois

Les sources de données pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la scierie sont présentées à la section 3.5.5. Le processus de combustion est basé sur le RIN (ECCC, 2018). Les sources de données pour les étapes du cycle de vie de la distribution et de la combustion sont présentées ci-dessous.

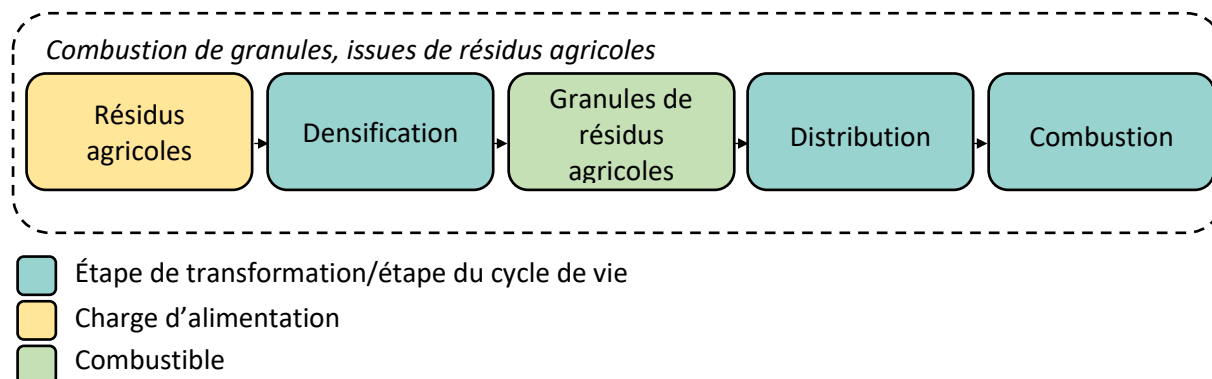
Approche de modélisation pour la combustion de granules de résidus agricoles

Le Modèle comprend un processus agrégé qui modélise la combustion de granules issues des résidus agricoles. Le processus comprend la collecte des résidus agricoles et leur transport vers une unité de densification où ces résidus sont transformés en granules avant d'être transportés vers l'utilisateur final et brûlés.

Le processus de collecte des résidus agricole est expliqué à la section 3.5.3. Le processus de production implique la densification des résidus agricoles pour produire des granules de résidus agricoles, lesquels sont utilisés à peu près comme les granules de bois issus de fibres ligneuses. Le procédé de densification comprend généralement une série d'étapes, notamment la réception des balles de résidus, le broyage, la granulation, le refroidissement et le criblage. Le procédé a été modélisé en incluant les intrants d'utilisation de l'électricité et des combustibles fossiles pour le procédé de granulation, ainsi que pour les autres étapes. La Figure 17 décrit la portée du jeu de données de la combustion des granules de résidus agricoles. Le jeu de données est basé sur une unité fonctionnelle de 1 MJ de PCS de granules de résidus agricoles livrés à l'utilisateur final.

La modélisation du processus de densification s'appuie sur des données canadiennes pour la densification de la paille de blé. On suppose donc que les charges d'alimentation à base de résidus agricoles subissent le même procédé de densification.

Figure 17 : Vue d'ensemble de la combustion des granules de résidus agricoles



La modélisation du transport vers l'usine de densification et de la distribution ultérieure à l'utilisateur final est fonction de la teneur en eau des résidus et des granules, qui sont censés être respectivement de 11,9 % et 9 %. La distance entre la ferme et l'usine de densification, et celle entre cette dernière et l'utilisateur final sont toutes deux de 100 km en camion. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont incluses sur la base des facteurs d'émission pour la combustion de bois dans un four industriel du RIN du Canada. Les émissions de CO₂ biogéniques ne sont pas incluses dans la modélisation.

Portée géographique de la combustion des granules de résidus agricoles

Le processus de production a été modélisé à l'échelle nationale en fonction des données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granules de paille de blé dans les Prairies canadiennes (Li et coll., 2012). La portée géographique des étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme est présentée à la section 3.5.3. Ces processus agrégés peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Affectation pour la combustion des granules de résidus agricoles

La règle d'affectation pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme est expliquée à la section 3.5.3. Aucune autre règle d'affectation n'a été effectuée pour les combustibles renouvelables solides issus de résidus agricoles.

Sources de données pour la combustion des granules de résidus agricoles

Les sources de données pour les étapes du cycle de vie du berceau à la porte de la ferme sont expliquées à la section 3.5.3. Le processus de conversion et la teneur en eau ont été fondés sur les données d'une étude d'ACV de 2012 portant sur la densification des granules de paille de blé dans les Prairies canadiennes (Li et coll., 2012). Comme mentionné, on suppose que le procédé de densification reste le même, quel que soit le type de résidus de culture qui sert de charge d'alimentation. Le processus de combustion est basé sur le RIN (ECCC, 2018) et les PCS des résidus agricoles sont tirés du modèle GREET (Argonne National Laboratory, 2018). Les principales sources de données utilisées pour le processus de densification sont présentées ci-dessous.

Approche de modélisation de la combustion des résidus agricoles, de la canne de maïs et de la paille de blé

La Bibliothèque de données comprend un processus agrégé qui modélise la combustion des résidus agricoles. Le processus comprend les émissions de transport de la ferme à l'utilisateur final et les émissions de combustion des résidus. Le processus comprend également les émissions en amont associées à la collecte des résidus agricoles. Ceci inclut les émissions associées à la production et la consommation de combustibles par les machines agricoles et de la production d'engrais azotés (N) de remplacement. Pour plus d'informations à ce sujet, voir section 3.5.3 de la Méthode.

Les résidus agricoles sont considérés comme étant des déchets de l'agriculture. Par conséquent, les émissions associées à la croissance, à la récolte et à la transformation de la culture principale ne sont pas incluses dans la portée du processus. Le prétraitement des résidus agricoles avant leur utilisation comme source d'énergie est exclu de la portée du processus. L'hypothèse est posée que les résidus agricoles sont séchés à l'air libre en tas ou en balles sur le site de production.

La modélisation du transport de la ferme à l'utilisateur final considère que les résidus agricoles ont un taux d'humidité de 11,5 %. Il s'agit d'une moyenne de l'humidité de la canne de maïs et de la paille de blé qui sont respectivement de 12 % (Argonne National Laboratory, 2024) et de 11 % (Manitoba Agriculture, 2017). Le transport entre la ferme et l'utilisateur final est modélisé en supposant une distance de 100 km parcourue par des camion de 25 tonnes.

Les émissions de CH₄ et de N₂O associées à la combustion sont calculées avec les facteurs d'émission pour la combustion de combustibles et de déchets de bois dans un four industriel, qui sont tirés du tableau A6.6–1 Coefficients d'émission pour la biomasse. Ceux-ci se trouvent dans le *Rapport d'inventaire national 1990-2023 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada 2025* (ECCC, 2025b). Les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion de CFIC sont considérées nulles dans l'ICV du Modèle.

Le processus utilise une unité fonctionnelle de 1 MJ de résidus agricoles en utilisant un PCS de 18,13 MJ/kg sur une base sèche. Il s'agit d'une moyenne entre le PCS de la canne de maïs, soit 18,34 MJ/kg (Argonne National Laboratory, 2024) et le PCS de la paille de blé, soit 17,92 MJ/kg (Manitoba Agriculture, 2017). Le processus tient compte du transport entre la ferme et l'utilisateur final où les résidus agricoles sont utilisés pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Portée géographique de la combustion des résidus agricoles

Ce processus est modélisé à l'aide des données du Rapport d'inventaire national du Canada. Il peut être utilisé quelle que soit la situation géographique.

Affectation pour la combustion des résidus agricoles

La combustion des résidus agricoles ne nécessite pas d'affectation.

Approche de modélisation de la combustion de la bagasse de canne à sucre

La Bibliothèque de données comprend un processus agrégé qui modélise la combustion de la bagasse. Ce processus inclut les émissions associées à la combustion de la bagasse utilisée pour produire de la chaleur ou de l'électricité à une installation de production de biocombustibles.

La bagasse est considérée comme un déchet du procédé industriel de broyage de la canne à sucre. Par conséquent, la portée du processus ne comprend pas les émissions associées à la production, à la

récolte et au traitement de la canne à sucre. Le prétraitement de la bagasse avant son utilisation comme source d'énergie est donc exclu de la portée du processus car l'hypothèse est posée que la bagasse est séchée à l'air libre en tas ou en balles sur le site de production. Les critères d'exclusion du Modèle sont appliqués afin d'exclure le transport de bagasse provenant de tiers, qui représente un faible pourcentage (< 1 %) des émissions totales issues de la combustion de bagasse²¹ (l'Agence Internationale de l'Énergie, 2022).

Les émissions de CH₄ et de N₂O associées à la combustion sont calculées à partir des facteurs d'émission de la combustion stationnaire pour d'autres biomasses solides primaires dans les industries énergétiques du Tableau 2.2 des Lignes directrices de 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effets de serre. Les émissions de CO₂ biogénique associées à la combustion CFIC sont considérées nulles dans l'ICV du Modèle.

Le processus utilise une unité fonctionnelle de 1 MJ de bagasse en utilisant un PCS de 17,97 MJ/kg sur une base sèche (M. De O. Camargo et coll., 2021).

Portée géographique de la combustion de la bagasse

Ce processus est modélisé à partir des facteurs d'émissions de combustion des Lignes directrices de 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effets de serre. Il peut être utilisé quelle que soit la situation géographique (GIEC, 2006).

Affectation pour la combustion de la bagasse

La combustion de la bagasse ne nécessite pas d'affectation.

3.8 Transport

3.8.1 Transport général

Il y a quatre modes de transport et de distribution inclus dans le Modèle présentés à la Figure 18.

Figure 18 : Les modes de transport et de distribution dans le Modèle



Les combustibles utilisés pour chaque mode de transport sont comme suit :

- Camion : Diesel
- Train : Diesel

²¹ Moins de 10 % de la bagasse utilisée pour produire de la chaleur ou de l'énergie est importée et transportée sur une moyenne de 55 km vers une installation de production de biocarburants (AIE, 2022).

- Navire : Huile diesel marine et pétrole lourd
- Gazoduc : Gaz naturel et électricité

Comme la consommation de combustibles fossiles de chaque mode de transport est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue, l'unité fonctionnelle pour les processus de transports est 1 tonne-kilomètre (tkm), c'est-à-dire le transport d'une tonne métrique des charges d'alimentation ou de combustible sur une distance d'un kilomètre). Les processus de transport ont pris en compte la quantité de combustible fossile consommée par tkm de transport. Comme indiqué à la section 2.3.1, la fabrication des infrastructures de transport de combustible (c'est-à-dire les gazoducs, les camions, les navires et les routes) a été exclue du Modèle.

Approche de modélisation pour le transport générique

Des données sur la consommation de combustible ont été recueillies pour chaque mode de transport en utilisant des statistiques canadiennes et des États-Unis ainsi que des données bibliographiques. Les sections suivantes décrivent l'approche de modélisation adoptée pour ce mode de transport.

Transport par train

La quantité de diesel consommée par tkm de transport ferroviaire a été calculée à partir des données de 2021 de l'Association de chemins de fer du Canada pour la masse de marchandises, la distance parcourue et la quantité annuelle de diesel consommée. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique (Rail Association of Canada, 2021).

Transport par camion

La consommation de diesel d'un camion est directement liée à la masse transportée et à la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport général par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé dans la modélisation est de 60.98 L/100 km. Ce facteur prend en compte la consommation de combustible pour des camions pleins de 50 L/100km qui est une moyenne de plusieurs sources (Ressources Naturelles Canada, 2000; Kabir & Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.6097 (Kabir and Kumar, 2012), une distance parcourue à vide entre les chargements de 26% (Leslie & Murray, 2021) et les charges utiles transportées.

Il y a deux processus de transport générique par camion. Le transport par camion avec charge utile de 45 tonnes a été déterminé en utilisant le poids maximal d'un camion (Council of Ministers Responsible for Transportation and Highway Safety, 2019) et le poids moyen d'un camion à vide (Onsite, Truck and Equipment Repair, 2022). Le transport par camion avec charge utile de 25 tonnes a été déterminé en utilisant les données du modèle de GREET de 2023 (Argonne National Laboratory, 2023b)²².

²² Argonne National Laboratory. (2023). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Tab 'T&D'. 1) Cargo Payload By Transportation Mode and by Product Fuel Type: Tons. Row 7. (Disponible en anglais seulement).

Ces processus sont considérés comme représentatif du transport par camion en Amérique du Nord. Quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Transport par navire

La modélisation du processus est basée sur les données de consommation de combustible et l'indicateur opérationnel d'efficacité énergétique (IOEE) de 2018 provenant de la Quatrième étude de l'Organisation maritime internationale (OMI) sur les émissions de gaz à effet de serre (tableaux 35 et 60 respectivement) (l'Organisation maritime internationale, 2020).

La modélisation tient compte de l'IOEE et de la consommation de combustible pour les types de navires suivants : les navires marchands vraquiers, les marchands-conteneurs, les citernes de charge générale, les citernes de produits chimiques et les citernes pétroliers. L'IOEE est utilisée pour modéliser les émissions directes, tandis que la consommation de combustibles est utilisée pour modéliser la quantité d'énergie nécessaire au transport (pour les émissions en amont). La quantité de combustible consommée (supposée être entièrement composée d'huile diesel marine et pétrole lourd) par tonne de cargaison * km transportée a été calculée à l'aide de l'approche basée sur les navires. Les parts de la consommation de combustible attribuées au pétrole lourd et à l'huile diesel marine ont été distribuées à partir de la consommation de combustible par type de combustible de 2017. Le pétrole léger conventionnel a été utilisé dans le Modèle comme variable de substitution pour l'huile diesel marine.

Les émissions directes et les besoins énergétiques pour le processus sont calculés en prenant une moyenne pondérée de l'IOEE et de la consommation de combustible respectivement pour les types de navire, où la moyenne pondérée pour chaque type de navire est calculée en prenant une moyenne pondérée de l'IOEE et de la consommation de combustible par catégorie de taille.

Transport par gazoduc

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport par gazoduc est basée sur le modèle de GREET (Argonne National Laboratory, 2022). La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km dans un gazoduc est utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. Le gaz naturel représente 98% de l'énergie requise pour l'opération des pompes. On suppose que le reste vient de l'électricité. La moyenne du réseau canadien a été appliquée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions liées aux interventions d'urgence ont été incluses pour calculer l'IC du transport de gaz naturel. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) (ECCC, 2023), sont utilisées pour quantifier les émissions fugitives, d'évacuation et de torchage provenant des gazoducs de gaz naturel.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport par gazoduc au Canada. Cependant, quelques données proviennent de références des États-Unis. Le processus peut être utilisé quelle que soit la localisation géographique.

3.8.2 Transport d'hydrogène

Le transport d'hydrogène couvre le transport de 1 tkm d'hydrogène. Les processus de transport pour l'hydrogène dans le Modèle sont les suivants :

- Transport par camion, d'hydrogène liquide
- Transport par camion, d'hydrogène gazeux
- Transport par gazoduc, d'hydrogène injecté dans un gazoduc de gaz naturel
- Transport par pipeline, d'hydrogène, pipeline dédié

Approche de modélisation pour le transport d'hydrogène

Les sections suivantes décrivent la modélisation pour le transport d'hydrogène basé sur le mode de transport. Aucune procédure d'affectation n'a été effectuée lors de la modélisation du transport d'hydrogène.

Transport par camion

La consommation de diesel par un camion est directement liée à la masse transportée et à la distance voyagée.

Le Modèle suppose que des camions lourds autre que des camions de type B sont utilisés pour le transport d'hydrogène par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100 km. Ce facteur prend en compte la consommation de combustible avec charge de 40 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirées plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir & Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir & Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles compressés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, ce qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est faite à vide.

Les charges utiles moyennes utilisées sont tirées de GREET 2022 et sont de 3.6 tonnes pour l'hydrogène liquide et 1.0 tonne pour l'hydrogène gazeux (Argonne National Laboratory, 2022)²³.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport d'hydrogène par camion en Amérique du Nord. Quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Pipeline dédié et transport dans un gazoduc de gaz naturel

Pour le transport d'hydrogène à l'aide de gazoduc de gaz naturel, le modèle GREET de 2022 pour la modélisation de gazoduc de gaz naturel a été utilisé comme variable de substitution (Argonne National

²³ Argonne National Laboratory (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Tab T&D. 1) Cargo Payload by Transportation Mode and by Product Fuel Type: Tons Cell Q7 Gaseous Hydrogen and R7 Liquid Hydrogen. (Disponible en anglais seulement).

Laboratory, 2022)²⁴. La moyenne pondérée d'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par gazoduc a été utilisée pour modéliser l'utilisation énergétique. Le gaz naturel est responsable pour 98% de l'énergie nécessaire pour la combustion. On suppose que le reste provient de l'électricité. La moyenne du réseau canadien a été appliquée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada (Ramsden et coll., 2013).

Pour l'hydrogène transporté dans un pipeline dédié, on suppose que 100% des exigences énergétiques sont satisfaites par de l'électricité du réseau. Les données d'intrants énergétiques sont basées sur le modèle GREET de 2022.

3.8.3 Transport de gaz naturel

Approche de modélisation pour le transport de gaz naturel

Le transport de 1 tkm de GNC, de GNL, de GNR et de GNRL au Canada a été modélisé en utilisant des gazoducs et des camions diesel.

Les sections suivantes décrivent l'approche de modélisation pour chacun de ces modes de transport.

Transport par camion, gaz naturel et GNR liquéfié

La consommation de diesel du camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions lourds autres que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de GNR liquéfié par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100km. Ce facteur prend en compte une consommation de combustible avec chargement complet de 40 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirée de plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir & Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir & Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles compressés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, ce qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est faite à vide.

La charge utile moyenne de gaz naturel liquéfié (GNL) de 13.6 tonnes, tirée de GREET 2022, a été utilisée comme variable de substitution pour le GNR liquéfié (Argonne National Laboratory, 2022)²⁵.

²⁴ Argonne National Laboratory. (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89 (Disponible en anglais seulement).

²⁵ Argonne National Laboratory. (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Tab 'T&D'. 7) Energy Intensity of Pipeline Transportation: Btu/ton-mile. Cell B89 (Disponible en anglais seulement).

Les émissions d'évaporation pendant le transport par camion de GNL de GREET 2022 sont utilisées comme variable de substitution pour le transport de GNR liquéfié²⁶.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de GNL et de GNR liquéfié par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données ont été tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Transport par camion, gaz naturel et GNR compressé

La consommation de diesel par camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourues.

Le Modèle suppose que des camions lourds autres que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de GNC et GNR compressé par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions lourds autres que des camions à train double de type B est de 69.09 L/100km. Ce facteur prend en compte une consommation de combustible avec chargement complet de 40 L/100km qui est une moyenne des valeurs tirées de plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir & Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.7273 (Kabir & Kumar, 2012), et les charges utiles transportées.

De plus, on suppose que le transport de combustibles compressés et refroidis requiert de l'équipement spécialisé, qui limite le type de matériel pouvant être transporté. Par conséquent, le scénario le plus défavorable a été utilisé, soit que le camion à vide retournera à son point d'origine pour une autre charge ou que 50% de la distance parcourue est fait à vide.

La charge utile moyenne pour le GNC de 6 tonnes, a été utilisée comme variable de substitution pour GNR compressé²⁷.

Les émissions d'évaporation pendant le transport par camion de GNL de GREET 2022 sont utilisées comme variables de substitution pour le transport de GNC et GNR compressé (Argonne National Laboratory, 2022).

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de gaz naturel liquéfié et de gaz naturel renouvelable par de gaz naturel renouvelable par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Transport par gazoduc, GNR

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport par gazoduc est basé sur GREET 2022 en utilisant le gaz naturel comme variable de substitution (Argonne National Laboratory, 2022).

La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par gazoduc a été utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. Le GNR représente 98% de l'énergie requise pour

²⁶ Argonne National Laboratory. (2022). [The Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). Tab 'NG'. 3) Calculations of Energy Consumption, Water Consumption, and Emissions for Each Stage: Total emissions: grams/mmBtu of fuel throughput. Cell AM67 (Disponible en anglais seulement).

²⁷ Basé sur une communication interne avec Transports Canada (mai 2023).

l'opération des pompes. On suppose que le reste provient de l'électricité. La moyenne du réseau électrique canadien a été utilisée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions reliées aux interventions d'urgence ont été incluses pour calculer l'IC du transport de GNR. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) 2023, sont utilisées pour quantifier les émissions fugitives, d'évacuation et de torchage provenant des gazoducs de GNR, en utilisant les gazoducs de gaz naturel comme variable de substitution (ECCC, 2023).

Ce processus est considéré comme représentatif du transport par gazoduc de GNR au Canada. Cependant, quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

3.8.4 Transport de propane

Approche de modélisation du transport de propane

Le transport de 1 tkm de propane et de propane renouvelable au Canada a été modélisé pour les gazoducs et les camions diesel.

Les sections suivantes décrivent l'approche de modélisation pour chacun de ces modes de transport.

Transport par camion de propane liquéfié

La consommation de diesel par camion est directement liée à la masse transportée et la distance parcourue.

Le Modèle suppose que des camions à train double de type B sont utilisés pour le transport de propane liquéfié par camion. Le facteur de consommation de combustible utilisé pour les camions à train double de type B est de 60.98 L/100 km. Ce facteur prend en compte la consommation de combustible avec chargement complet de 50 L/100km qui est une moyenne de valeurs tirées de plusieurs sources (RNCAN, 2000; Kabir & Kumar, 2012), un ratio de consommation de combustible à vide de 0.6097 (Kabir & Kumar, 2012), une distance parcourue à vide entre les chargements de 26% (Leslie & Murray, 2021) et les charges utiles transportées.

La charge utile moyenne de propane est 25 tonnes.²⁸

Les émissions fugitives de propane ont été exclues.

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de propane liquéfié par camion en Amérique du Nord. Presque toutes les données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

Transport par pipeline de propane renouvelable liquéfié

La quantité d'énergie consommée par tkm pour le transport de propane renouvelable liquéfié par pipeline est basée sur GREET 2022, en utilisant les pipelines d'huile brute comme variable de substitution. La moyenne pondérée de l'énergie pour transporter 1 MJ sur une distance de 1 km par

²⁸ Sur la base d'une communication interne avec Transports Canada (mai 2023)

pipeline a été utilisée pour modéliser l'utilisation d'énergie. L'électricité représente 100% de l'énergie requise pour l'opération des pompes. La moyenne du réseau électrique canadien a été utilisée pour refléter les émissions causées par l'utilisation moyenne d'électricité au Canada.

Les émissions fugitives, d'évacuation ainsi que les émissions reliées aux interventions d'urgence ont été exclues pour le transport de propane renouvelable et seules les émissions de torchage ont été incluses. Les données de l'année de référence 2021, recueillies pour le Rapport d'inventaire national du Canada (RIN) 2023, sont utilisées pour quantifier les émissions de torchage provenant des pipelines de propane renouvelable, en utilisant les gazoducs de gaz naturel comme variable de substitution (ECCC, 2023).

Ce processus est considéré comme représentatif du transport de propane renouvelable liquéfié par pipeline au Canada. Cependant, quelques données utilisées sont tirées de références des États-Unis. Les processus peuvent être utilisés quelle que soit la localisation géographique.

3.8.5 Scénarios de transport prédéfinis

Lorsqu'un utilisateur du Modèle n'a pas de renseignements à propos des distances et des modes de transport pour la charge d'alimentation ou le combustible complété, des scénarios de transport prédéfinis sont disponibles pour estimer la contribution de ces étapes du cycle de vie. Dans certaines instances, les scénarios prédéfinis sont disponibles pour deux options : des scénarios de transport à « impact bas » et à « impact élevé ». Des critères de décision pour chaque option peuvent être fournis dans les instructions d'un programme spécifique. Autrement, il est à la discrétion de l'utilisateur de décider si un scénario à impact bas ou élevé devrait être appliqué, basé sur l'information disponible dans ce chapitre.

Le Modèle comprend trois types de scénarios de transport prédéfinis : transport de charge d'alimentation, distribution de combustible fossile (par exemple, le gaz naturel et le propane) et la distribution de CFIC (par exemple, les CFIC gazeux et liquides).

Dans un scénario de transport prédéfini, les distances et les modes de transport de la charge d'alimentation, du combustible fossile ou du CFIC transporté, sont prédéterminés. Les unités fonctionnelles des trois types de scénarios de transport prédéfinis sont :

- Transport de charge d'alimentation: 1 kg (base sèche, où applicable) de charge d'alimentation transportée à l'usine de production de combustible (par exemple, 1 kg (base sèche) de résidu agricole à une usine d'hydrogène)
- Transport de combustible fossile: 1 MJ de combustible fossile gazeux (gaz naturel ou propane) transporté de l'usine de production à l'utilisateur finale
- Distribution de CFIC:
 - 1 MJ de CFIC (gazeux) transporté de l'usine de production à l'utilisateur (via injection dans un gazoduc de gaz naturel)
 - 1 MJ de CFIC (liquide) transporté de l'usine de production au point de livraison (aucun mode de transport spécifique n'est supposé) (tronçon 1)
 - 1 MJ de CFIC (liquide) transporté du point de livraison à l'utilisateur final (via transport par camion (diesel)) (tronçon 2)

Tel que mentionné dans la section de transport générique et à la section 2.3.1, la fabrication de l'infrastructure du transport de combustible (c'est-à-dire des camions, des navires et du transport

ferroviaire) a été exclue du Modèle. Tout transport sur site au sein des frontières de l'usine de traitement ou de conversion a également été exclu.

Approche de modélisation pour des scénarios de transport prédéfinis

Les sections suivantes décrivent l'approche de modélisation utilisée pour le type de transport prédéfini en question.

Transport de charge d'alimentation

Le transport de charge d'alimentation comprend le transport de la charge d'alimentation de la source (c'est-à-dire là où la charge d'alimentation est produite) à l'usine de production (y compris toutes les étapes entre les deux).

Les modes de transport génériques pour le transport de charge d'alimentation comprennent le camion, le train et le navire. Les divers modes de transport inclus dans les scénarios de transport de charges d'alimentation prédéfinis sont tous basés sur des combustibles fossiles conventionnels (par exemple, le transport par camion est basé sur un camion à diesel et non un camion à biocombustible). Dans le cas de charges d'alimentations importées, le Modèle inclus une analyse de transport pour prendre en compte les émissions liées au transport qui prennent place à l'extérieur des frontières canadiennes (par exemple, le transport transocéanique).

Les scénarios de transport prédéfinis sont présentés sur une base à « impact bas » et à « impact élevé » pour chaque transport de charge d'alimentation. De façon similaire à la distribution de CFIC, un scénario à « impact bas » a été modélisé pour ajouter 1 g CO₂e/MJ de combustible, tandis qu'un scénario à « impact élevé » a été modélisé pour ajouter 3 g CO₂e/MJ de combustible. Le scénario à « impact bas » suppose uniquement le transport par camion, tandis que le scénario à « impact élevé » suppose une combinaison de transport par camion, train et navire. Les distances prédéfinies pour chaque scénario de transport de charges d'alimentation sont basées sur la distance qu'une quantité de charge d'alimentation nécessaire à produire 1 MJ de combustible doit être transporté afin d'augmenter l'IC du combustible par 1 ou 3 g CO₂e. Cette distance est calculée à l'aide de l'IC des processus de transport générique dans le Modèle pour un camion diesel générique d'une capacité de 45 tonnes, un train diesel générique et un navire fioul lourd générique. Ces IC sont multipliés par un rendement générique de combustible de chaque matière première transportée (Humbird et coll., 2011; Ressources Naturelles Canada, 2019; Chen et coll., 2018; Ramsden et coll., 2013; Han et coll., 2013; Chu, 2014; (S&T)2 Consultants Inc., 2011; CIRAIG, 2019). Les distances de transport résultantes (kg-km) sont ensuite arrondies afin de les simplifier.

Les distances de transport requises pour déterminer les émissions de chaque scénario de charges d'alimentations sont donc basées sur les paramètres suivants :

- Quantité de charge d'alimentation à l'installation de production et affectation de coproduit à l'installation de production pour produire 1 MJ de combustible
- Teneur en eau afin d'ajuster le poids de la quantité de charge d'alimentation (où applicable)
- IC de transport (section 3.8.1)

Distribution de combustible fossile

Les scénarios prédéfinis pour la distribution de combustible fossile comprennent le transport de combustible fossile gazeux (c'est-à-dire le gaz naturel et le propane) de l'installation de production à l'utilisateur final.

Pour la distribution de gaz naturel, le scénario de transport prédéfini a été modélisé avec les émissions agrégées de transport, de stockage et de distribution pour le gaz naturel dans le RIN (ECCC, 2026). Les émissions totales reflètent le transport, le stockage et la distribution moyenne du gaz naturel par gazoduc au Canada et comprend les émissions d'évacuation, fugitives, de torchage et de combustion stationnaire. Les étapes en amont du gaz naturel, tels que l'extraction et le traitement, sont exclues de la portée de ce processus.

Pour la distribution de propane, le scénario de transport prédéfini a été développé basé sur la supposition que le propane est transporté par train sur une distance de 175 km à un centre régional et ensuite, on suppose que la distribution en aval aux utilisateurs final est faite par camion sur une distance de 275 km.

La distance prédéfinie par train pour le propane est basée sur le Sommaire des statistiques sur le transport de marchandises et de voyageurs de l'industrie ferroviaire (Statistique Canada, 2018a). La distance du transport par camion représente une moyenne de distances du transport de combustibles fossiles dans l'ouest et l'est du Canada qui a été pondérée basée sur la demande de propane domestique au Canada. Les distances de transport dans l'ouest et l'est du Canada ont été estimées basées sur l'avis expert d'ECCC.

Distribution de CFIC

La distribution de CFIC comprend les étapes du cycle de vie qui relient la conversion du combustible et l'utilisation de l'utilisateur final. Ceci inclus le transport de l'installation de production à l'installation de distribution ou un point de livraison et ensuite à l'utilisateur final. Les scénarios prédéfinis pour la distribution de CFIC inclus les scénarios de transport pour des CFIC gazeux et liquides. Tous les scénarios de transport prédéfinis pour les CFIC gazeux (c'est-à-dire l'hydrogène, le GNR et le propane renouvelable) supposent que le CFIC produit est injecté dans un gazoduc de gaz naturel existant. Le processus prédéterminé pour ces scénarios est donc identique au processus prédéfini pour la distribution du gaz naturel (veuillez consulter la section Distribution de combustible fossile). L'utilisation d'énergie pour le gazoduc de gaz naturel est basée sur le modèle R&D GREET (Argonne National Laboratory, 2022) (veuillez consulter la section Transport par gazoduc). Le scénario de transport prédéfini pour le GNR inclus également des émissions non liées à la combustion afin de représenter des émissions fugitives, d'évacuation, de torchage ainsi que les émissions reliées aux interventions d'urgence liées aux étapes de transport et de distribution du CFIC. Ces émissions sont basées sur des données de CEPEI (ORTECH Environmental, 2018). Le scénario de transport prédéfini pour le propane renouvelable inclus uniquement des émissions de torchage.

Les scénarios de transport prédéfinis de CFIC liquides sont divisibles en deux tronçons; le tronçon 1 représente le transport de l'usine de production au point de livraison et le tronçon 2 représente le transport du point de livraison à l'utilisateur final.

Les scénarios de transport prédéfinis de CFIC liquides pour le tronçon 1 sont représentés sur une base à « impact bas » et à « impact élevé » pour chaque type de combustible. Similaire aux scénarios pour le

transport de charge d'alimentation, le scénario à « impact bas » a été modélisé pour ajouter 1 g CO₂e/MJ de combustible, tandis que le scénario à « impact élevé » a été modélisé pour ajouter 3 g CO₂e/MJ de combustible.

Pour le tronçon 2, les scénarios de transport prédéfinis n'incluent pas des scénarios à « impact élevé » et à « impact bas » pour chaque CFIC liquide. Au lieu, un scénario prédéfini est inclus pour chaque CFIC liquide basé sur la supposition qu'ils sont transportés par camion sur une distance donnée de 290 km. Cette moyenne pondérée de distance pour livrer du combustible raffiné à l'utilisateur final a été estimé basé sur l'avis expert d'ECCC.

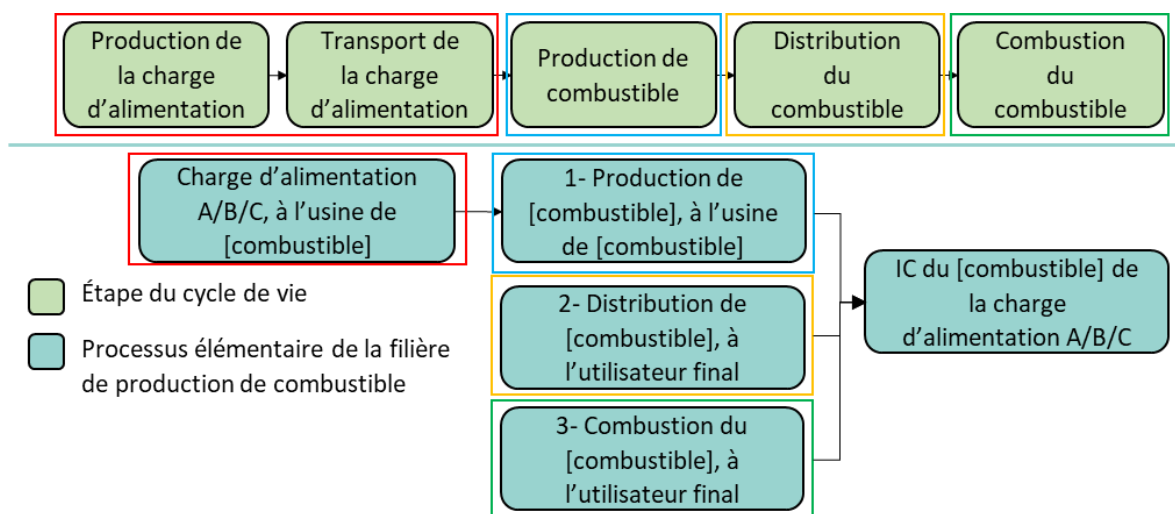
Chapitre 4 : Filières de combustible

Ce chapitre présente l'approche prise pour la structure de la modélisation des processus élémentaires dans les filières de combustible du Modèle. Veuillez consulter le Manuel d'utilisation du Modèle pour savoir comment utiliser les filières de combustible ainsi que la Bibliothèque de données. Ceci inclut les filières de combustible, qui sont des gabarits pour modéliser des activités liées à un cycle de vie.

4.1 Structure des filières de combustible

Tel que mentionné à la section 2.3, le Modèle comprend cinq principales étapes du cycle de vie, en commençant avec la production de charge d'alimentation jusqu'à la combustion de combustible. Les filières de combustible ont été conçues de façon à permettre la modélisation des cinq étapes du cycle de vie mais sont structurées différemment de ce qui aurait réellement lieu dans le cycle de vie d'un combustible. La structure générale est montrée à la Figure 19.

Figure 19 : Haut: les cinq principales étapes du cycle de vie. Bas : la structure générale des filières de production dans la Base de données du Modèle



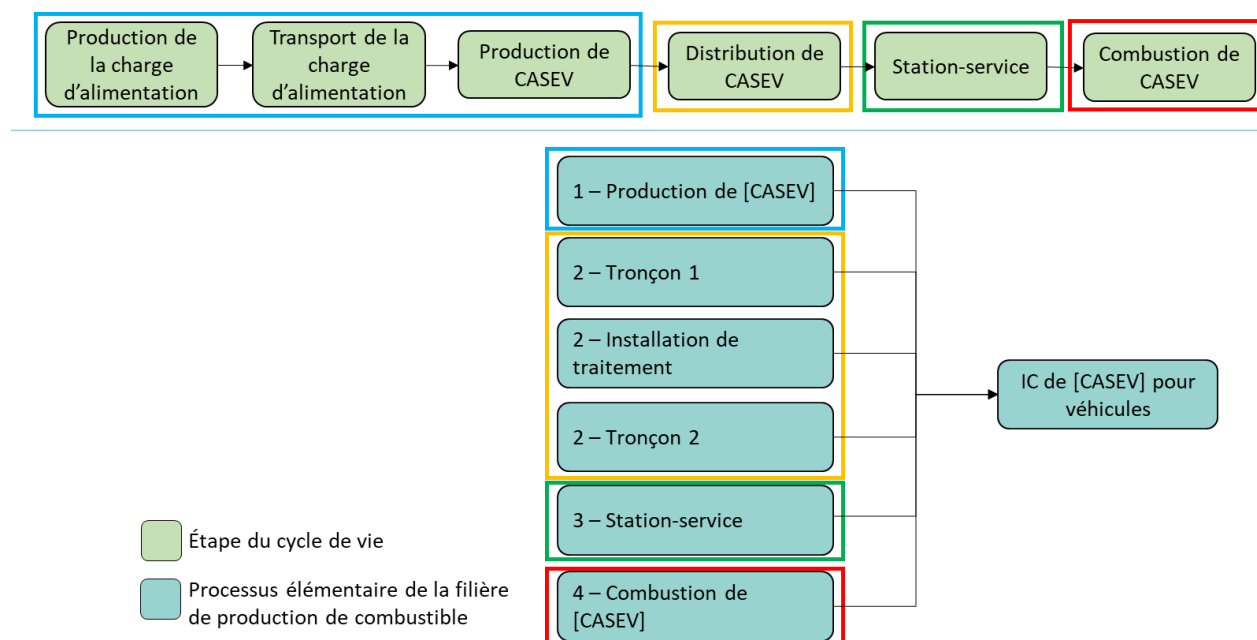
La structure des filières de combustible a été élaborée pour représenter différents combustibles et pour prendre en compte différentes situations. La conception permet pour un niveau élevé de personnalisation qui lui permet de s'adapter au besoin des différents programmes. Par exemple, il y a trois processus élémentaires dans les filières de combustible pour permettre la modélisation de différentes charges d'alimentation pour un combustible. De plus, il se peut que chaque charge d'alimentation ait ses propres besoins de transport, donc l'étape de transport est regroupée avec la production de charge d'alimentation. Les étapes du cycle de vie de production de combustible et de distribution de combustible sont séparées pour permettre une affectation juste à l'étape de production de combustible, étant donné qu'il est possible que les coproduits ne soient pas distribués de la même façon. Le processus de combustion de combustible permet l'entrée des processus agrégés de la Bibliothèque de données qui contiennent des facteurs d'émissions de combustion. Finalement, le processus élémentaire « IC du [Combustible] de la charge d'alimentation A/B/C » combine les trois

processus précédents pour permettre à un utilisateur de facilement calculer une IC sans avoir à créer des liens complexes entre d'autres processus.

Une filière d'hydrogène est incluse dans le dossier Filières de combustible. Cette filière a des caractéristiques distinctes par rapport aux autres filières de combustible, tel qu'une portée berceau à la porte (étapes du cycle de vie allant de la production de la charge d'alimentation jusqu'à la production du combustible) et une unité fonctionnelle exprimée en termes de masse (kg d'hydrogène) au lieu de MJ PCS. De plus, la filière comprend deux options de modélisation : simplifiée et avancée. L'approche de modélisation simplifiée est largement similaire à l'approche courante utilisée par les autres filières (mais exclut la distribution et la combustion). L'approche de modélisation avancée permet aux utilisateurs de diviser l'étape de production du cycle de vie en plusieurs processus élémentaires. Cette option offre la possibilité d'appliquer une affectation massique ou énergétique à des coproduits générés par des processus élémentaires qui font partie de l'étape de production du cycle de vie, permettant une modélisation plus représentative du système de produits. Les utilisateurs peuvent consulter les instructions de programmes pour plus d'informations sur l'utilisation de cette filière.

La conception des filières de combustible dédiée aux Combustibles ou autres sources d'énergie pour les véhicules (CASEV) est légèrement différente des autres filières de combustible. Il y a une étape du cycle de vie additionnelle entre la distribution de combustible et la combustion de combustible : la station-service. Aussi, les trois premières étapes du cycle de vie sont regroupées sous la production de combustible. Enfin, l'étape du cycle de vie de distribution est divisée en trois processus élémentaires. La structure des filières de combustible pour les CASEV est montrée à la Figure 20.

Figure 20 : Haut : Les six étapes du cycle de vie des CASEV. Bas : structure d'une filière de production dédiée aux CASEV dans la base de données du Modèle



4.2 Processus modifiables

Le Modèle contient plusieurs processus élémentaires modifiables pour fournir des gabarits qui représentent la charge d'alimentation, l'électricité et d'autres scénarios. Les processus sont partiellement modélisés mais permettent l'utilisation d'intrants particulier de la Bibliothèque de données. Les processus modifiables pour les graisses animales, l'huile de maïs et l'huile d'oléagineux utilisent les paramètres globaux pour calculer les quantités des flux de transport en fonction des procédures d'affectation des coproduits. Les paramètres globaux peuvent être utilisés pour définir une valeur commune ou une hypothèse permettant des mises à jour cohérentes tout au long de l'analyse du cycle de vie. Les approches de modélisation pour chaque type de processus modifiable inclus dans la Base de données sont décrites dans les sections suivantes.

4.2.1 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisses animales

Les processus modifiables de graisses animales ont été modélisés à partir des processus de graisses animales disponibles dans la Bibliothèque de données (section 3.5.1). L'ICV a été calculé en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport des sous-produits animaux.

Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux intrants des processus modifiables, tandis qu'un flux fictif d'électricité, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport national et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants.

Pour l'électricité, une consommation par défaut de 0,1786 kWh est attribuée au flux fictif. L'utilisateur peut remplacer le flux fictif par un flux d'électricité pour représenter la composition du réseau de son emplacement géographique en utilisant la même consommation énergétique que dans le flux fictif.

Pour tous les modes de transport, l'utilisateur doit multiplier la distance transportée par le paramètre global correspondant à la masse de sous-produits animaux affectée à la graisse animale²⁹, qui est fourni dans l'onglet Paramètres, afin de prendre en compte l'affectation. Si un mode de transport n'est pas utilisé, l'utilisateur laisse la distance transportée à zéro. Une distance de camionnage par défaut de 100 km multipliée par la masse de sous-produits animaux affectée à la graisse animale qui est transportée est fixée pour la charge utile d'un camion national de 25 tonnes. Cela représente poids de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km.

Toutes les sources de données pour ce processus modifiable sont énumérées à la section 3.5.1.

4.2.2 Approche de modélisation pour des processus modifiables de CSC

Les processus modifiables de CSC ne contiennent pas de modélisation. Ils sont utilisés afin de saisir les réductions nettes d'émissions de CO₂ capturé à une usine de production de combustible et envoyé en stockage permanent ou utilisé pour un projet de récupération assistée d'hydrocarbures avec stockage

²⁹ La masse de sous-produits animaux affectée à la graisse animale, soit 1,962 kg, est calculée en multipliant 3,548 kg (quantité non affectée de sous-produits animaux (base humide) nécessaire pour produire 1 kg de graisse animale) par un facteur d'affectation de 0,553 pour la graisse animale.

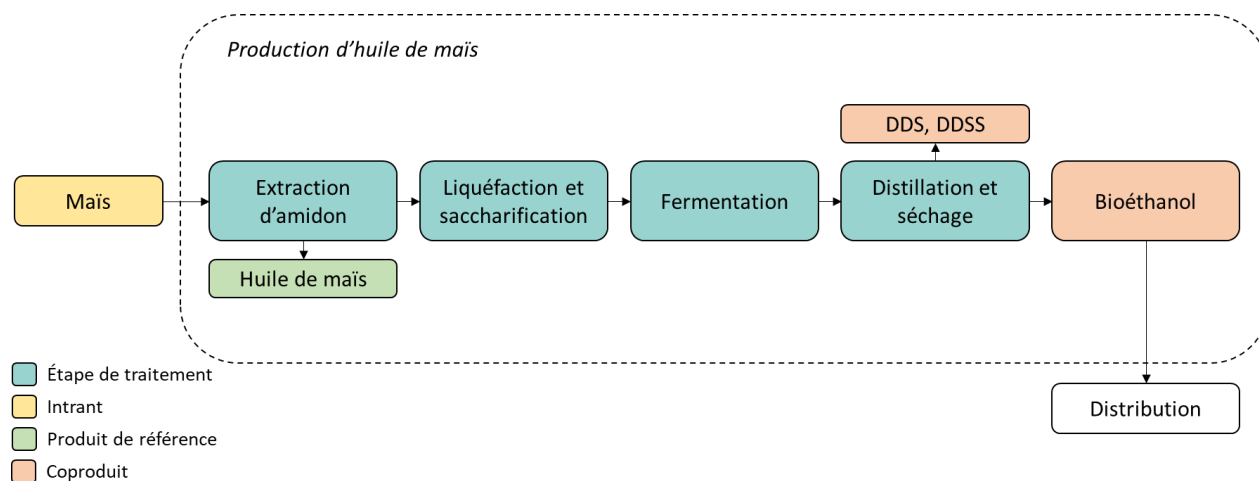
permanent. Cette quantité est déterminée par l'utilisateur ou conformément aux instructions d'un programme. La réduction nette est calculée comme la somme des émissions associées au captage, au transport, à l'injection et au flux de recyclage de CO₂ moins la quantité de CO₂ stockée de manière permanente³⁰. Cependant, il est important d'éviter de comptabiliser deux fois les réductions d'émissions : une valeur négative de CO₂ fossile pour la quantité stockée de manière permanente ne devrait être considérée dans les calculs des réductions nettes des émissions que si la quantité de CO₂ capturé n'a pas été soustraite des émissions d'un processus de production de combustible qui auraient eu lieu sans CSC, ou si les émissions de CO₂ capturées du procédé de production de combustible sont biogéniques.

Le CO₂ capturé est modélisé comme flux de type déchet, qui peut ensuite être ajouté comme sortie dans un processus de production de combustible.

4.2.3 Approche de modélisation pour le processus modifiables d'huile de maïs

Les processus modifiables d'huile de maïs ont été modélisés comme un coproduit de la production d'éthanol par mouture à sec, à partir de la fermentation de maïs utilisé comme charge d'alimentation. La frontière du processus de production d'huile de maïs commence par la production de maïs et se termine par la production d'huile de maïs à l'usine de bioéthanol. La Figure 21 montre les étapes de traitement modélisées dans le développement du processus modifiable d'huile de maïs. L'unité fonctionnelle est 1 kg d'huile extraite à l'usine de bioéthanol, avant la distribution.

Figure 21 : Vue d'ensemble de la production d'huile de maïs au Canada et aux États-Unis



Lors du processus de séparation de l'éthanol, trois principaux coproduits sont générés : l'éthanol de maïs, l'huile de maïs et les drèches de distillerie avec solubles sèches. L'affectation des charges aux coproduits est effectuée en fonction du contenu énergétique des coproduits.

³⁰ L'utilisateur peut également ajouter des processus de la Bibliothèque de données directement dans ces processus afin de modéliser des activités de captage, de transport et d'injection de CO₂ capturé.

Les processus modifiables ont été modélisés en calculant l'ICV du processus de production d'huile de maïs, en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport du maïs. Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux extrants du processus modifiable, tandis qu'un flux d'électricité fictif, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport national et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants.

Pour l'électricité, une consommation par défaut de 0,1855 kWh est attribuée au flux fictif. L'utilisateur peut remplacer le flux fictif par un flux d'électricité représentant la composition du réseau de son emplacement géographique en utilisant la même consommation d'énergie que dans le flux fictif.

Pour tous les modes de transport, l'utilisateur doit multiplier la distance transportée par le paramètre correspondant à la masse de maïs affecté à l'huile de maïs³¹, fourni dans l'onglet Paramètres, afin de prendre en compte l'affectation. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur laisse la distance transportée à zéro. Une distance de camionnage par défaut de 100 km multipliée par la masse de maïs affectée à l'huile de maïs transportée est fixée pour la charge utile d'un camion national de 25 tonnes. Cela représente le poids de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km.

Les données issues d'un rapport interne rédigé par la firme Quantis ont été utilisées pour modéliser la production d'huile de maïs (Quantis, 2021).

4.2.4 Approche de modélisation pour les processus modifiables de réseaux électriques

Les processus modifiables de réseaux électriques ne contiennent pas de modélisation additionnelle. Ils sont utilisés pour créer la composition des réseaux électriques pour des régions qui ne sont pas déjà couvertes dans la Bibliothèque de données. N'importe quelle des technologies de production d'électricité dans la section des intrants peut être choisi par l'utilisateur, avec une quantité totale d'électricité qui égale à 1 kWh.

4.2.5 Approche de modélisation des processus modifiables d'huile des oléagineux

Les processus modifiables pour l'huile provenant de graines oléagineuses ont été modélisés en se basant sur une moyenne de processus de production d'huile végétale d'huile de canola, d'huile de soja et d'huile de caméline. Les utilisateurs du Modèle peuvent utiliser l'un des processus modifiables pour modéliser la production d'huile à partir de graines oléagineuses dans une région donnée. La culture des graines oléagineuses et l'extraction d'huile ont été modélisés dans le développement des processus modifiables.

La culture des graines oléagineuses a été modélisée tel que décrit dans la section 3.5.2, en utilisant la même méthodologie et les mêmes sources de données que pour le blé, l'orge, le maïs, les pois des

³¹ La masse de maïs affectée à l'huile de maïs, soit 2,244 kg, est calculée en multipliant la masse humide non affectée de maïs (102,94 kg de maïs par kg d'huile de maïs) par un facteur d'allocation basé sur l'énergie pour l'huile de maïs de 0,0218.

champs, le seigle et le triticale. Le canola et le soja sont modélisés à partir des rapports CRSC ((S&T)2 Consultants Inc., 2022b, 2022f).

La majeure partie de l'ICV de la caméline a été élaborée en utilisant les mêmes sources de données que les rapports du CRSC, et l'approche de modélisation est restée la même ((S&T)2 Consultants Inc., 2022h; Statistique Canada, 2018b). Les données manquantes ont été comblées en utilisant des données du rapport intitulé : « Government of Saskatchewan's Crop Planning Guide and Specialty Crop Reports » (Saskatchewan Ministry of Agriculture, 2018a, 2018b, 2019a, 2019b, 2020a, 2020b).

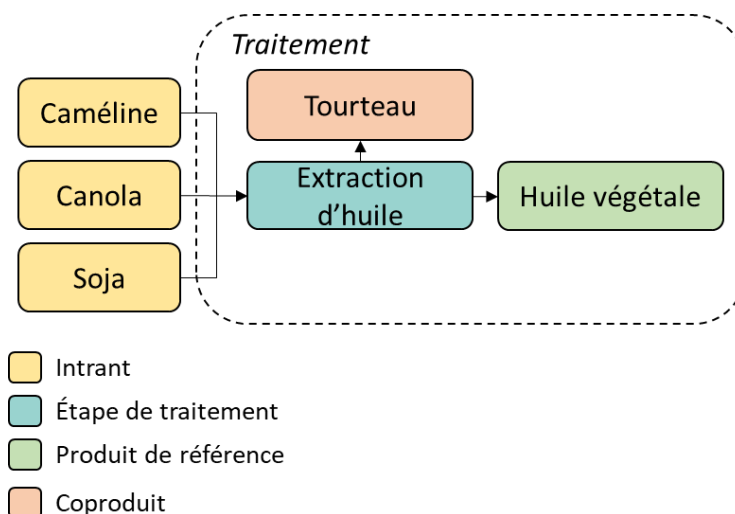
Les données provinciales utilisées pour les trois cultures de graines oléagineuses provenant des rapports du CRSC, sont présentées dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Portée géographique des graines oléagineuses de caméline, de canola et de soja utilisées pour modéliser les processus modifiables d'huile provenant de graines oléagineuses

Crop	Alb.	C.-B.	Man.	N.-B.	T.-N.-L.	N.-É.	Ont.	Î.-P.-É.	Qc	Sask.
Camelina	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Canola	Oui	Oui	Oui	Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui
Soja	Non	Non	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Au cours du processus d'extraction de l'huile, un tourteau riche en protéines est coproduit. Un aperçu des étapes de traitement pour l'extraction d'huile à partir des graines oléagineuses est présenté dans la Figure 22.

Figure 22 : Principales étapes de traitement intervenant dans l'extraction d'huile végétale à partir de graines oléagineuses



Les données d'extraction d'huile ont été compilées à partir d'une revue de la littérature des États-Unis et du Canada pour la production d'huile de caméline, de canola et de soja (Shonnard et coll., 2010;

(S&T)2 Consultants Inc., 2010; Chen et coll., 2018; Miller & Kumar, 2013; Argonne National Laboratory, 2022).

L'affectation des charges aux protéines de tourteau et à l'huile lors de l'extraction d'huile, est effectuée en fonction de la teneur en masse sèche des produits.

Afin d'assurer la cohérence entre tous les types de processus d'extraction d'huile, il est présumé que l'énergie thermique totale requise pour tous les processus d'extraction d'huile est toujours fournie par la combustion de gaz naturel.

Les processus modifiables ont été modélisés en calculant l'ICV du processus d'extraction d'huile à partir des graines oléagineuses, en excluant les intrants liés à l'électricité et au transport des graines oléagineuses. Les résultats de l'ICV ont ensuite été ajoutés aux extrants du processus modifiable, tandis qu'un flux d'électricité fictif, des flux pour le transport international par navire, le transport par train et le transport national et international par camion (charge utile de 25 tonnes et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants.

Pour l'électricité, une consommation par défaut de 0,03334 kWh est attribuée au flux fictif. L'utilisateur peut remplacer le flux fictif par un flux d'électricité afin de représenter la composition du réseau de son emplacement géographique en utilisant la même consommation d'énergie que dans le flux fictif.

Pour le transport, l'utilisateur doit multiplier la distance parcourue par le paramètre correspondant à la masse de graines oléagineuses affectée à l'huile d'oléagineux³² qui est fourni dans l'onglet Paramètres afin de prendre en compte l'affectation. Si un mode n'est pas utilisé, l'utilisateur laisse la distance parcourue à zéro. Une distance de camionnage par défaut de 100 km multipliée par la masse affectée à la moyenne des graines de caméline, de canola et de soja transportées est fixée pour la charge utile d'un camion national de 25 tonnes. Cela représente le poids de chargement sur la distance de camionnage par défaut de 100 km.

4.2.6 Approche de modélisation pour le processus modifiable de l'oxygène

Les processus ont été modélisés en considérant une usine de séparation cryogénique de l'air à deux colonnes, où trois compresseurs et une pompe sont utilisés pour séparer les flux d'oxygène et d'azote liquides (à une pression de 5 bar). L'apport énergétique en électricité pour les compresseurs et la pompe est tiré du rapport d'Ebrahimi et coll. (2015).

Après la séparation, le flux de l'oxygène liquide est comprimé pour atteindre la phase gazeuse à 29.2 bar. La consommation d'électricité requise pour la compression est basée sur le rapport Gate-to-Gate

³² La masse de graines oléagineuses affectée à l'huile d'oléagineux, soit 1,111 kg, est la moyenne (pour le canola, la caméline et le soja) de la multiplication de la quantité non affectée de graines oléagineuses (base humide) nécessaire pour produire 1 kg d'huile à partir de graines oléagineuses (caméline : 2,670 kg ; canola : 2,611 kg ; et soja : 5,230 kg) par le facteur d'affectation basé sur la masse respective (huile de caméline : 0,407 ; huile de canola : 0,426 ; huile de soja : 0,217).

Carbon Intensity Hydrogen (Conseil national de recherches Canada, 2023). Cette pression convient à l'injection en pipeline. Les recompressions et pertes éventuelles le long de pipeline sont exclues.

Pour être conservateur, il est considéré qu'uniquement l'oxygène est valorisé, l'azote étant relâché dans l'atmosphère. Ainsi, tous les impacts sont alloués à l'oxygène produit.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un flux d'électricité pour représenter la composition du réseau électrique de son emplacement géographique.

4.2.7 Approche de modélisation pour les processus modifiables de graisse jaune

Les processus modifiables de graisse jaune pour la méthode traditionnelle et la méthode par décantation ont été modélisés à partir du processus de production de graisse jaune pour le Canada de la Bibliothèque de données (Section 3.5.6). Les IC de la graisse jaune ont été calculé en excluant les intrants d'électricité et de transport de HCU brute. Les résultats d'IC ont ensuite été inclus dans les extrants des processus configurables, tandis qu'un flux d'électricité fictif (*dummy*), de même que des flux de transport par navire, train et de transport national et international par camion (charge utile de 25 et 45 tonnes) ont été ajoutés comme intrants.

Une consommation d'électricité par défaut de 0,069 kWh pour la méthode traditionnelle et de 0,025 kWh pour la méthode par décantation est attribuée au flux fictif. Une valeur de transport par camion par défaut de 423,36 kg*km (ce qui représente une distance de camionnage par défaut de 313,6 km) est attribuée au transport par camion national avec une charge utile 25 tonnes, et ce à la fois pour la méthode traditionnelle que pour la méthode par décantation. Les autres flux de transport sont fixés à zéro.

L'utilisateur peut remplacer le flux fictif avec un flux d'électricité qui représente la composition du réseau électrique de son emplacement géographique et ajouter la charge-distance calculée pour chacun des modes de transport applicables. Si un mode de transport n'est pas utilisé, l'utilisateur doit laisser la valeur à zéro.

Annexe A : Paramètres supplémentaires pour des conversions d'unités

Le Modèle utilise divers types d'unités qui sont parfois atypiques comparées aux unités conventionnelles pour que la collecte de données permette une modélisation d'ACV uniforme. Cette section inclut des conversions communes qui peuvent être utilisées avec le Modèle.

Tableau 10 : Valeurs de conversion de charges d'alimentation supplémentaires

Catégorie de charge d'alimentation	Type de charge d'alimentation	Densité	Unité	Source des données
Grains	Orge	48,00	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains . (Disponible en anglais seulement)
Grains	Maïs Sorgho	56,00	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains . (Disponible en anglais seulement)
Grains	Blé	60,00	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains . (Disponible en anglais seulement)
Oléagineux	Soya	60,00	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains . (Disponible en anglais seulement)
Pois des champs	Pois des champs	60,00	lbs sec/boisseau	US Grain Council. Conversion d'unités de grains . (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Graisses animales	0,884	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité du suif. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile de maïs	0,915	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité de l'huile de canola. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile d'oléagineux	0,915	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité de l'huile de canola. (Disponible en anglais seulement)
Huiles végétales et graisses animales	Huile de cuisson usée (HCU)	0,910	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »), basé sur la densité utilisée pour l'huile usée. (Disponible en anglais seulement)

Catégorie de charge d'alimentation	Type de charge d'alimentation	Densité	Unité	Source des données
Huiles végétales et graisses animales	Graisse jaune	0,884	kg/L	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)
Fibres ligneuses	Copeaux de bois, de billes non marchandes	12,10	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .
Fibres ligneuses	Granules de bois, de coproduits de scieries	34,04	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .
Fibres ligneuses	Granules de bois, de billes non marchandes	34,04	lbs sec/ft3	RNCan. Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 (Tableau 2) .

Tableau 11 : Paramètres supplémentaires pour des CFIC. Pour des CFIC gazeux, la PCS et la densité sont fournis à un volume à conditions standards

CFIC	Paramètre	Valeur	Source de données
Bioéthanol	PCS (MJ/kg)	29,67	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Bioéthanol	PCS (MJ/L)	23,42	Calculé
Bioéthanol	Densité (kg/m ³)	789,3	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biodiesel	PCS (MJ/kg)	39,89	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biodiesel	PCS (MJ/L)	35,18	Calculé
Biodiesel	Densité (kg/m ³)	882,0	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Biogaz	PCS (MJ/L)	0,0186	Élaboré par ECCC
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	PCS (MJ/kg)	46,63	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	PCS (MJ/L)	34,92	Calculé
Diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH)	Densité (kg/m ³)	748,93	Calculé basé sur le GREET de 2018. Consulter le « HHV GREET Calcs.xlsx ». (Disponible en anglais seulement)
Combustible d'aviation durable (CAD)	PCS (MJ/kg)	47,17	CA-GREET3.0 model (onglet « JetFuel_WTP »). (Disponible en anglais seulement)
Combustible d'aviation durable (CAD)	PCS (MJ/L)	36,40	Calculé
Combustible d'aviation durable (CAD)	Densité (kg/m ³)	771,6	Neste MY Sustainable Aviation Fuel Product Data Sheet . (Disponible en anglais seulement)
Propane renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/kg)	51,34	Supposé à être le même que le propane fossile
Propane renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,097	Calculé
Propane renouvelable (gazeux)	Densité (kg/m ³)	1,880	Supposé à être le même que le propane fossile (gazeux)
Propane renouvelable (liquide)	PCS (MJ/kg)	51,34	Supposé à être le même que le propane fossile
Propane renouvelable (liquide)	PCS (MJ/L)	25,31	Calculé

CFIC	Paramètre	Valeur	Source de données
Propane renouvelable (liquide)	Densité (kg/m ³)	493,0	Supposé à être le même que le propane fossile
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/kg)	54,03	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,038	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (gazeux)	Densité (kg/m ³)	0,7105	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (liquide)	PCS (MJ/kg)	55,21	Supposé à être le même que le gaz naturel liquide
Gaz naturel renouvelable (liquide)	PCS (MJ/L)	23,64	Supposé à être le même que le gaz naturel gazeux
Gaz naturel renouvelable (liquide)	Densité (kg/m ³)	428,2	Supposé à être le même que le gaz naturel liquide
Hydrogène (gazeux)	PCS (MJ/kg)	141,92	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)
Hydrogène (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,013	Calculé
Hydrogène (gazeux)	Densité (kg/m ³)	0,0899	Hydrogen Tools. Equation state calculator . Propriétés à 0 degrés C et 1 atm. (Disponible en anglais seulement)
Hydrogène (liquide)	PCS (MJ/kg)	141,8	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)
Hydrogène (liquide)	PCS (MJ/L)	10,04	Calculé
Hydrogène (liquide)	Densité (kg/m ³)	70,80	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »)

Tableau 12 : Paramètres supplémentaires pour les coproduits de CFIC

CFIC	Coproduit	Paramètre	Valeur	Source de données
Bioéthanol	Nourriture pour animaux (y compris DDS, DHD, DDSS, DHDS, nourriture à base de gluten, farine de gluten, germe)	PCS (MJ/kg base sèche)	21,75	Morey et coll. (2009) (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Huile de maïs	PCS (MJ/kg base sèche)	36,55	EPA (2018). Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories . (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Sirop, ensilage mince	PCS (MJ/kg base sèche)	19,73	Morey et coll. (2009) (Disponible en anglais seulement)
Bioéthanol	Lignine	PCS (MJ/kg base sèche)	25,60	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Résidus de distillation	PCS (MJ/kg base sèche)	42,21	REET1_2022 (onglet « Fuel_Specs » , cellule D29). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Acides gras libres	PCS (MJ/kg base sèche)	42,21	REET1_2022 (onglet « Fuel_Specs » , cellule D29). (Disponible en anglais seulement)
Biodiesel	Glycérol	PCS (MJ/kg base sèche)	18,10	GHGenius 5.01e (onglet « Fuel Char »). (Disponible en anglais seulement)
Biocombustible renouvelable produit par hydrogénation	Biochar	PCS (MJ/kg base sèche)	22,00	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)

Tableau 13 : Paramètres supplémentaires d'intrants de matière

Produit chimique	Densité (kg/m3)	Source de données
Hydrogène (gazeux)	0,0899	Hydrogen Tools. Equation state calculator . Propriétés à 0 degrés C et 1 atm. (Disponible en anglais seulement)
Hydrogène (liquide)	70,80	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)

Tableau 14 : Paramètres supplémentaires pour les autres combustibles

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	PCS (MJ/kg)	46,32	Calculé
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	PCS (MJ/L)	37,40	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Combustible d'aviation	Densité (kg/m ³)	807,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (bitumineux)	PCS (MJ/kg)	28,37	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (lignite)	PCS (MJ/kg)	16,29	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Charbon (subbitumineux)	PCS (MJ/kg)	18,44	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Diesel	PCS (MJ/kg)	45,50	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Combustibles fossiles	Diesel	PCS (MJ/L)	38,35	Calculé
Combustibles fossiles	Diesel	Densité (kg/m ³)	842,9	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Essence	PCS (MJ/kg)	45,80	Élaboré par ECCC basé sur des références utilisées pour le RIN
Combustibles fossiles	Essence	PCS (MJ/L)	33,45	Calculé
Combustibles fossiles	Essence	Densité (kg/m ³)	730,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout lourd	PCS (MJ/kg)	42,81	Calculé
Combustibles fossiles	Mazout lourd	PCS (MJ/L)	42,50	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout lourd	Densité (kg/m ³)	992,8	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Kérosène	PCS (MJ/kg)	46,67	Calculé
Combustibles fossiles	Kérosène	PCS (MJ/L)	37,68	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Kérosène	Densité (kg/m ³)	807,4	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger	PCS (MJ/kg)	46,22	Calculé
Combustibles fossiles	Mazout léger	PCS (MJ/L)	38,80	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger	Densité (kg/m ³)	839,5	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	PCS (MJ/kg)	52,04	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	PCS (MJ/L)	26,41	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	Densité (kg/m ³)	507,5	Basé sur la valeur dans le RIN.

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	PCS (MJ/kg)	54,03	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	PCS (MJ/L)	0,038	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, gazeux	Densité (kg/m ³)	0,7105	Enbridge. Learn about natural gas-Chemical composition of natural gas . (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	PCS (MJ/kg)	55,21	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	PCS (MJ/L)	23,64	Calculé
Combustibles fossiles	Gaz naturel, liquide	Densité (kg/m ³)	428,2	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	PCS (MJ/kg)	36,24	Calculé
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	PCS (MJ/L)	43,46	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Coke de pétrole	Densité (kg/m ³)	1199,3	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	PCS (MJ/kg)	51,34	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	PCS (MJ/L)	0,097	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (gazeux)	Densité (kg/m ³)	1,8839	CA-GREET3.0 model (onglet « Fuel_Specs »). (Disponible en anglais seulement)
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	PCS (MJ/kg)	51,34	Calculé
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	PCS (MJ/L)	25,31	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Propane (liquide)	Densité (kg/m ³)	493,0	Basé sur la valeur dans le RIN.
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	PCS (MJ/kg)	46,22	Supposé à être le même que le mazout léger
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	PCS (MJ/L)	38,80	Supposé à être le même que le mazout léger
Combustibles fossiles	Mazout léger no. 1	Densité (kg/m ³)	839,5	Supposé à être le même que le mazout léger
Autres sources d'énergie	Vapeur achetée	PCS (MJ/kg)	2,790	GHGenius 5.01e. (Disponible en anglais seulement)
Combustibles renouvelables	Résidus agricoles	PCS (MJ/kg base sèche)	18,13	Calculé avec R&D GREET 2024 et Manitoba Agriculture (2017) (Disponible en anglais seulement)
Combustibles renouvelables	Bagasse	PCS (MJ/kg base sèche)	17,97	M. De O. Camargo et coll., 2021

Type de combustible	Combustible	Paramètre	Valeur	Source de données
Combustibles renouvelables	Granules, de résidus agricoles	PCS (MJ/kg base sèche)	18,30	GREET 2018. (Disponible en anglais seulement)
Combustibles renouvelables	Copeaux de bois de coproduits de scierie	PCS (MJ/kg base humide)	10,50	Les valeurs de densité pour les fibres ligneuses sont basées sur des paramètres des Bulletins d'information sur les biocarburants solides n° 2 de RNCan.
Combustibles renouvelables	Granules de bois de coproduits de scierie	PCS (MJ/kg base humide)	19,00	Les valeurs de densité pour les fibres ligneuses sont basées sur des paramètres des Bulletins d'information sur les biocarburants solides no 2 de RNCan.

Références

- Abbas, T., Issa, M., & Ilinca, A. (2020). [Biomass Cogeneration Technologies : A Review](#). *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 10(1), 1-15. (Disponible en anglais seulement).
- Acadia Tidal Energy Institute. (2014). [Overview of tidal energy](#). (Disponible en anglais seulement).
- Agence américaine d'information sur l'énergie (U.S. Energy Information Administration). (2024). [Average Tested Heat Rates by Prime Mover and Energy Source, 2013 – 2023](#). (Disponible en anglais seulement).
- Agence Internationale de l'Énergie. (2026). [Electricity—Energy System—IEA](#). IEA Data Services. (Disponible seulement en anglais).
- Agence Internationale de l'Énergie (avec Don O'Connor, (S&T)2 Consultants Inc.). (2022). [Life Cycle Inventory Data for Brazilian Sugarcane Production](#). International Energy Agency Bioenergy: Task 39. (Disponible en anglais seulement).
- Agence Internationale de l'Énergie Programme de recherche et développement sur les gaz à effet de serre (IEAGHG). (with Santos, S., Collodi, G., Azzaro, G., & Ferrari, N.). (2017). [Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone \(Merchant\) Plant with CCS](#) (IEAGHG Report No. 2017-02). IEA Greenhouse Gas R&D Programme. (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2018). [The R&D Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2022). [The R&D Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2023a). [R&D Feedstock Carbon Intensity Calculator \(R&D FD-CIC\)](#). (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2023b). [The R&D Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2024). [The R&D Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). (Disponible en anglais seulement).
- Argonne National Laboratory. (2025). [The R&D Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Technologies Model](#). (Disponible en anglais seulement).
- Arvesen, A., & Hertwich, E. G. (2012). [Corrigendum: Environmental implications of large-scale adoption of wind power: a scenario-based life cycle assessment](#). *Environmental Research Letters*, 7(3), 039501. (Disponible en anglais seulement).
- Association des chemins de fer du Canada. (2021). [Rapport de surveillance des émissions des locomotives](#).

Athena Sustainable Materials Institute. (2018a). [A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber.](#) (Disponible en anglais seulement).

Athena Sustainable Materials Institute. (2018b). [A Cradle-to-Gate Life Cycle Assessment of Eastern Canadian Surfaced Dry Softwood Lumber.](#) (Disponible en anglais seulement).

Banholtzer, S., Talebi, S., Wang, J., & Murphy, M. (2014). [Greenhouse Gas Management Technical Data Report: LNG Canada Export Terminal \[Project No. 1231-10458\].](#) LNG Canada Development Inc. (Disponible en anglais seulement).

Bouwman, A. F., Boumans, L. J. M., & Batjes, N. H. (2002). [Modeling global annual N₂O and NO emissions from fertilized fields.](#) *Global Biogeochemical Cycles*, 16(4), 28-1-28–29. (Disponible en anglais seulement).

Brinkmann, T., Giner, S. G., Schorcht, F., Roudier, S., & Delgado, S. L. (2014). [Best Available Techniques \(BAT\) Reference Document for the Production of Chlor-alkali.](#) *Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control)*. JRC Publications Repository. (Disponible en anglais seulement).

Cheminfo Services Inc. (2016). *Carbon Footprints for Canadian Crops: Canadian Fertilizer Production Data.*

Cheminfo Services Inc. & Clearstone Engineering Ltd. (2014). *Compilation of a National Inventory of Greenhouse Gas and Fugitive VOC Emissions by the Canadian Coal Mining Industry. Rapport final. Rédigé pour Environnement Canada. Sollicitation K8A42-12-0012.*

Chen, R., Qin, Z., Canter, C., Cai, H., Han, J., & Wang, M. (2017). [Updates on the Energy Consumption of the Beef Tallow Rendering Process and the Ratio of Synthetic Fertilizer Nitrogen Supplementing Removed Crop Residue Nitrogen in GREET.](#) (Disponible en anglais seulement).

Chen, R., Qin, Z., Han, J., Wang, M., Taheripour, F., Tyner, W., O'Connor, D., & Duffield, J. (2018). [Life cycle energy and greenhouse gas emission effects of biodiesel in the United States with induced land use change impacts.](#) *Bioresource Technology*, 251, 249–258. (Disponible en anglais seulement).

Choquette-Levy, N., Zhong, M., MacLean, H., & Bergerson, J. (2018). [COPTeM: A Model to Investigate the Factors Driving Crude Oil Pipeline Transportation Emissions.](#) *Environmental Science & Technology*, 52(1), 337–345. (Disponible en anglais seulement).

Chu, P. L. (2014). *Environmental and Financial Performance of Aviation Biofuels.* [Master Thesis, University of Toronto].

CIRAIG. (2019). *Technical Report: Data to Inform Life Cycle Assessment of Key Canadian Renewable Natural Gas.*

Clark, N. N., McKain, D. L., Johnson, D. R., Wayne, W. S., Li, H., Akkerman, V., Sandoval, C., Covington, A. N., Mongold, R. A., Hailer, J. T., & Ugarte, O. J. (2016). [Pump-to-Wheels Methane Emissions from the](#)

[Heavy-Duty Transportation Sector](#). *Environmental Science & Technology*, 51(2), 968–976. (Disponible en anglais seulement).

Conseil national de recherches Canada. (2023). *Gate-to-Gate Carbon Intensity Hydrogen—Confidential report*.

Cooney, G., Jamieson, M., Marriott, J., Bergerson, J., Brandt, A., & Skone, T. J. (2017). [Updating the U.S. Life Cycle GHG Petroleum Baseline to 2014 with Projections to 2040 Using Open-Source Engineering-Based Models](#). *Environmental Science & Technology*, 51(2), 977–987. (Disponible en anglais seulement).

Coordinating Research Council (with (S&T)2 Consultants Inc.). (2018). [Review of Critical Parameters for Transportation Fuel Pathways \(CRC Report No. E-102-2\)](#). Coordinating Research Council, Inc. (Disponible en anglais seulement).

Council of Ministers Responsible for Transportation and Highway Safety. (2019). [Heavy Truck Weight and Dimension Limits for Interprovincial Operations in Canada](#) (Category 3: B Train Double, Part 2-Weight Limits). Task Force on Vehicle Weights and Dimensions Policy. (Disponible en anglais seulement).

Dolan, S. L., & Heath, G. A. (2012). [Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power](#). *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S136–S154. (Disponible en anglais seulement).

Douziech, M., Hellweg, S., & Veronesi, F. (2016). [Are Wave and Tidal Energy Plants New Green Technologies?](#) *Environmental Science & Technology*, 50(14), 7870–7878. (Disponible en anglais seulement).

Ebrahimi, A., Meratizaman, M., Akbarpour Reyhani, H., Pournali, O., & Amidpour, M. (2015). [Energetic, exergetic and economic assessment of oxygen production from two columns cryogenic air separation unit](#). *Energy*, 90, 1298–1316. (Disponible en anglais seulement).

Energy BC. (2016). [Tidal Power](#). (Disponible en anglais seulement).

Environmental Assessment and Optimization Group. (s. d.). [The Oil Production Greenhouse gas Emissions Estimator \(OPGEE\)](#). Stanford University. (Disponible en anglais seulement).

Environnement et Changement Climatique Canada. (2018). [Rapport d'inventaire national 1990-2016 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#). (Disponible en anglais seulement).

Environnement et Changement Climatique Canada. (2019). [Programme de déclaration des gaz à effet de serre \(PDGES\)—Données sur les émissions de gaz à effet de serre \(GES\) des installations—Portail du gouvernement ouvert](#). (Disponible en anglais seulement).

Environnement et Changement climatique Canada. (2020). *Cadre analytique canadien pour l'évaluation environnementale de l'électricité (CAFE3)*.

Environnement et Changement climatique Canada. (2022a). [Outil d'affichage d'inventaire des émissions marines](#).

Environnement et Changement Climatique Canada. (2022b). [Rapport d'inventaire national 1990-2020 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.](#)

Environnement et Changement Climatique Canada. (2023). [Rapport d'inventaire national 1990-2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.](#)

Environnement et Changement Climatique Canada (2025a). *Liquefied Natural Gas (LNG) Facilities and Fueling Stations juin 2025 (Rapport interne).*

Environnement et Changement Climatique Canada. (2025b). [Rapport d'inventaire national 1990-2023 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.](#) 2025 Edition. Annex 6.

Environnement et Changement Climatique Canada. (2026). [Rapport d'inventaire national 1990-2024 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.](#)

Food and Agriculture Organization (FAO). (2020). [FAOSTAT - Cultures et produits animaux.](#) (Disponible en anglais seulement). (Disponible en anglais seulement).

FAO, IIASA, ISRIC, ISSCAS, & JRC. (2009). [Harmonized World Soil Database \(version 1.1\).](#) (Disponible en anglais seulement).

Food and Agriculture Organization of the United Nations. (2016). [LEAP Guidelines / Livestock Environmental Assessment and Performance \(LEAP\) Partnership.](#) (Disponible en anglais seulement).

FortisBC. (n.d.). [Natural gas price, market and curtailment information.](#) Fortisbc.com. (Disponible en anglais seulement).

Frick, S., Kaltschmitt, M., & Schröder, G. (2010). [Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs.](#) *Energy*, 35(5), 2281–2294. (Disponible en anglais seulement).

GIEC. (2006). [Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre](#) (S. Eggleston, L. Buendia, K. Miwa, T. Ngara, & K. Tanabe, Éd.; Vol. 1-5). Élaboré par le Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre.

GIEC. (2013). [Changement Climatiques 2013 – Les éléments scientifiques Contribution du Groupe de travail I au cinquième Rapport d'évaluation du GIEC.](#) (T. F. Stocker, D. Qin, G. K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, & P. M. Midgley, Éd.; p. 1535). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (*disponible en anglais uniquement*).

GIEC. (2019). [Chapter 11 : N2O Emissions from Managed Soils, and CO2 Emissions from Lime and Urea Application.](#) Dans *2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. (Disponible en anglais seulement).

GIEC. (2021). [Changement Climatiques 2021 – Les éléments scientifiques Contribution du Groupe de](#)

[travail I au sixième Rapport d'évaluation du GIEC](#) (V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Pean, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J. B. R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, & B. Zhou, Édts.; p. 2391). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (Disponible en anglais seulement).

Goldstein, B., G. Hiriart, R. Bertani, C. Bromley, L. Gutiérrez-Negrín, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, V. Zui. (2011). [Geothermal Energy](#). In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (Disponible en anglais seulement).

Granjo, J. F. O., & Oliveira, N. M. C. (2016). [Process Simulation and Techno-Economic Analysis of the Production of Sodium Methoxide](#). *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 55(1), 156-167. (Disponible en anglais seulement).

Han, J., Elgowainy, A., Cai, H., & Wang, M. Q. (2013). [Life-cycle analysis of bio-based aviation fuels](#). *Bioresource Technology*, 150, 447-456. (Disponible en anglais seulement).

Hengl, T., Jesus, J. M. de, MacMillan, R. A., Batjes, N. H., Heuvelink, G. B. M., Ribeiro, E., Samuel-Rosa, A., Kempen, B., Leenaars, J. G. B., Walsh, M. G., & Gonzalez, M. R. (2014). [SoilGrids1km—Global Soil Information Based on Automated Mapping](#). *PLOS ONE*, 9(8), e105992. (Disponible en anglais seulement).

Hertwich, E. G. (2013). [Addressing Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Hydropower in LCA](#). *Environmental Science & Technology*, 47(17), 9604-9611. (Disponible en anglais seulement).

Humbird, D., Davis, R., Tao, L., Kinchin, C., Hsu, D., Aden, A., Schoen, P., Lukas, J., Olthof, B., Worley, M., Sexton, D., & Dudgeon, D. (2011). [Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol : Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover](#) (NREL/TP-5100-47764, 1013269). (Disponible en anglais seulement).

Hydro-Québec. (2021). [Filière d'énergie renouvelable : L'énergie de la biomasse. Rendements et coûts](#).

Itten, R., Frischknecht, R., & Stucki, M. (2012). [Life Cycle Inventories of Electricity Mixes and Grid](#). (Disponible en anglais seulement).

Janzen, H. H., Beauchemin, K. A., Bruinsma, Y., Campbell, C. A., Desjardins, R. L., Ellert, B. H., & Smith, E. G. (2003). [The fate of nitrogen in agroecosystems: An illustration using Canadian estimates](#). *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 67(1), 85–102. (Disponible en anglais seulement).

Johnson, L., Lippke, B., & Oneil, E. (2012). [Modeling Biomass Collection and Woods Processing Life-Cycle Analysis](#). *Forest Products Journal*. 62(4), 258-272. (Disponible en anglais seulement).

Kabir, M. R., & Kumar, A. (2012). [Comparison of the energy and environmental performances of nine biomass/coal co-firing pathways](#). *Bioresource Technology*, 124, 394–405. (Disponible en anglais seulement).

Kayatz, B., van Tonder, C., & Hillier, J. (2020). *Cool Farm Tool Technical Documentation*. (Disponible en anglais seulement).

Lee, D.-Y., Elgowainy, A. A., & Dai, Q. (2017). [*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of By-product Hydrogen from Chlor-Alkali Plants*](#) (ANL/ESD-17/27). Argonne National Lab. (ANL), Argonne, IL (United States). (Disponible en anglais seulement).

Lee, U., Han, J., & Wang, M. (2016). [*Well-to-Wheels Analysis of Compressed Natural Gas and Ethanol from Municipal Solid Waste*](#). Argonne GREET Publication. (Disponible en anglais seulement).

Leslie, A., & Murray, D. (2021). [*An Analysis of the Operational Costs of Trucking: 2021 Update. November*](#). American Transportation Research Institute. (Disponible en anglais seulement).

Levasseur, A., Mercier-Blais, S., Prairie, Y. T., Tremblay, A., & Turpin, C. (2021). [*Improving the accuracy of electricity carbon footprint: Estimation of hydroelectric reservoir greenhouse gas emissions*](#). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 136, 110433. (Disponible en anglais seulement).

Lewis, A., S. Estefen, J. Huckerby, W. Musial, T. Pontes, J. Torres-Martinez. (2011). [*Ocean Energy*](#) Dans IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (Disponible en anglais seulement).

Li, X., Mupondwa, E., Panigrahi, S., Tabil, L., & Adapa, P. (2012). [*Life cycle assessment of densified wheat straw pellets in the Canadian Prairies*](#). *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(4), 420–431. (Disponible en anglais seulement).

Life Cycle Associates. (s. d.). [*BioGrace for fuel pathway carbon intensity calculations*](#). *Life Cycle Associates, LLC*. (Disponible en anglais seulement).

LIRIDE. (2025). *Fuel Life Cycle Assessment (LCA) Model Electricity Technology Update. Rapport interne préparé pour l'ECCC*.

Liu, X., Kwon, H., Wang, M., & O'Connor, D. (2023). [*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Brazilian Sugar Cane Ethanol Evaluated with the GREET Model Using Data Submitted to RenovaBio*](#). *Environmental Science & Technology*, 57(32), 11814–11822. (Disponible en anglais seulement).

M. De O. Camargo, J., Marcela Gallego Ríos, J., C. Antonio, G., & T.C. Leite, J. (2021). [*Physicochemical Properties of Sugarcane Industry Residues Aiming at Their Use in Energy Processes*](#). Dans M. Sarwar Khan (Éd.), *Sugarcane—Biotechnology for Biofuels*. IntechOpen. (Disponible en anglais seulement).

Manitoba Agriculture. (2017). [*Guidelines for Estimating Wheat Straw Biomass Production Costs—High Crop Residue Zone*](#). (Disponible en anglais seulement).

McKechnie, J. (2012). [*Assessing Greenhouse Gas Emissions Mitigation Potential through the use of Forest Bioenergy*](#). (Disponible en anglais seulement).

Mekonnen, M. M., & Hoekstra, A. Y. (2011). [*The green, blue and grey water footprint of crops and*](#)

[derived crop products](#). *Hydrology and Earth System Sciences*, 15(5), 1577–1600. (Disponible en anglais seulement).

Methanex. (2025). [2025 Sustainability Report](#). Methanex Corporation. (Disponible en anglais seulement).

Miller, P., & Kumar, A. (2013). [Development of emission parameters and net energy ratio for renewable diesel from Canola and Camelina](#). *Energy*, 58, 426–437. (Disponible en anglais seulement).

Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse. (2016). [Nova Scotia Tidal Energy](#). (disponible en anglais seulement). (Disponible en anglais seulement).

Monfreda, C., Ramankutty, N., & Foley, J. A. (2008). [Farming the planet: 2. Geographic distribution of crop areas, yields, physiological types, and net primary production in the year 2000](#). *Global Biogeochemical Cycles*, 22(1). (Disponible en anglais seulement).

Morey, R. V., Hatfield, D. L., Sears, R., Haak, D., Tiffany, D. G., & Kaliyan, N. (2009). [Fuel Properties of Biomass Feed Streams at Ethanol Plants](#). *Applied Engineering in Agriculture*, 25(1), 57-64. (Disponible en anglais seulement).

Mueller, N. D., Gerber, J. S., Johnston, M., Ray, D. K., Ramankutty, N., & Foley, J. A. (2012). [Closing yield gaps through nutrient and water management](#). *Nature*, 490(7419), 254–257. (Disponible en anglais seulement).

National Institute of Building Sciences. (2024). *Biomass for Electricity Generation. Description*.

Nemecek, T., & Kägi, T. (2007). [Life Cycle Inventories of Agricultural Production Systems](#). Ecoinvent Centre, Swiss Centre for Life Cycle Inventories. (Disponible en anglais seulement).

Nemecek, T., Bengoa, X., Lansche, J., Roesch, A., Faist-Emmenegger, M., Rossi, V., & Humbert, S. (2019). [World Food LCA Database: Methodological Guidelines for the Life Cycle Inventory of Agricultural Products](#). Version 3.5. Quantis and Agroscope. (Disponible en anglais seulement).

[Oil Climate Index plus Gas](#). (2018). OCI+. (Disponible en anglais seulement).

Onsite, Truck and Equipment Repair. (2022). [How Much Does a Semi Truck Weigh? Ultimate Guide](#). (Disponible en anglais seulement).

Organisation maritime internationale. (2020). [Quatrième étude sur les gaz à effet de serre 2020](#).

ORTECH Environmental. (2018). *Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Companies 2016 Greenhouse Gas Inventory*.

Padilla-Rivera, A., Barrette, J., Blanchet, P., & Thiffault, E. (2017). [Environmental Performance of Eastern Canadian Wood Pellets as Measured Through Life Cycle Assessment](#). *Forests*, 8(9), 352. (Disponible en anglais seulement).

Petrinex. (2026). [*Natural Gas Production Volumes for Alberta, British Columbia and Saskatchewan for 2024*](#). (Disponible en anglais seulement).

PNUE. (2011). [*Global Guidance Principles for Life Cycle Assessment Databases*](#) (G. Sonnemann & B. Vigon, Éd.). Programme des Nations Unies pour l'environnement. (Disponible en anglais seulement).

Prussi, M., Yugo, M., De, P. L., Padella, M., & Edwards, R. (2020). [*JEC Well-To-Wheels report v5*](#). JRC Publications Repository. (Disponible en anglais seulement).

Quantis. (2021). *Foreign Fuel Feedstocks LCI Goal and Scope Report*. *Non-disponible au public (disponible en anglais seulement)*.

Ramsden, T., Ruth, M., Diakov, V., Laffen, M., & Timbario, T. A. (2013). [*Hydrogen Pathways : Updated Cost, Well-to-Wheels Energy Use, and Emissions for the Current Technology Status of Ten Hydrogen Production, Delivery, and Distribution Scenarios*](#) (NREL/TP-6A10-60528). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States). (Disponible en anglais seulement).

Régie de l'énergie du Canada. (2016). [*Aperçu du marché : Croissance significative sur 15 ans de la capacité de cogénération en Alberta dans la foulée des projets d'exploitation des sables bitumineux*](#).

Régie de l'énergie du Canada. (2023a). [*Aperçu du marché : L'énergie géothermique est stable et sobre en carbone, mais quel est son potentiel au Canada?*](#)

Régie de l'énergie du Canada. (2023b, novembre 28). [*Aperçu du marché : Le Canada quatrième au monde pour la capacité marémotrice et possibilité d'ajouter jusqu'à 7 000 MW de plus*](#).

Reinhard, J., Bengoa, X., & Liemur, A. (2021). *geoFootprint, Technical Documentation (Discontinued datasource)* (Version 1). (Disponible en anglais seulement).

RenovaBio. (2021). [*RenovaCalc Life Cycle Assessment tool, Version 7*](#) (available in Portuguese only). RenovaCalc. (Disponible en portugais seulement).

Réseau canadien de forêts modèles. (2013). [*Tableau 4. Utilisation de combustible et efficacité des installations de production d'électricité, de chaleur et d'électricité et de chaleur combinées*](#). Dans *Production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse : Un guide pour les communautés rurales au Canada*.

Ressources Naturelles Canada. (2000). [*Analyse comparative du rendement énergétique du carburant dans l'industrie du camionnage au Canada : Résultats d'une enquête réalisée auprès de l'industrie*](#). Geological Survey of Canada.

Ressources Naturelles Canada. (2012). [*Geothermal Energy Resource Potential of Canada*](#). Geological Survey of Canada.

Ressources Naturelles Canada. (2016). [*Bulletin d'information sur les biocombustibles solides no 2 : Introduction aux biocombustibles solides—Définitions, classes/catégories et propriété des combustibles*](#).

Ressources Naturelles Canada. (2017). *Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE), 2009-2017, le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants—Biodiesel and bioéthanol. Non publié.* [Rapport interne].

Ressources Naturelles Canada. (2019). *Données confidentielles relatives à la production d'éthanol issues du programme écoÉNERGIE pour les biocarburants—Rapports complémentaires sur la performance environnementale (RCPE)* [Rapport interne].

Ressources Naturelles Canada. (2023). [*Base de données canadienne sur la biothermie 2023 : Installations biothermiques communautaires, commerciales et institutionnelles au Canada.*](#)

Ressources Naturelles Canada. (2025, mars 7). [*SNSCPRCF – Cadre spatial.*](#)

Ressources Naturelles Canada. (2026). [*Cahier d'Information sur l'Énergie 2025-2026.*](#)

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2018a). [*Crop Planning Guide.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2018b). [*Specialty Crop Report.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2019a). [*Crop Planning Guide.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2019b). [*Specialty Crop Report.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2020a). [*Crop Planning Guide.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Saskatchewan Ministry of Agriculture. (2020b). [*Specialty Crop Report.*](#) Government of Saskatchewan. (Disponible en anglais seulement).

Shonnard, D. R., Williams, L., & Kalnes, T. N. (2010). [*Camelina-derived jet fuel and diesel: Sustainable advanced biofuels.*](#) *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 29(3), 382–392. (Disponible en anglais seulement).

S&T)2 Consultants Inc. (2010). [*Life cycle analysis of canola biodiesel.*](#) Canola Council of Canada. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2011). *The Addition of Pyrolysis Oil Pathways to GHGenius.* (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2017a). *Carbon Footprint for Canadian Grain Corn.* Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2017b). [*Carbon Footprint for Canadian Wheat.*](#) Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022a). [*Updated Carbon Footprint for Canadian Barley*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022b). [*Updated Carbon Footprint for Canadian Canola*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022c). *Updated Carbon Footprint for Canadian Corn*. Canadian Roundtable on Sustainable Crops.

(S&T)2 Consultants Inc. (2022d). [*Updated Carbon Footprint for Canadian Dried Peas*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022e). [*Updated Carbon Footprint for Canadian Durum Wheat*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022f). *Updated Carbon Footprint for Canadian Soybeans*. Canadian Roundtable on Sustainable Crops.

(S&T)2 Consultants Inc. (2022g). [*Updated Carbon Footprint for Canadian Wheat*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2022h). [*Updated Carbon Footprints for Major Canadian Grains Methodology Report*](#). Canadian Roundtable on Sustainable Crops. (Disponible en anglais seulement).

(S&T)2 Consultants Inc. (2023a). *Carbon Footprint for Rye Grain*. Federated Co-operatives Limited.

(S&T)2 Consultants Inc. (2023b). *Carbon Footprint for Triticale Grain*. Federated Co-operatives Limited.

Statistique Canada. (2018a, juin 27). [*Tableau 23-10-0057-01 Sommaire des statistiques sur le transport de marchandises et de voyageurs de l'industrie ferroviaire*](#).

Statistique Canada. (2018b, juin 27). [*Tableau 32-10-0038-01 Expéditions d'engrais vers le marché agricole canadien et les marchés d'exportation, selon le type de produit et la campagne de fertilisation, données cumulatives*](#).

Statistique Canada. (2020a, février 21). [*Tableau 23-10-0219-01 Activités de l'industrie du camionnage*](#).

Statistique Canada. (2020b, mai 14). [*Tableaux 50-503-X Le Cadre d'analyse du fret canadien*](#).

Statistique Canada. (2022, décembre 6). [*Tableau 25-10-0028-01 Énergie électrique produite à partir de combustibles, annuel, inactif*](#).

Statistique Canada. (2024, mai 16). [*Tableau 12-10-0114-01 Commerce des biens selon les caractéristiques des importateurs, selon le pays d'origine*](#).

Statistique Canada. (2025a). [Tableau 25-10-0026-01 Disponibilité et écoulement des liquides de gaz naturel, annuel.](#)

Statistique Canada. (2025b). [Tableau 25-10-0029-01 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel.](#)

Statistique Canada. (2025c). [Tableau 25-10-0030-01 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles.](#)

Statistique Canada. (2025d, octobre 21). [Tableau 25-10-0084-01 Production d'électricité, combustibles consommés et coût des combustibles par les centrales thermiques de production d'électricité.](#)

Statistique Canada. (2025e). [Tableau 25-10-0055-01 Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel \(données en milliers\) \(x 1 000\).](#)

Sun, P., Young, B., Elgowainy, A., Lu, Z., Wang, M., Morelli, B., & Hawkins, T. (2019). [Criteria Air Pollutants and Greenhouse Gas Emissions from Hydrogen Production in U.S. Steam Methane Reforming Facilities.](#) *Environmental Science & Technology*, 53(12), 7103–7113. (Disponible en anglais seulement).

Tang, G., & Kilpatrick, R. (2021). [Offshore wind technology scan: A review of offshore wind technologies and considerations in the context of Atlantic Canada.](#) Natural Resources Canada, CanmetENERGY. (Disponible en anglais seulement).

TGS 4C Offshore. (2025). [Offshore Wind farms in Canada.](#) (Disponible en anglais seulement).

Thiagarajan, A., Fan, J., McConkey, B. G., Janzen, H. H., & Campbell, C. A. (2018). [Dry matter partitioning and residue N content for 11 major field crops in Canada adjusted for rooting depth and yield.](#) *Canadian Journal of Soil Science*, 98(3), 574–579. (Disponible en anglais seulement).

University of Calgary. (n.d.). [PRELIM | Energy Technology Assessment Research Group |](#) (Disponible en anglais seulement).

University of California – Agriculture and Natural Resources. (2025). [Woody Biomass Utilization. Electricity Generation. Biomass Plant Types.](#) (Disponible en anglais seulement).

US EPA. (2025). [Emissions & Generation Resource Integrated Database \(eGRID\), 2023](#) [Collections and Lists]. (Disponible en anglais seulement).

US EPA, O. (2024, February 8). [Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2022](#) [Reports and Assessments]. (Disponible en anglais seulement).

Wang, J., Cui, Z., Li, Y., Cao, L., & Lu, Z. (2020). [Techno-economic analysis and environmental impact assessment of citric acid production through different recovery methods.](#) *Journal of Cleaner Production*, 249, 119315. (Disponible en anglais seulement).

Wang, M., Han, J., Dunn, J. B., Cai, H., & Elgowainy, A. (2012). [Well-to-wheels energy use and greenhouse gas emissions of ethanol from corn, sugarcane and cellulosic biomass for US use.](#) *Environmental Research Letters*, 7(4), 045905. (Disponible en anglais seulement).

Weidema, B. P., Bauer, C., Hischer, R., Mutel, C., Nemecek, T., Reinhard, J., Vadenbo, C. O., & Wernet, G. (2013). *Overview and methodology: Data quality guideline for the ecoinvent database version 3 (final)* (Ecoinvent report No. 1 (v3)). Swiss Centre for Life Cycle Inventories. (Disponible en anglais seulement).

Whitman, T., Yanni, S., & Whalen, J. (2011). [Life cycle assessment of corn stover production for cellulosic ethanol in Quebec](#). *Canadian Journal of Soil Science*, 91(6), 997–1012. (Disponible en anglais seulement).

Wiser, R., Z. Yang, M. Hand, O. Hohmeyer, D. Infeld, P. H. Jensen, V. Nikolaev, M. O'Malley, G. Sinden, A. Zervos. (2011). [Wind Energy](#). In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. (Disponible en anglais seulement).

WITS. (2024). [Canada Trade at a Glance: Most Recent Values](#). WITS: World Integrated Trade Solution. (Disponible en anglais seulement).

World Nuclear Association. (2025). [Heat Values of Various Fuels](#). (Disponible en anglais seulement).

Xu, H., Ou, L., Li, Y., Hawkins, T. R., & Wang, M. (2022). [Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Biodiesel and Renewable Diesel Production in the United States](#). *Environmental Science & Technology*, 56(12), 7512–7521. (Disponible en anglais seulement).