

Biomasse et carboneutralité

Élaboration d'une grille d'évaluation

État des lieux au Canada

Décembre 2024



Analyse et rédaction

Roberta Dagher, associée de recherche à l'Institut de l'énergie Trottier et à l'Accélérateur de transition

Normand Mousseau, professeur de physique à l'Université de Montréal, directeur scientifique de l'Institut de l'énergie Trottier et responsable de la filière de transition à l'Accélérateur de transition

Louis Beaumier, directeur exécutif de l'Institut de l'énergie Trottier

Révision

Ayaovi Locoh, associé de recherche à l'Institut de l'énergie Trottier

Laure-Anne Douxchamps, associée de recherche à l'Institut de l'énergie Trottier

Simon Langlois-Bertrand, associé de recherche à l'Institut de l'énergie Trottier

Bruno Gagnon, gestionnaire; **Adetona Adekunbi**, analyste de politiques et leur équipe au Service canadien des forêts, Ressources Naturelles Canada

Philippe Thellen, conseiller stratégique, ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie

La liste des parties prenantes et des spécialistes qui ont participé aux ateliers de travail et/ou ont fourni des commentaires par rapport à la version préliminaire du livre blanc est en Annexe 10.

Révision linguistique et traduction

Sabine Monnin

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

La création de l'IET a été rendue possible, en 2013, grâce à un don exceptionnel de la Fondation familiale Trottier à Polytechnique Montréal. Depuis, l'IET est de tous les débats énergétiques au pays. À l'origine de grandes réflexions collectives, l'équipe mobilise les savoirs, analyse les données, vulgarise les enjeux et recommande des plans justes et efficaces. Ceci, tout en contribuant à la recherche et à la formation universitaires. Son indépendance lui confère une neutralité essentielle à l'approche collaborative qu'il préconise, facilitant le travail avec les acteurs les plus aptes à faire avancer la transition énergétique, tout en lui permettant d'être librement critique lorsque pertinent.

Alors que le mandat initial d'une durée de dix ans arrivait à échéance, la Fondation familiale Trottier a choisi de renouveler sa confiance à l'égard de l'IET et d'accorder un nouveau don. Constatant la portée des actions et son statut d'incontournable, il a été souhaité de prolonger son mandat. L'équipe pourra ainsi continuer d'offrir des avis fondés sur la science et d'enrichir le dialogue sociétal, afin de faire progresser la façon dont nous produisons, convertissons, distribuons et utilisons l'énergie.

À propos de l'Accélérateur de Transition

L'Accélérateur de Transition (l'Accélérateur) est un organisme caritatif pancanadien qui travaille à susciter des changements positifs et profonds à l'échelle du système global. L'Accélérateur collabore avec des acteurs du domaine de l'innovation pour créer une vision de ce à quoi pourrait ressembler un avenir carboneutre qui serait souhaitable sur les plans social et économique, et pour définir des trajectoires de transition qui permettront au Canada de le concrétiser. L'Accélérateur joue le rôle de moteur, de facilitateur et de multiplicateur de forces pour les coaliser et progresser sur ces trajectoires en dynamisant les facteurs de changement. Notre approche en quatre étapes consiste à comprendre, codévelopper, analyser et progresser des trajectoires de transition crédibles et convaincantes qui nous permettront d'atteindre les objectifs sociétaux et économiques, y compris celui de conduire le pays à la carboneutralité d'ici 2050.

Financement

Pour soutenir le mandat de recherche du Groupe consultatif sur la carboneutralité, ce projet a été réalisé avec le soutien financier du gouvernement du Canada. Le financement a été réalisé par le Fonds d'action et de sensibilisation pour le climat du Fonds pour dommages à l'environnement, administré par Environnement et Changement climatique Canada.

Ce projet a été réalisé avec l'appui financier
du gouvernement du Canada.

This project was undertaken with the financial support
of the Government of Canada.

The logo for the Government of Canada, featuring the word "Canada" in a large, black, serif font. A small red maple leaf is positioned above the letter "a".

Clause de non-responsabilité

Les opinions exprimées dans ce document sont celles de l'Institut de l'énergie Trottier de Polytechnique Montréal. La responsabilité du contenu de ce rapport n'engage que ses auteurs. Toutes les précautions raisonnables ont été prises pour vérifier la fiabilité du matériel contenu dans cette publication. Ni les auteurs ni aucune personne agissant en leur nom ne peuvent être tenus pour responsables de l'utilisation qui découlerait de ces informations.

ISBN : 978-2-924597-24-8
Version 20250225

Contexte

La biomasse est appelée à jouer un rôle majeur dans la transition vers la carboneutralité et de nombreuses études évaluent son potentiel pour le déploiement des systèmes bioénergétiques au Canada. Bien que les ressources de la biomasse soient abondantes et renouvelables, la proportion de celles-ci qui peut être récoltée durablement chaque année et transformée pour répondre à un large éventail de besoins sociétaux est limitée. La récupération du bois non marchand ou des résidus de récolte dans les secteurs forestier et agricole pourrait également être un moyen de valoriser la biomasse résiduelle et non utilisée. Les matières premières pourraient être allouées à diverses applications, incluant la combustion pour le chauffage et la génération de l'électricité ainsi que la conversion en biocarburants, en gaz naturel renouvelable, en biochar, en produits composites à base de bois, en biopolymères, etc. Cependant, les trajectoires de décarbonation de plusieurs secteurs économiques sont basées sur les mêmes types de matières premières de la biomasse. Par exemple, la décarbonation du secteur de l'aviation et celle du secteur du transport routier sont étroitement liées en raison des technologies qui peuvent produire des proportions ajustables de biocarburant pour l'aviation et de carburant diesel renouvelable. En fonction du développement de ces projets, cette concurrence pourrait soit accélérer la décarbonation, soit créer d'importantes tensions.

Au vu du développement de multiples technologies de conversion, des demandes concurrentes de divers secteurs économiques et de la disponibilité limitée des ressources de la biomasse, quelles sont les voies qui contribueraient le mieux à l'atteinte de la carboneutralité au Canada ? En s'appuyant sur plusieurs échanges et la tenue d'ateliers avec des parties prenantes et des spécialistes, l'objectif de ce projet est de codévelopper une grille d'évaluation et de comparaison des usages de la biomasse au Canada dans un contexte de transition vers la carboneutralité d'ici 2050.

Ce rapport présente une vue d'ensemble de la situation actuelle au Canada concernant la disponibilité des ressources de la biomasse et la production de divers bioproduits. L'analyse proposée s'appuie sur des recherches effectuées dans la littérature et visant à rassembler des informations accessibles au public sur les quantités de ressources de la biomasse au Canada ainsi que sur les technologies commerciales existantes ou émergentes qui sont développées dans le monde entier pour convertir les ressources de la biomasse en de nombreux produits de valeur destinés à des usages énergétiques et non énergétiques. Cette première analyse nous permet d'identifier les principales incertitudes clés liées à l'utilisation des ressources de la biomasse dans un contexte de transition vers la carboneutralité. Afin de recueillir des commentaires provenant d'une grande variété de perspectives, ce rapport sera partagé avec des parties prenantes et des

spécialistes, y compris des industries, des universités, des gouvernements, des communautés autochtones, et des organisations à but non lucratif, avec l'objectif final de codévelopper une grille d'évaluation et de comparaison des différents usages de la biomasse dans un avenir carboneutre.

Table des matières

1. Aperçu	1
1.1. Le défi de la carboneutralité.....	1
1.2. La situation actuelle dans les secteurs de la biomasse.....	3
1.3. Incertitudes et préoccupations	5
2. Les matières premières de biomasse au Canada	8
2.1. Le secteur forestier	8
2.2. Le secteur agricole.....	10
2.2.1. Les cultures agricoles	11
2.2.2. Les résidus de récolte	12
2.2.3. Les déjections animales	14
2.3. Les déchets urbains et ruraux.....	15
3. Les usages énergétiques et non énergétiques de la biomasse	18
3.1. Les biocombustibles solides	18
3.2. Les biocombustibles liquides	20
3.2.1. Le bioéthanol	21
3.2.2. Le biodiesel	23
3.2.3. Le carburant diesel renouvelable	24
3.2.4. Le biobrut et la biohuile.....	25
3.2.5. Le biométhaneol.....	26
3.2.6. Les biocarburants d'aviation	27
3.3. Le biogaz et le gaz naturel renouvelable.....	30
3.3.1. Le secteur agricole.....	31
3.3.2. Le secteur forestier	32
3.3.3. Les installations de traitement des eaux usées et des déchets solides municipaux.....	33
3.3.4. Les sites d'enfouissement.....	34
3.4. Le biohydrogène.....	35
3.5. Les usages non énergétiques	37
3.5.1. L'alimentation humaine et animale.....	37
3.5.2. Les produits du bois conventionnels et non conventionnels	38
3.5.3. Les bioproduits chimiques et biomatériaux.....	39

4.	Les émissions et absorptions de GES dans les secteurs de la biomasse	41
4.1.	Le secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF)	41
4.2.	Le secteur agricole.....	46
4.3.	Le secteur des déchets	47
5.	La réglementation au Canada ayant un impact sur la demande de récolte et d'usage de la biomasse.....	48
5.1.	Le système de tarification du carbone au Canada.....	48
5.2.	L'intensité en carbone des combustibles	49
5.3.	Le marché du carbone et les crédits compensatoires	50
5.4.	La valeur potentielle du stock de carbone biogénique	51
5.5.	Exemples d'autres programmes et politiques au Canada ayant un impact sur la demande de biomasse pour le chauffage et l'énergie.....	52
6.	Références	55
7.	Annexes.....	68
	Annexe 1 : Le stock de carbone biogénique dans les écosystèmes forestiers et non forestiers au Canada	68
	Annexe 2 : Facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des ressources de la biomasse citées dans ce rapport	69
	Annexe 3 : Teneur en eau des cultures agricoles utilisées pour calculer le contenu énergétique sur une base sèche.....	71
	Annexe 4 : Densité du carbone et proportion du carbone total dans la biomasse des terres forestières canadiennes	72
	Annexe 5 : Comparaison entre le volume de bois dont la récolte est considérée comme durable et le volume qui a été récolté entre 1990 et 2018 au Canada	73
	Annexe 6 : Superficie totale des terres cultivées par division de recensement en 2021	74
	Annexe 7 : Localisation des installations de biochauffage au Canada par type de biomasse, combustible et capacité installée	75
	Annexe 8 : Données mensuelles relatives aux statistiques sur les installations de production de combustibles renouvelables	76
	Annexe 9 : Exemples d'exigences de certains gouvernements en matière de collecte, de torchage et d'usage du gaz d'enfouissement.	79
	Annexe 10 : Liste des parties prenantes et des spécialistes qui ont participé aux ateliers de travail et/ou qui ont fourni des commentaires sur le livre blanc	80

Liste des figures

Figure 1 : Principaux usages de la biomasse dans les scénarios menant à la carboneutralité.....	2
Figure 2 : Sources de bioénergie selon le type dans les scénarios menant à la carboneutralité.....	3
Figure 3 : Comparaison de différentes voies de conversion des biocarburants	30
Figure 4 : Émissions nettes de GES dans les forêts aménagées au Canada (toutes zones confondues, y compris les zones d'activités humaines et de perturbations naturelles)	43
Figure 5 : Émissions et absorptions des « terres forestières restant terres forestières » par composante de peuplement (émissions provenant des produits ligneux récoltés non comprises)	45
Figure 6 : Schéma simplifié du flux de carbone après la récolte des produits ligneux ...	46

Liste des tableaux

Tableau 1 : Résumé des quantités annuelles de production des principales matières premières de la biomasse et des bioproduits au Canada	4
Tableau 2 : Catégories de la biomasse dans le secteur forestier	8
Tableau 3 : Superficie des forêts au Canada	9
Tableau 4 : Volume de bois dans les forêts canadiennes	9
Tableau 5 : Catégories de la biomasse dans le secteur agricole	11
Tableau 6 : Production agricole au Canada en 2022	12
Tableau 7 : Résidus de récolte du secteur agricole au Canada par année.....	13
Tableau 8 : Production de fumier et lisier au Canada en 2018.....	15
Tableau 9 : Quantités de déchets solides municipaux (DSM) au Canada.....	16
Tableau 10 : Élimination et détournement des déchets solides municipaux (DSM) dans les provinces et territoires canadiens en 2020	16
Tableau 11 : L'industrie canadienne des granules de bois en 2021	19
Tableau 12 : Biomasse utilisée pour la production annuelle de bioéthanol et d'autres carburants renouvelables au Canada	20
Tableau 13 : L'industrie canadienne des biocarburants liquides en 2021	21
Tableau 14 : Industries de bioéthanol au Canada en 2022.....	23
Tableau 15 : Technologies de production de biocarburants d'aviation développées au niveau mondial	29
Tableau 16 : Production totale de biogaz et de GNR au Canada en 2020.....	31
Tableau 17 : Exemples de projets de production de GNR dans des installations de traitement des déchets solides municipaux et des eaux usées au Canada	34
Tableau 18 : Exemples d'usages non énergétiques de la biomasse	37
Tableau 19 : Production et consommation de produits du bois au Canada en 2021	38
Tableau 20 : Estimations des flux nets de GES en 2022 du secteur de l'ATCATF au Canada	42
Tableau 21 : Inventaire des émissions de GES des forêts canadiennes	43
Tableau 22 : Résumé des normes canadiennes relatives aux combustibles propres	49
Tableau 23 : Estimations de la valeur du stock de carbone biogénique	52

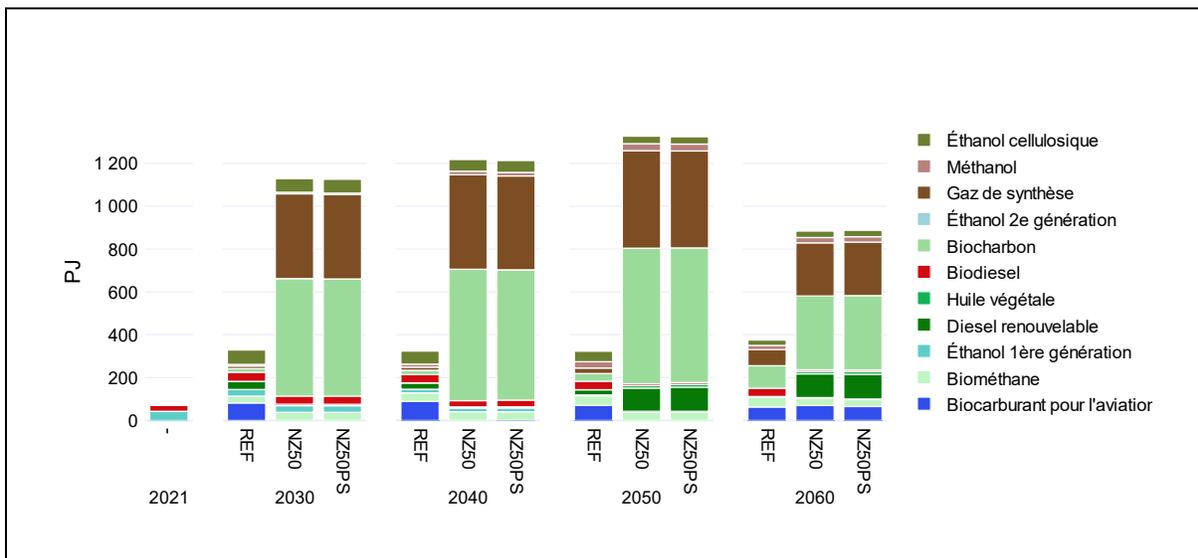
1. Aperçu

La bioénergie est traditionnellement l'une des principales sources d'énergie pour l'homme et son utilisation a continué à se développer grâce aux technologies modernes pour inclure de nombreuses applications faisant appel à une grande variété de ressources de la biomasse. Dans un contexte de transition vers un avenir carboneutre, la bioénergie occupe une place importante dans les scénarios des futures combinaisons énergétiques et est appelée à jouer un rôle prépondérant dans la décarbonation de nombreux secteurs, notamment les transports, le chauffage des bâtiments et l'utilisation industrielle.

1.1. Le défi de la carboneutralité

Au Canada, la plupart des récentes études de modélisation énergétique, qui prévoient une transition vers un avenir carboneutre en 2050, incluent la bioénergie dans les scénarios qui en résultent (Canadian Climate Institute, 2021b ; AIE, 2021; Langlois-Bertrand et al., 2024). Dans les Perspectives énergétiques canadiennes 2024 de l'IET (Figure 1), l'usage de la bioénergie augmente rapidement avant 2030 pour le scénario de carboneutralité, ce qui lui permet d'apporter une contribution particulièrement importante à la décarbonation du secteur des transports, à l'usage industriel et en grande partie à la production des émissions négatives avec le biochar et la bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC). Son rôle est restreint par le manque d'alternatives permettant de produire des émissions négatives ainsi que par les mandats définis en matière de combustibles propres. L'apport de la bioénergie est de plus limité par la disponibilité de la biomasse, les applications non énergétiques concurrentes et le reste des émissions associées à l'usage de la biomasse (Langlois-Bertrand et al., 2024).

Figure 1 : Principaux usages de la biomasse dans les scénarios menant à la carboneutralité



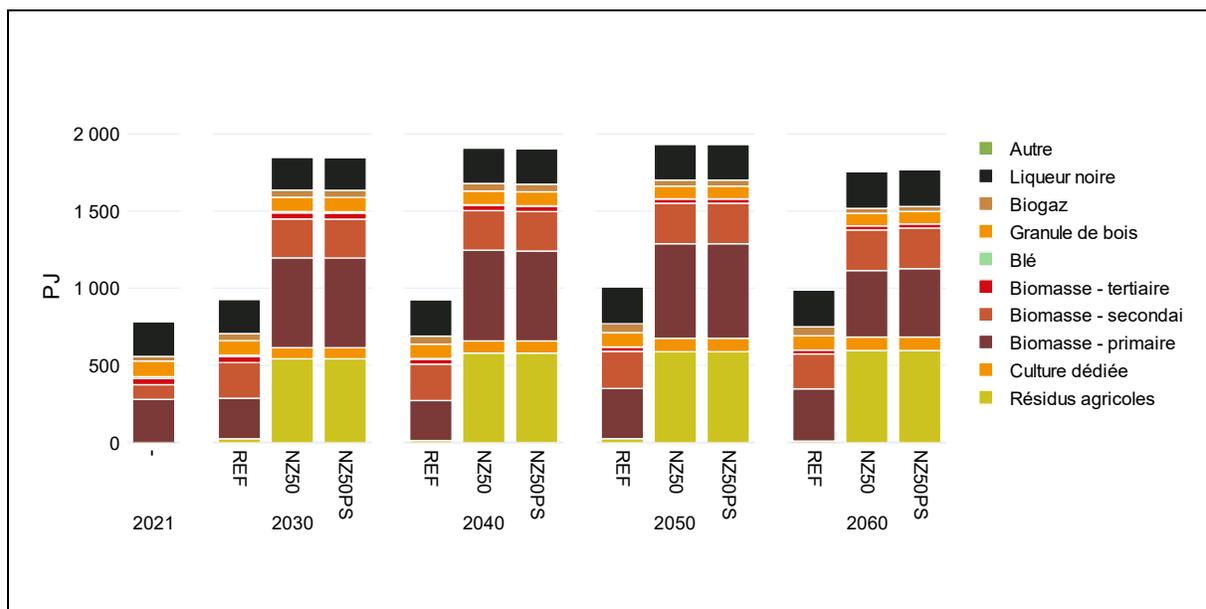
Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

Note : le scénario REF est un scénario de référence présentant des résultats qui n'utilisent aucun objectif contraignant de réduction des émissions de GES. Le scénario NZ50 est un scénario qui impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO₂ émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005. Le scénario NZ50PS est identique au scénario NZ50, à l'exception des projections de coûts pour les PRM nucléaires qui sont plus élevées.

La bioénergie peut être produite à partir de ressources de la biomasse provenant de trois secteurs clés : la foresterie, l'agriculture et les déchets urbains/ruraux.

La Figure 2 présente les types de ressources de la biomasse qui ont été incluses dans le scénario menant à la carboneutralité des Perspectives énergétiques canadiennes de l'IET. Sur la base d'un riche ensemble de technologies, la quantité de résidus forestiers utilisés pour la bioénergie reste importante jusqu'en 2060 dans tous les scénarios menant à la carboneutralité ; cependant, l'utilisation de résidus de cultures agricoles augmente rapidement avant 2030. Dans ces scénarios, les cultures énergétiques, les déchets organiques municipaux, les gaz des sites d'enfouissement, contribuent également à la production énergétique.

Figure 2 : Sources de bioénergie selon le type dans les scénarios menant à la carboneutralité



Source : Langlois-Bertrand et al. 2024

Note : le scénario REF est un scénario de référence présentant des résultats qui n'utilisent aucun objectif contraignant de réduction des émissions de GES. Le scénario NZ50 est un scénario qui impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO₂ émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005. Le scénario NZ50PS est identique au scénario NZ50, à l'exception des projections de coûts pour les PRM nucléaires qui sont plus élevées.

1.2. La situation actuelle dans les secteurs de la biomasse

L'objectif de ce rapport est de synthétiser les principales données et informations tirées de la littérature concernant les quantités de ressources de la biomasse au Canada et de présenter la situation concernant la récolte, la production et l'utilisation de ressources de la biomasse dans les secteurs de l'agriculture, de la foresterie et des déchets urbains/ruraux. La recherche de données s'est principalement appuyée sur les publications du gouvernement du Canada, notamment celles de Statistique Canada, d'Environnement et Changement Climatique Canada et de Ressources Naturelles Canada. Cependant, les données qui n'étaient pas disponibles auprès de ces institutions ont été recueillies à partir de différents rapports et articles scientifiques ainsi sur des sites web d'industries.

Le Tableau 1 présente un résumé des quantités de matières premières de la biomasse et de bioproduits qui ont été produits au Canada. Les données relatives à chaque type de biomasse seront présentées plus en détail dans la suite de ce rapport. Il n'y a pas eu de tentative d'estimation du potentiel technique des ressources citées dans ce rapport pour

quelque type d'utilisation de la biomasse que ce soit. Cependant, l'objectif est d'avoir un aperçu clair des ressources de la biomasse au Canada (y compris celles qui sont actuellement utilisées pour l'alimentation humaine et animale et pour la construction) et de la production actuelle des principaux bioproduits.

Tableau 1 : Résumé des quantités annuelles de production des principales matières premières de la biomasse et des bioproduits au Canada

<i>Description</i>		Quantités produites par an	Contenu énergétique (PJ)	Valeur potentielle du stock de carbone à 65 \$/t CO₂ (milliards de \$)	Valeur potentielle du stock de carbone à 170 \$/t CO₂ (milliards de \$)
<i>Matières premières de la biomasse</i>					
<i>Secteur forestier</i>	Volume de bois récolté	143 Mm ³	1 216	2 à 11	6 à 29
	Résidus de la récolte *	21 Mt (sec)	390	1 à 2	3 à 6
<i>Secteur agricole</i>	Cultures céréalières	64,5 Mt	1 035	3 à 6	9 à 16
	Cultures oléagineuses	25,3 Mt	729	1 à 2,5	3 à 7
	Résidus de la récolte de maïs *	13 Mt (sec)	234	-	-
	Paille et autres résidus de la récolte *	34 Mt (sec)	544	-	-
	Déjections animales	21,4 Mt (sec)	185 to 401	-	-
<i>Déchets urbains et ruraux</i>	Bois et produits du bois	2,8 Mt	52	-	-
	Autres déchets organiques	9,4 Mt	47 à 110	-	-
<i>Bioproduits</i>					
<i>Biocombustibles solides</i>	Granules de bois	3,5 Mt	65	-	-
<i>Biocarburants liquides</i>	Bioéthanol	1 750 M litres	41	-	-
	Diesel renouvelable	1 210 M litres	44	-	-
	Biodiesel	416 M litres	15	-	-
	Biobrut et biohuile	-	-	-	-
	Biométhanol	-	-	-	-

	Biocarburants d'aviation	0	0	-	-
<i>Biogaz et GNR</i>		-	22	-	-
<i>Biohydrogène</i>		0	0	-	-
<i>Utilisations non énergétiques</i>	Bois d'œuvre résineux	56 Mm ³	476	-	-
	Panneaux structuraux	9 Mm ³	85	-	-
	Bois d'œuvre de feuillus	0,9 Mm ³	7	-	-
	Pâte à papier	14,3 Mt	221	-	-
	Autres usages (exemples : alimentation humaine et animale, biochar)	-	-	-	-

* Ce sont des estimations approximatives de ces ressources de biomasse et la précision est nécessaire.

Notes : Cette liste n'est pas exhaustive. Seules les quantités des principales catégories de biomasse dont les valeurs sont disponibles sont présentées dans ce tableau.

Les valeurs des quantités de biomasse issues de l'alimentation humaine et animale ne sont pas incluses dans ce tableau, car elles ne sont pas disponibles.

Les références et des détails supplémentaires sur les valeurs de ce tableau, sont présents à travers ce rapport, dans les sections correspondantes.

Les facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des ressources de la biomasse au Canada sont présentés à l'Annexe 2, l'**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et l'Annexe 3. La méthode utilisée pour estimer la valeur du stock de carbone biogénique est présentée dans la section 5.4 du présent rapport.

1.3. Incertitudes et préoccupations

De nombreuses incertitudes sont associées à l'intégration des systèmes bioénergétiques dans un avenir carboneutre. Les incertitudes et les préoccupations liées à la bioénergie dans la littérature incluent principalement la disponibilité et la durabilité des ressources de la biomasse, la concurrence avec les usages non énergétiques essentiels telles que l'alimentation humaine et animale, le développement et les coûts des technologies, les émissions associées aux chaînes d'approvisionnement, la considération par défaut de la « neutralité carbone » de la biomasse et les règles de comptabilité pour la déclaration des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la bioénergie dans la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (Bentsen, 2017 ; Cowie et al., 2021).

La liste suivante énumère les principales incertitudes et préoccupations identifiées jusqu'à présent lors de l'évaluation du rôle de la bioénergie dans un avenir carboneutre :

- (a) *L'utilisation des terres* : l'existence d'une limite de la capacité des forêts et des terres agricoles à fournir de la biomasse de manière durable est déjà connue. Quel sera l'impact de l'augmentation de la demande en bioénergie sur les pratiques de l'aménagement forestier, l'affectation des terres agricoles à la production de biocarburants et l'augmentation de la récupération des résidus de biomasse sur les terres exploitées ?
- (b) *La concurrence entre les différents producteurs de bioproduits pour les mêmes ressources* : avec une disponibilité limitée des matières premières et une demande croissante pour leur utilisation, sur quelle base se fera l'arbitrage entre les différents producteurs d'énergie et de produits non énergétiques? Par exemple, de nombreux industriels au Canada ont annoncé la production de diesel renouvelable et de carburant d'aviation durable (SAF) dans un avenir proche, mais la décision des producteurs de se concentrer sur une augmentation de cette production dépendrait de facteurs économiques et de l'existence d'incitations appropriées (Allan, Goldman et Tauvette, 2023).
- (c) *Les émissions associées à la chaîne d'approvisionnement* : l'augmentation de la demande en bioénergie pour différentes applications nécessitera la mise en place de nouvelles chaînes d'approvisionnement dans différentes régions. Quel sera l'impact de la récolte, de la transformation et du transport de la biomasse sur les émissions nettes de GES de l'ensemble du système mis en place ?
- (d) *Les solutions alternatives* : si aucun système d'utilisation de la bioénergie n'est mis en place, quelle sera la source d'énergie alternative utilisée ? Ou, si un certain type de biomasse n'est pas récolté pour être utilisé pour la bioénergie, quel sera son destin alternatif ? Quelle est la meilleure façon de comparer les options pour garantir une évaluation complète des effets sur le climat de l'ensemble du système mis en place ?
- (e) *L'hypothèse de la « neutralité carbone »* : la bioénergie est souvent considérée comme étant carboneutre puisque le carbone biogénique émis au moment de la combustion a été précédemment séquestré ou le sera à nouveau lors de la repousse des ressources de la biomasse. Un facteur important à prendre en compte dans cette hypothèse est la temporalité de ces émissions, que l'on appelle dans la littérature « la dette carbone » et « délai de récupération ». Comment la temporalité des impacts sur le climat des systèmes bioénergétiques est-elle prise en compte dans la planification d'un avenir carboneutre d'ici 2050 ?
- (f) *Les émissions négatives* : la combustion de la biomasse à des fins énergétiques, suivie de la recapture et du stockage du carbone, est l'un des rares moyens de produire des émissions négatives. Les technologies à même d'en générer seront nécessaires pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050 en absence de solutions

de décarbonation pour tous les secteurs au Canada. Comment et où ces technologies seront-elles priorisées dans les années à venir ?

(g) *La valeur du stock de carbone biogénique* : les ressources de la biomasse stockent de grandes quantités de carbone jusqu'à ce que celles-ci soient libérées dans l'atmosphère à travers la récolte et l'utilisation énergétique ou la décomposition naturelle. Actuellement, le stock de carbone n'a pas de valeur économique, à moins que des crédits compensatoires ne soient attribués. Le système de tarification du carbone ne s'applique pas à la bioénergie en raison de l'hypothèse voulant qu'elle soit neutre en carbone. Si le système actuel est réévalué, quelle serait la valeur du stock de carbone aujourd'hui et en 2050 ?

(h) *La déclaration des émissions liées à la bioénergie* : dans le rapport national annuel préparé et présenté à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse ne sont pas déclarées dans le secteur de l'énergie afin d'éviter une double comptabilisation des émissions qui sont déjà déclarées dans le secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie. Comment cette approche consistant à comptabiliser les émissions sur le lieu de la récolte plutôt que de la combustion influe-t-elle sur les pratiques durables des pays déclarants ?

2. Les matières premières de biomasse au Canada

2.1. Le secteur forestier

Les ressources de la biomasse forestière sont divisées en trois catégories principales en fonction de leur origine : les produits et résidus des opérations forestières, les résidus des industries de transformation du bois et les produits des cultures énergétiques (Tableau 2) (RNCAN, 2014; WSP Canada Inc., 2021).

Dans ce rapport, les quantités de la biomasse issus des produits en fin de vie de la construction, de la rénovation et de la démolition (CRD) ont été présenté dans la catégorie des déchets urbains et ruraux (section 2.3).

Tableau 2 : Catégories de la biomasse dans le secteur forestier

Catégories	Exemples
Produits ou résidus des opérations forestières	Bois rond industriel
	Bois non marchand
	Arbres affectés par des perturbations naturelles (incendies ou épidémies d'insectes)
	Résidus des opérations forestières (exemple : branches)
Industries de transformation du bois	Résidus de scierie (écorce, sciure, copeaux de bois)
	Résidus de pâte et papier (exemple : liqueur noire)
Boisements dédiés à l'énergie	Culture intensive en courte rotation (CICR) (exemples : le peuplier hybride, le tremble hybride et le saule).

Source : RNCAN, 2014; WSP Canada Inc., 2021.

La superficie des forêts exploitées au Canada en 2020 représentait environ 0,2 % de l'ensemble des terres forestières au Canada (RNCAN, 2022) (Tableau 3). En 2020, l'estimation du volume total de bois au Canada était de **50 000 millions de m³** (Tableau 4). Cependant, la limite de l'approvisionnement durable en bois était de **215,3 millions de m³**. Le volume total de bois récolté en 2020 s'élevait à **143,1 millions de m³**. Le bois rond industriel total récolté en 2020, y compris les résineux et les feuillus, s'élevait à **141,1 millions de m³** (RNCAN, 2022).

Tableau 3 : Superficie des forêts au Canada

Les forêts au Canada (2020)	Superficie (hectares)
Terrain forestier	361 732 641
Superficie des forêts gérées	225 516 062
Superficie totale récoltée en 2020	710 333

Source : RNCan, 2022.

Tableau 4 : Volume de bois dans les forêts canadiennes

Volume de bois au Canada (2020)	Quantité (Mm³)
Volume total de bois au Canada	50 000
Volume de bois estimé pour un niveau d'approvisionnement en bois de manière durable	215,3
Volume total de bois récolté en 2020 (Inclut le bois rond industriel, bois de feu et bois de chauffage)	143,1
Bois rond industriel récolté en 2020 (Inclut les billes, bois à pâte et d'autres types du bois rond industriel)	141,1

Source : RNCan, 2022.

Les cultures intensives en courte rotation sont considérées comme une catégorie de ressources potentielles de biomasse pour la bioénergie. Les cultures à courte rotation consistent en une approche sylvicole visant à établir et à gérer des plantations à croissance rapide sur des terres précédemment défrichées. Le Centre canadien sur la fibre de bois (CCFB) a évalué cette approche pour le Canada sur un site de développement technique à Edmonton, en Alberta, dans le cadre d'opérations de recherche menée de 2002 à 2019, afin d'élaborer des outils pour la mise en œuvre d'un programme de boisement à grande échelle au Canada (Service canadien des forêts, 2023 ; Jensen, 2021).

Les opérations forestières génèrent de nombreux résidus, notamment des branches, des cimes et des troncs ou des parties de troncs de faible qualité. Ces ressources de la biomasse sont appelées « résidus forestiers primaires » ou « biomasse résiduelle » et sont laissées sur place après les opérations de récolte. Dans certaines juridictions, la biomasse résiduelle issue des opérations de récolte forestière est brûlée dans des « tas de débris forestiers » à proximité du site d'exploitation afin de réduire les risques d'incendie de forêt. La combustion à l'air libre est pratiquée en raison de la nécessité d'éliminer les débris forestiers et les résidus de bois afin de réduire les risques d'incendie

de forêt. Le règlement sur le contrôle des fumées issues de la combustion à l'air libre en Colombie-Britannique (BC) mentionne que d'autres solutions raisonnables, telles que la production des paillis et l'envoi des résidus verts aux centres de recyclage, doivent être envisagées avant la combustion (*Environmental Management Act*, 2019). Il existe également des limites fixées par les provinces en ce qui concerne les résidus autorisés à être laissés sur le site après les opérations forestières (Ministry of Forests, BC, n.d.).

Il est difficile de quantifier la biomasse résiduelle à l'échelle du Canada en raison de l'absence d'une définition claire de ce qui est inclus dans ce type de biomasse et d'un manque de cohérence entre les différentes administrations. On estime la disponibilité nationale annuelle de biomasse résiduelle à environ **21 millions de tonnes de matières sèches (tms)** (Barrette et al. 2018).

L'Inventaire Forestier National (IFN) est une collaboration entre les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux (FPT) visant à collecter et rapporter des données sur l'état et l'évolution des données forestières. Les estimations des quantités de la biomasse du secteur forestier canadien peuvent être obtenues sur le site internet de l'IFN qui fournit des outils pour estimer les quantités de la biomasse au Canada (IFN n.d.). Pour estimer la quantité de la biomasse qui pourrait être utilisée pour produire de la bioénergie ou d'autres bioproduits, il est important de prendre en compte les matières premières de la biomasse qui seraient économiquement accessibles pour la collecte et le transport vers différentes installations.

Une analyse récente de TorchLight Bioresources a estimé le potentiel de développement du gaz naturel renouvelable (GNR) à travers le Canada. Elle mentionne qu'en raison de « l'absence d'une analyse de l'offre et du flux de fibres de bois à l'échelle du Canada et des sous-régions », la meilleure approche pour quantifier le potentiel de GNR à partir des ressources forestières serait d'évaluer les capacités des usines de pâte à papier fermées et d'utiliser ces capacités comme indicateurs de la disponibilité des fibres de bois. Sur la base de ces hypothèses, ils ont déterminé que le Canada pourrait alimenter 13 installations consommant chacune au moins 500 000 tms, ceci comprenant du bois de pâte, des résidus d'usine de bois et des résidus de la récolte (TorchLight Bioresources Inc. 2020).

2.2. Le secteur agricole

La biomasse dans le secteur agricole comprend tous les types de produits agricoles et alimentaires. Toutefois, dans ce rapport, nous nous concentrerons sur les catégories de

biomasse qui sont également utilisées comme matières premières pour les bioproduits (Tableau 5).

Tableau 5 : Catégories de la biomasse dans le secteur agricole

Catégories	Exemples
Cultures agricoles	Cultures céréalières, cultures de sucres, cultures oléagineuses, cultures fourragères
Résidus de récolte	Résidus des cultures de maïs, paille et balle de blé, d'orge et d'avoine
Déjections animales	Fumier et lisier des animaux d'élevage

2.2.1. Les cultures agricoles

Parmi tous les types de grandes cultures et de foins, les cultures du canola occupent la plus grande superficie au Canada (22,3 millions d'acres en 2021), suivi par le blé de printemps (16,0 millions d'acres en 2021) (S. C. Gouvernement du Canada, 2022).

Les céréales et les oléagineux cultivés au Canada ne sont pas seulement utilisés pour l'alimentation humaine et animale, mais contribuent également à la production de bioproduits. Par exemple, le maïs et le blé sont utilisés pour la production de bioéthanol. Les cultures oléagineuses telles que le canola et le soja sont utilisés pour la production de biodiesel et du diesel renouvelable.

Les terres agricoles classées dans la catégorie des céréales et des oléagineux représentent la plus grande proportion des terres agricoles au Canada (**34,3 %** du total des exploitations agricoles), suivies par les fermes des bovins et les parcs d'engraissement (**20,9 %**). En 2021, le Canada comptait **65 135** fermes spécialisées dans la culture des oléagineux et des céréales. Les céréales et les oléagineux représentaient **99 %** du volume de la biomasse agricole utilisé pour la production de bioproduits en 2015 (Gouvernement du Canada, 2017). Le maïs cultivé pour les grains sert principalement à la production d'éthanol et à l'alimentation animale, mais il est également utilisé pour la production du pain, des tortillas et d'autres produits de boulangerie (Statistiques Canada, 2022).

Le maïs est une culture adaptée à la production d'ensilage, un produit conservé par fermentation et utilisé pour l'alimentation animale. Ainsi, l'ensilage de maïs est couramment utilisé comme aliment pour le bétail au Canada et constitue l'un des principaux composants des fourrages dans la ration des vaches laitières (Khan et al. 2015). Dans certains pays, notamment en Allemagne, il est également utilisé comme

matière première importante pour la bioénergie dans des installations de biogaz et de GNR (TorchLight Bioresources Inc., 2020).

Les détails concernant la production actuelle de biocarburants et d'autres bioproduits au Canada seront présentés dans les sections suivantes de ce rapport. En ce qui a trait à la production de la biomasse issue des cultures agricoles, les quantités produites annuellement sont présentées dans le Tableau 6.

Tableau 6 : Production agricole au Canada en 2022

Types de cultures		Production (kt)	Contenu énergétique (PJ)
Cultures céréalières	Maïs cultivé pour les grains (à l'exclusion du maïs doux et du maïs pour l'ensilage)	14 539	236
	Maïs doux ⁽²⁾	201	3
	Blé, tous types	33 824	541
	Orge	9 987	159
	Avoine	5 226	84
	Seigle	520	8
	Céréales mélangées	203	3
	Total	64 500	1 035
Cultures sucrières	Betteraves à sucre	1 279	124
	Total	1 279	124
Cultures oléagineuses	Canola	18 274	462
	Soja	6 543	134
	Graines de lin	473	132
	Total	25 290	729
Cultures fourragères	Foin cultivé	19 374	317
	Maïs pour l'ensilage	10 569	11
	Total	29 943	328

Sources : (1) Statistique Canada. Tableau 32-10-0359-01. Estimation de la superficie, du rendement, de la production, du prix moyen à la ferme et de la valeur totale à la ferme des principales grandes cultures, en unités métriques et impériales. (2) Tableau 32-10-0365-01. Superficie, production et valeur à la ferme des légumes commercialisés.

Notes : Les cultures dont la production est inférieure à 200 kt ne sont pas incluses dans le tableau. Les valeurs sont présentées telles qu'elles figurent dans la source. Aucun calcul n'a été effectué pour le rendement en masse sèche dans ce tableau.

2.2.2. Les résidus de récolte

Les résidus de grandes cultures comprennent les résidus de la culture du maïs ainsi que les pailles et les balles de blé, d'orge et d'avoine. Ce sont des sous-produits des cultures et ne sont pas comestibles pour l'homme. Certaines pailles et tiges de céréales peuvent être utilisées comme source d'alimentation animale à faible coût après déshydratation

et traitements supplémentaires, et être incorporées au régime alimentaire des animaux avec d'autres aliments de haute qualité (Agriculture Knowledge Centre of Saskatchewan, n.d.).

Le grain représente environ 40 à 50 % de la matière sèche de la plante de maïs, et le restant de la plante, soit les feuilles, les tiges, les enveloppes et les épis, reste dans le champ après la récolte. Ces résidus de la culture du maïs ont une valeur alimentaire plus élevée pour les animaux que la paille des petits grains.

Les données concernant la quantité totale exacte de résidus provenant des récoltes agricoles au Canada n'étaient pas disponibles ; des estimations ont donc été réalisées à l'aide des méthodes utilisées dans la littérature.

Tableau 7 : Résidus de récolte du secteur agricole au Canada par année

Résidus de récolte	Quantités (Mt sèches)
Résidus des cultures de maïs	13
Paille et balle de blé, d'orge et d'avoine	26 à 34

Sources : Province du Manitoba, n.d.; Statistique Canada, 2023; TorchLight Bioresources Inc., 2020.

Selon le site Internet du gouvernement du Manitoba, si l'on veut estimer les tonnes par acre de matière sèche des résidus provenant de la culture du maïs qui peut être donnée à pâturer ou mise en balles, nous pouvons multiplier le rendement en boisseaux (bu) par acre (ac) par le poids en boisseaux du maïs (56 lb/bu) avec un plafond de 4 tonnes/acre pour les champs dont le rendement est supérieur à 140 bu/ac (Province du Manitoba, n.d.). En 2022, le rendement moyen du maïs cultivé pour les grains était de 160,4 boisseaux/acre et la superficie totale récoltée équivalait à 3 568 200 acres (Statistique Canada, 2023). Par conséquent, si nous supposons une production de 4 tonnes/acre, le rendement des résidus de la culture du maïs s'élèverait à 14 272 800 tonnes, ce qui équivaut à environ **13 millions de tonnes métriques (Mt sèches)**. Cette estimation est cohérente avec d'autres références qui supposent un rapport de 1:1 entre les cultures récoltées et les résidus en tonnes sèches au four (M. Wood et B. Layzell, 2003) ou qui supposent 3 à 4,5 tonnes sèches de résidus par acre récolté (Gould, 2007).

En ce qui concerne les résidus constitués de paille et de balle de blé, d'orge et d'avoine, l'estimation a été basée sur les données du rapport de Torchlight Bioresources (2020). Celui-ci mentionne que la disponibilité annuelle de la paille dans les provinces des Prairies varie considérablement et que, durant certaines années très sèches, il peut n'y

avoir pratiquement pas de paille disponible en raison des exigences de rétention dans les champs (TorchLight Bioresources Inc., 2020).

Le rapport de Torchlight Bioresources suppose un rendement en biogaz de 400 m³ par tonne sèche de paille ; cependant, la teneur en méthane du biogaz n'est pas précisée. Nous avons supposé que la teneur en méthane du biogaz serait de l'ordre de 50 à 65 %. Le potentiel des pailles pour la production de GNR a été estimé à 6 750 Mm³ (250 PJ) en tenant compte de la quantité de résidus (pailles) retenus pour le carbone et l'humidité du sol. Par conséquent, la quantité de paille de blé, d'orge et d'avoine disponible serait d'environ **26 Mt et 34 Mt sèches**. Si nous supposons un rapport résidus/céréales de 1:1 comme dans l'évaluation de WSP (WSP Canada Inc., 2021), la quantité totale de paille serait supérieure (environ 43 Mt) et si nous supposons un rapport paille/grains du blé de 1,3 : 1, tel qu'indiqué dans d'autres références, la quantité totale serait encore supérieure (M. Wood et B. Layzell, 2003).

2.2.3. Les déjections animales

Les déjections animales (fumier et lisier) constituent la troisième catégorie de biomasse du secteur agricole actuellement utilisée à des fins énergétiques et non énergétiques. Le fumier contient des quantités variables de matière organique, d'eau et d'éléments nutritifs, notamment de l'azote et du phosphore, et est couramment utilisé comme engrais (Statistique Canada, 2011).

La production journalière de fumier et lisier est estimée à l'aide de coefficients déterminés par type d'animal. La production totale au Canada était d'environ **21,4 Mt** de fumier sec en 2018 ou 19,8 Mt de matières solides volatiles (VS). Le contenu énergétique des quantités totales de fumier et lisier est estimé à environ 146 PJ (voir l'**Erreur ! Source d u renvoi introuvable.**) et actuellement, environ 1 à 2 % de la quantité totale est utilisée à des fins énergétiques (pour de plus amples détails, voir la section 3).

Le Tableau 8 présente le nombre d'animaux élevés au Canada, les quantités de fumier et de lisier produites par les groupes d'animaux les plus importants ainsi que leur contenu énergétique. Il faut toutefois souligner qu'il n'est pas toujours facile de valoriser la quantité totale de fumier et de lisier déclarée dans les systèmes bioénergétiques.

Tableau 8 : Production de fumier et lisier au Canada en 2018

Groupes d'animaux	Nombre d'animaux (2018)	Production de fumier et lisier (kt sec)	Contenu énergétique (PJ)
Bœuf	3 704 400	8 965	78 à 168
Veau	3 856 750	3 387	29 à 63
Vache laitière	971 000	2 404	21 à 45
Génisses de boucherie	615 750	1 056	9 à 20
Volaille : poulet de chair	109 531 538	830	7 à 16
Porc (plus de 60 kg)	4 517 500	697	6 à 13
Bouvillon	1 381 800	682	6 à 13
Génisse laitière	434 400	618	5 à 12
Taureau	218 900	557	5 à 10
Abattage des génisses de boucherie	807 000	446	4 à 8
Cheval	291 561	394	3 à 7
Dinde	8 423 900	257	2 à 5
Autre	-	1 100	10 à 21
Total	180 960	21 400	185 à 401

Source : AIE, BioEnergy Task 37, 2021:37.

Note : Ce tableau comprend les 12 groupes d'animaux les plus importants en termes de volumes de production de fumier et de lisier.

2.3. Les déchets urbains et ruraux

Les données relatives aux déchets solides municipaux (DSM) sont principalement divisées en fonction de la source des déchets, qu'il s'agisse de sources résidentielles ou non résidentielles. Les déchets non résidentiels comprennent les déchets industriels, commerciaux et institutionnels (ICI) ainsi que les déchets de construction, de rénovation et de démolition (CRD), parfois classés comme déchets de démolition, de défrichage et de construction (DDC).

En 2018, la quantité de déchets solides produits au Canada totalisait **35,6 Mt** (Environnement et Changement Climatique Canada, 2022b). Une partie des déchets produits au Canada, soit 28 % en 2018, est détournée (recyclée ou compostée), et le reste des déchets est éliminé dans des sites d'enfouissement. Ces sites sont principalement canadiens, cependant une petite partie des déchets est envoyée dans des sites aux États-Unis, ou encore incinérée (Tableau 9). Le Tableau 10 indique les quantités totales de DSM (y compris les déchets organiques) envoyées dans les provinces et territoires canadiens pour y être éliminées ou détournées.

Tableau 9 : Quantités de déchets solides municipaux (DSM) au Canada

Description			Quantités (Mt)	Quantités potentielles de la biomasse (Mt)
Total des DSM générés			35,6 ^b	
Total des DSM détournés par recyclage ou compostage			9,8 ^b	-
Total des DSM mis en enfouissement ou incinérés			25,7 ^b	
DSM éliminés	par catégories principales de déchets organiques	Alimentation	5,8 ^a	9,4 ^a
		Papier	2,5 ^a	
		Cour et jardin	1,1 ^a	
	par secteur	Bois et produits du bois	2,8 ^a	2,8 ^a
		Résidentiel	10,2 ^a	-
		Industriel, commercial et institutionnel (ICI)	11,5 ^a	
		Démolition, défrichage et construction (DDC)	3,2 ^a	
	par lieu d'élimination	Éliminés dans des sites d'enfouissement au Canada	20,3 ^a	
		Exporté aux États-Unis	3,8 ^a	
		Incinérés (principalement pour produire de l'énergie)	0,85 ^a	

Sources : Environnement et Changement Climatique Canada, 2020, 2022b.

Notes : (a) 2016, (b) 2018.

Tableau 10 : Élimination et détournement des déchets solides municipaux (DSM) dans les provinces et territoires canadiens en 2020

Localisation	Quantités éliminées (Mt)	Quantités détournées (Mt)
Canada	26,1	9,9
Terre-Neuve et Labrador	0,4	0,05
Île-du-Prince-Édouard	0,06	0,06
Nouvelle-Écosse	0,4	0,3
Nouveau-Brunswick	0,5	0,2
Québec	5,8	2,6
Ontario	10,3	3,5
Manitoba	0,9	0,2
Saskatchewan	0,9	0,2
Alberta	4,0	0,9
Colombie-Britannique	2,8	1,8
Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	0,1	0,03

Sources : Statistique Canada. Tableau 38-10-0032-01 Élimination de déchets, selon la source, 2023. Tableau 38-10-0138-01 Matières résiduelles récupérées, selon le type et selon la source, 2022.

Notes : Les quantités éliminées et détournées comprennent les sources résidentielles et non résidentielles.

3. Les usages énergétiques et non énergétiques de la biomasse

Les ressources de la biomasse sont utilisées dans de multiples applications au Canada, notamment à des fins énergétiques et non énergétiques. Les principales catégories d'usages de la biomasse à des fins énergétiques comprennent les biocombustibles solides, les biocarburants liquides, le biogaz, le gaz naturel renouvelable et le biohydrogène. Les données relatives aux quantités produites pour diverses catégories sont tirées de différentes sources accessibles au public. Les quantités de production des bioproduits ainsi que des exemples d'usines de production au Canada sont inclus dans les sections suivantes.

3.1. Les biocombustibles solides

Les biocombustibles solides comprennent la biomasse utilisée directement ou transformée pour cet usage (exemples : les copeaux de bois, les granules, les briquettes, le biocharbon). Le biocharbon est produit par torréfaction de la biomasse à haute température et peut être produit sous forme de granules de bois torréfiées. Il est utilisé pour remplacer le charbon dans les centrales électriques ou comme source d'énergie dans les usines manufacturières (Airex Énergie, 2016).

Les industries canadiennes produisent des granules de bois principalement à partir de résidus des scieries, de bois de faible qualité et de résidus de récolte récupérés dans les forêts et qui ne peuvent pas être utilisés par les scieries ou les usines de pâtes et papiers. Selon une étude réalisée pour la Colombie-Britannique, qui assure environ 45 % de la production canadienne de granules, la biomasse utilisée pour la production de granules est composée à plus de 85 % de sous-produits issus des scieries et des industries associées, à 11 % de bois de faible qualité et à 4 % de fibres broyées obtenues à partir de piles de bord de chemin forestier, y compris des branches, des extrémités de tronc, du feuillage et des billes biologiques (Bull et al., 2022).

À des fins de chauffage et de cogénération, les granules de bois ont surtout un usage industriel et résidentiel à petite échelle. Les types de biomasse utilisés pour les installations de chauffage communautaires et industrielles, ainsi que leur puissance et leur emplacement sont présentés à l'Annexe 7. En 2019, au Canada, 516 systèmes de chauffage communautaires utilisaient de la biomasse (RNCAN, 2022).

La biomasse utilisée pour la production de granules de bois provient de sources multiples allant des grandes entreprises de produits forestiers aux petits entrepreneurs

de récolte, et des titulaires de tenure aux propriétaires privés. Les vendeurs et les acheteurs de ces secteurs sont en concurrence pour se procurer de la biomasse sur le marché libre (Bull et al., 2022; WSP Canada Inc., 2021). Au Canada, de nombreuses usines de granules de bois (32 au total) sont certifiées par une tierce partie dans le cadre du Programme de biomasse durable (SBP). Ce programme garantit que la biomasse forestière provient de sources légales et durables et que les installations sont conformes aux exigences réglementaires (Bull et al., 2022; Sustainable Biomass Program, n.d.; Watters, 2023).

Les données relatives à la production et à l'utilisation des granules de bois au Canada sont présentées dans le Tableau 11. La majeure partie de la production provient de la Colombie-Britannique (45 %) et du Québec (21 %).

Tableau 11 : L'industrie canadienne des granules de bois en 2021

	Granules de bois (kt)
Production	3 500
Importations	29
Exportations	3 153
Consommation	500

Source : USDA Foreign Agricultural Service, Global Agricultural Information Network (Rapport CA2023-0002), Janvier 2023

La plupart des granules de bois produits au Canada sont exportées (USDA Foreign Agricultural Service, 2023), principalement au Royaume-Uni et au Japon, où elles servent à alimenter les centrales thermiques et électriques (REC Gouvernement du Canada, 2021; Hayes et Bradford, 2019). Le groupe Drax possède d'importantes installations de production en Colombie-Britannique et en Alberta et il exporte une partie de cette production au Royaume-Uni (Drax, n.d.-b). Le groupe possède une centrale dans ce pays qui a une capacité de 3 906 MW presque entièrement produits à partir de granules de bois (Drax, n.d.-a).

Au Canada, les granules de bois ont remplacé le charbon dans les centrales électriques d'Atikokan en Ontario (en 2014) et de Thunder Bay (en 2015) (REC Gouvernement du Canada, 2021). En Colombie-Britannique, la croissance de l'industrie des granules pourrait être affectée dans les années à venir par la réduction de la possibilité annuelle de coupe (PAC) et par le changement des pratiques de récolte en raison des dommages causés par le dendroctone du pin ponderosa (USDA Foreign Agricultural Service, 2023).

3.2. Les biocombustibles liquides

Cette section présente une description de la production et de l'usage au Canada de cinq catégories de biocarburants liquides et précise les technologies utilisées ou développées dans ces domaines. Le Tableau 12 présente les quantités de biocarburants produites ainsi que la biomasse utilisée à cette fin.

Tableau 12 : Biomasse utilisée pour la production annuelle de bioéthanol et d'autres carburants renouvelables au Canada

Description	Matières premières issues de la biomasse	Production
Graines de céréales Incluant le maïs, le blé, le seigle, l'orge, l'avoine et le triticale	4 353 kt	
Huiles végétales Incluant l'huile de canola, l'huile de soja et d'autres huiles végétales	338 kt	
Autres matières premières Incluant les résidus agricoles, les résidus forestiers, les autres résidus de biomasse, les déchets solides urbains, les graisses animales, les huiles de cuisson usagées, le méthanol	82 kt	
Total des quantités de la biomasse utilisées	4 772 kt	
Bioéthanol		1 642 M litres
Carburants renouvelables à l'exception du bioéthanol La majeure partie de la production est constituée de biodiesel		431 M litres
Total des carburants renouvelables produits		2 073 M litres
Total des coproduits Incluant les drêches de distillerie qui peuvent être utilisées pour l'alimentation du bétail		1 752 kt

Source : Statistique Canada. Tableau 25-10-0082-01. Statistiques sur les usines à carburants renouvelables, approvisionnement et utilisation, mensuel.

Note : Les quantités ont été calculées à partir de données mensuelles allant de janvier à décembre 2021 (voir l'Annexe 8).

Tableau 13 : L'industrie canadienne des biocarburants liquides en 2021

	Bioéthanol (M litres)	Biodiesel (M litres)	Diesel renouvelable (M litres)	Biobrut, biohuile et biométhanol	Biocarburants d'aviation
Production	1 750	416	0	Aucune	0
Importations	1 254	380	480	information	0
Exportations	108	440	0	disponible sur	0
Consommation	2 928	356	480	les quantités	0

Source : Danielson, 2022a.

3.2.1. Le bioéthanol

Le bioéthanol est l'un des principaux biocarburants liquides produits au Canada. En 2022, 12 usines en produisaient (Tableau 14). La production repose sur le secteur agricole et utilise principalement le maïs (**3,7 Mt** en 2022), le blé et d'autres céréales telles que l'orge (**560 kt** en 2022) (Danielson, 2022b).

Le bioéthanol est surtout mélangé avec l'essence en tant que composé oxygéné ou afin d'améliorer l'indice d'octane à faible concentration. À des concentrations élevées, il peut servir de carburant pour des véhicules spécifiquement conçus à cette fin (US Energy Information Administration, n.d.). Les usines de bioéthanol produisent également des coproduits tels que des drêches de distillerie et de l'huile de maïs. Par exemple, l'entreprise Greenfield Global, située à Varennes (QC), achète localement 16,8 millions de boisseaux de maïs chaque année pour produire 190 millions de litres de bioéthanol, 135 kt de drêches de distillerie et 4 kt d'huile de maïs (Greenfield Global, 2023). Greenfield Global capte aussi 55000 tonnes de CO₂ à leur usine de Chatham en Ontario et le rend disponible à l'utilisation par Linde et Truly Green (Greenfield Global, n.d.).

Le bioéthanol peut aussi être produit à partir de la biomasse lignocellulosique, comme celle provenant des résidus agricoles et forestiers. On a alors recours à un procédé thermochimique ou biochimique et le bioéthanol ainsi produit est appelé éthanol cellulosique (RNCAN, 2011a).

Depuis 2016, Enerkem utilise en Alberta le procédé thermochimique pour convertir les DSM à l'aide de sa technologie brevetée et l'entreprise construit actuellement une usine à Varennes, au Québec (Gouvernement du Canada, 2020). L'installation produira des biocarburants et des produits chimiques renouvelables à partir notamment de déchets de bois et de matières résiduelles non recyclables ou non compostables provenant des

DSM (Gouvernement du Canada, 2020). L'usine de Varennes pourrait abriter un électrolyseur de 90 mégawatts pour intégrer l'hydrogène vert dans son processus thermochimique breveté.

Le procédé biochimique de production de bioéthanol à partir de biomasse agricole et forestière comprend deux étapes : la première consiste à transformer la biomasse lignocellulosique en sucres, puis le bioéthanol est produit par fermentation enzymatique des sucres. Ce procédé a fait l'objet d'une démonstration à grande échelle dans une usine, construite par Iogen Corporation à Ottawa, en Ontario, et d'une capacité de traitement d'environ 25 tonnes de paille de blé par semaine (RNCAN, 2011a). La première installation commerciale de l'entreprise a été construite au Brésil par Raizen afin de produire de l'éthanol cellulosique à partir de la bagasse et de la paille de canne à sucre; cette installation est en service depuis 2014. La technologie d'Iogen Corporation utilise des enzymes pour convertir la biomasse cellulosique en éthanol (Iogen Corporation, 2015 ; Tolan, 2002). CRB Innovations Inc, basé à Sherbrooke, Québec, a démontré sa technologie de déconstruction et de fractionnement hydrolytique FIRSST en produisant 3.6 tonnes de sucres par jour à partir de résidus de bois de conifères dans l'installation de démonstration de Westbury. Les sucres préparés par CRB Innovations Inc ont ensuite été fermentés par Greenfield Global dans son usine commerciale d'éthanol de première génération pour produire du bioéthanol (Bioenergy International, 2018).

Tableau 14 : Industries de bioéthanol au Canada en 2022

Province	Entreprise	Types de matières premières utilisées	Capacité de production d'éthanol (M litres)
Saskatchewan	Co-op Ethanol Complex	Blé	150
	Husky Energy – Lloydminster	Blé et maïs	150
	Northwest Bioenergy Ltd	Blé	25
	Poundmaker Agventures Ltd	Blé	14
Alberta	Enerkem Alberta Biofuels	Déchets solides municipaux	38
	Permolex	Blé	48
Ontario	Greenfield Global – Johnstown	Maïs	260
	Integrated Grain Processors Co-operative Ethanol Inc	Maïs	380
	Suncor	Maïs	396
	Kawartha Ethanol Inc	Maïs	80
Manitoba	Husky Energy – Minnedosa	Blé et maïs	150
Québec	Greenfield Global – Varennes	Maïs	190
Capacité nominale, total			1 881

Source : Danielson, 2022a.

3.2.2. Le biodiesel

Le terme « biodiesel » est le nom généralement donné aux esters méthyliques d'acides gras (EMAG). Le biodiesel est dérivé de la biomasse et sa composition chimique est différente de celle du diesel de pétrole. Il est produit à partir d'huile végétale ou de graisse animale en ajoutant un alcool, généralement du méthanol, par le biais d'un processus appelé « transestérification », dont le glycérol est un sous-produit. Le biodiesel n'est pas totalement compatible avec les moteurs diesel et est généralement mélangé au diesel de pétrole.

L'huile de canola est l'huile végétale la plus utilisée pour la production de biodiesel (EMAG) au Canada (**265 kt** en 2020). Le pays recourt également aux graisses animales, aux huiles usagées et à l'huile de soja pour assurer cette production, mais assez peu à la graisse jaune et au suif. En revanche, aux États-Unis, le biodiesel est principalement produit à partir d'huile de soja.

Certains producteurs de biodiesel canadiens qui sont situés proches de la frontière comptent sur les importations de graisse animale et de graisse jaune des États-Unis en

raison de leur faible disponibilité au Canada (Danielson, 2022a). La majeure partie du biodiesel produit au Canada est exportée vers les États-Unis (Hayes et Bradford, 2019).

3.2.3. Le carburant diesel renouvelable

Le terme « carburant diesel renouvelable » est couramment utilisé pour désigner l'huile végétale hydrotraitée (HVO en anglais) ou le carburant diesel renouvelable produit par hydrogénation (HDRD en anglais) à partir de graisses et d'huiles de même nature que celles utilisées pour la production du biodiesel. Cependant, comme le biodiesel (EMAG) et le carburant diesel renouvelable (HVO/HDRD) résultent de procédés différents et qu'ils possèdent des compositions chimiques différentes, ils ne sont pas utilisés de la même manière. En effet, le diesel renouvelable présente la même composition chimique que le diesel dérivé du pétrole et il est donc entièrement compatible avec les moteurs diesel.

D'autres technologies sont en cours de développement pour convertir la biomasse cellulosique en diesel renouvelable, comme le procédé de gazéification ou la synthèse Fischer-Tropsch pour les carburants « *Biomass-to-Liquid* » ou BtL (ETIP Bioenergy, 2023 ; RNCAN, 2011b).

Afin de satisfaire aux exigences en matière de contenu renouvelable des carburants liquides, le Canada importe la majeure partie de son diesel renouvelable de Singapour et d'Europe (Hayes et Bradford, 2019).

Une première installation commerciale autonome de production de carburant diesel renouvelable (HDRD/HVO) au Canada a été construite par Tidewater Renewables à Prince George, en Colombie Britannique, et devrait produire environ 3,000 barils par jour (170 millions de litres par an) à pleine capacité. Ses activités commerciales ont démarré en novembre 2023, produisant environ 1500 barils par jour (Government of British Columbia, 2023b; Tidewater Renewables, n.d.). La raffinerie de Braya Renewable Fuels à Come By Chance, à Terre-Neuve-et-Labrador, a également commencé à produire du diesel renouvelable. L'installation, qui a été convertie à partir d'une ancienne raffinerie de pétrole, a une capacité de 18000 barils par jour (1040 millions de litres par an) de diesel renouvelable (Braya Renewable Fuels, n.d.; Régie de l'énergie du Canada, 2024; Khan, 2024).

D'autres nouveaux projets ont été annoncés ou sont en cours de développement. Imperial Oils a approuvé en janvier 2023 un investissement d'environ 720 millions de dollars canadiens (560 millions de dollars américains) dans une installation de production de

carburant diesel renouvelable à partir de graisses et d'huiles comme le canola, située à sa raffinerie de Strathcona, près d'Edmonton. La capacité de production de cette installation est estimée à plus d'un milliard de litres par an à partir de 2025 (ExxonMobil, 2023 ; Imperial, 2023).

Parkland, une entreprise basée à Calgary, a annoncé en mai 2022 un projet de complexe autonome de production de diesel renouvelable dans ses usines de Burnaby, soutenu par un investissement d'environ 600 millions de dollars (Parkland Corporation, 2022). Cependant, en mars 2023, la société a renoncé à ce projet en raison de différents facteurs ayant un impact sur sa compétitivité, notamment son coût, l'incertitude du marché et la loi américaine sur la réduction de l'inflation, qui avantage les producteurs américains et affecte la demande (Voegele, 2023).

3.2.4. Le biobrut et la biohuile

Le biobrut (*biocrude* en anglais) est une biohuile (*bio-oil* en anglais) concentrée et produite à partir de la biomasse qui peut remplacer le pétrole brut. Dans le Règlement sur les carburants renouvelables au Canada, le biobrut est défini comme suit :

« Matière première liquide qui est issue de matières premières de carburant renouvelable et qui, dans une installation de production au Canada, sert de matière première avec des matières premières issues du pétrole pour produire de l'essence, du carburant diesel, du mazout de chauffage ou tout autre carburant à base de pétrole liquide » (Gouvernement du Canada, 2022b).

Le biobrut peut être utilisé dans des chaudières commerciales et industrielles conventionnelles à des fins de chauffage et de refroidissement. Dans les unités de craquage catalytique fluide (FCC) des raffineries de pétrole, il peut également servir de matière première pour le co-traitement afin de produire des carburants de transport à faible teneur en carbone comme le diesel et l'essence (Ensyn, 2015b).

Le biobrut ou la biohuile peuvent être produits à partir de la biomasse lignocellulosique en utilisant la technologie de liquéfaction thermochimique directe (DTL). Les technologies de pyrolyse et de pyrolyse rapide ont fait leurs preuves sur le plan commercial et sont utilisées par des usines commerciales. Le bois est principalement utilisé par les usines commerciales pour produire de la biohuile.

Au Canada, Ensyn Technologies Inc., Produits forestiers Arbec Inc. et le Groupe Rémabec se sont associés pour accroître la production de biobrut à BioÉnergie AE Côte-Nord, une installation qui convertit environ 65 000 tonnes métriques sèches de résidus forestiers par année (Ensyn, 2015a). En mai 2022, BioÉnergie AE Côte-Nord a annoncé la signature d'une entente de 3 ans avec ArcelorMittal pour la livraison annuelle de 16 millions de litres d'huile pyrolytique à l'usine de bouletage d'ArcelorMittal (ArcelorMittal, 2022).

D'autres technologies sont en cours de démonstration ou en phase pilote, notamment la liquéfaction hydrothermique (HTL). Cette technologie peut être appliquée à la biomasse humide, comme les résidus d'usines de pâte à papier, le fumier, les déchets de l'industrie alimentaire et les boues d'épuration. En avril 2023, Steeper Energy a annoncé la signature d'un protocole d'entente avec Invest Alberta en vue de développer une usine commerciale basée sur sa technologie propriétaire appelée « hydrofaction ». Cette technologie convertit la biomasse en biobrut en utilisant la méthode HTL. Selon ce qu'indique leur annonce, les matières premières utilisées en Alberta seront surtout des résidus forestiers qui seraient autrement brûlés (Steeper Energy, 2023).

3.2.5. Le biométhanol

Le biométhanol est une matière première utilisée par l'industrie chimique pour produire des solvants, des colorants, des plastiques, etc. Il peut également être mélangé à l'essence et servir à produire du biodiesel, du bioéthyl diméthylé (DME) ou du Bio-Éther de méthyle et de butyle tertiaire (MTBE) pour les carburants de transport (Hobson, 2018).

Le processus de production de biométhanol à partir de la biomasse consiste à gazéifier la biomasse pour obtenir du gaz de synthèse brut, qui est ensuite conditionné et converti en biométhanol par un processus catalytique. Cette technologie bien connue peut être appliquée à différents types de biomasse, tels que la biomasse lignocellulosique forestière et agricole, les résidus agricoles, les boues d'épuration ou encore les déchets solides urbains. Le défi consiste à rendre cette voie de conversion de la biomasse compétitive en termes de coûts (IEA-ETSAP, 2013; IRENA, 2021a).

Au Canada, la raffinerie d'Alberta-Pacific Forest Industries produit 2 000 tonnes de biométhanol par année uniquement à partir d'arbres feuillus (Alberta-Pacific Forest Industries Inc, n.d.). En Suède, la firme Södra en produit chaque année 5 250 tonnes de qualité commerciale dans son usine à partir de résidus de fabrication de la pâte à papier (Södra, n.d.).

Il est également possible de produire du biométhanol en transformant d'autres types de déchets. À Edmonton, l'entreprise Enerkem Alberta Biofuels en produit à partir de déchets solides municipaux destinés à l'enfouissement qui peuvent comprendre des résidus de bois, des contenants alimentaires souillés, des textiles et des plastiques non recyclables (Enerkem, n.d.). L'entreprise a commencé à produire du biométhanol en 2016 et a ajouté une unité de production de bioéthanol en 2017.

3.2.6. Les biocarburants d'aviation

Les carburants d'aviation durables (CAD, ou SAF en anglais) sont actuellement mélangés au kérosène dérivé du pétrole avant utilisation. Ils comprennent les carburants issus de la biomasse (appelés biocarburants d'aviation ou biokérosènes) et ceux provenant de sources non biologiques renouvelables (exemple : e-carburant ou *power-to-liquid*). Dans le présent rapport, nous aborderons seulement les voies de conversion des biocarburants d'aviation.

Différents types de biomasse permettent de produire des biocarburants (voir Tableau 15). Étant donné que la composition chimique et les caractéristiques des biocarburants d'aviation varient, le mélange avec le carburant dérivé du pétrole est autorisé à différents pourcentages selon la technologie de production.

Plusieurs de ces technologies ont déjà été mises au point. La certification ASTM D1655 indique généralement un niveau de maturité du carburant (*Fuel Readiness Level* ou FRL) de niveau sept (CAAFI, 2023). À ce jour, huit biocarburants sont certifiés pour être utilisés dans les vols commerciaux. Toutefois, la production mondiale est encore limitée et, en 2019, seules deux installations s'y consacraient : Neste, à Rotterdam, et World Energy, en Californie. De nombreuses autres sont en cours de construction ou sont prévues dans le monde entier, mais il **n'y a actuellement aucune installation de biocarburant d'aviation au Canada**. Notons que le Consortium SAF+ a annoncé la première production de CAD en Amérique du Nord dans une usine pilote, située sur le site industriel ParaChem à Montréal, par le biais de la filière *power-to-liquid* qui n'utilise pas de biomasse (SAF Consortium, 2019).

Parmi les technologies certifiées, la production de kérosène paraffinique synthétique produit par hydrotraitement d'esters et d'acides gras (HEFA-SPK) est entièrement commercialisée et utilisée pour la plupart des biocarburants d'aviation dans le monde. Selon le rapport sur la bioénergie de la tâche 39 de l'Agence Internationale de l'Énergie

(AIE), le procédé HEFA-SPK devrait rester la principale voie de production de biocarburant d'aviation pendant au moins 10 à 15 ans (AIE, Bioenergy Task 39, 2021).

Comme le montre par défaut la Figure 3, le principal produit du procédé HEFA est le diesel renouvelable. Le biokérosène ne représente qu'environ 15 % du rendement total dans les conditions courantes de production. Le rapport sur la bioénergie de la tâche 39 de l'AIE (2021) signale qu'en raison des incitatifs et des politiques favorables au diesel renouvelable, la majorité des producteurs de HEFA le vendent en tant que diesel renouvelable en détournant vers lui la fraction de biokérosène coproduite. La production de biokérosène peut être maximisée en ajoutant des étapes au processus HEFA (*maximum jet* dans la Figure 3), ce qui nécessite des infrastructures supplémentaires et augmente son prix par rapport à celui du diesel renouvelable (AIE, Bioenergy Task 39, 2021).

La technologie du kérosène paraffinique synthétique produit par la voie *alcohol-to-jet*, qui procède par transformation de l'alcool en kérosène, ou ATJ-SPK, a déjà permis de fournir des quantités de démonstration de biokérosène à de nombreux aéroports (IRENA, 2021b). Le démarrage de l'installation commerciale de Gevo à Lake Preston, au Dakota du Sud, est prévu pour 2026 et, dès 2022, l'entreprise a annoncé plusieurs accords de vente pour son biokérosène à base d'alcool de maïs converti par la filière ATJ-SPK (Gevo inc., 2022).

D'autres technologies sont sur le point de produire du biocarburant d'aviation au niveau commercial, comme le kérosène paraffinique synthétique de Fischer-Tropsch (FT-SPK), qui est basé sur la gazéification de biomasse et qui a fait l'objet d'une démonstration commerciale. Le FT-SPK produit par le réacteur de Velocys a été utilisé avec succès dans des avions commerciaux. Au Mississippi, la bioraffinerie BayouFuels devrait commencer en 2026 à convertir la biomasse forestière (copeaux de bois, sciures et résidus d'éclaircies forestières) en biokérosène et en naphta grâce à la technologie FT de Velocys. Cette installation aura une capacité nominale de 35 millions de gallons américains par année, dont 25 millions de biokérosène et de naphta renouvelable (Bayou Fuels, n.d.). En collaboration avec British Airways, Velocys lancera en 2025, à Altalto, au Royaume-Uni, la construction d'une installation commerciale de production de biocarburants qui utilisera des déchets solides municipaux autrement destinés à l'enfouissement ou à l'incinération (Velocys, n.d.).

Le biocarburant des isoparaffines synthétiques produites par hydrotraitement à partir de sucres fermentés (SIP) a été certifié en 2014 pour la biomasse comprenant des sucres

quelle que soit l'origine de ces sucres. TotalEnergies et Amyris ont annoncé en 2014 se préparer à commercialiser ce produit, mais nous n'avons pas trouvé d'informations actualisées à ce sujet (Total, 2023).

La synthèse par hydrothermolyse catalytique (CHJ) est une filière technologique qui convertit les matières grasses, les huiles et les graisses en biokérosène; elle a été certifiée « ReadiJet » en 2020 par Applied Research Associates, Inc (ARA) et Chevron Lummus Global LLC (CLG) (AIE, Bioenergy Task 39, 2021).

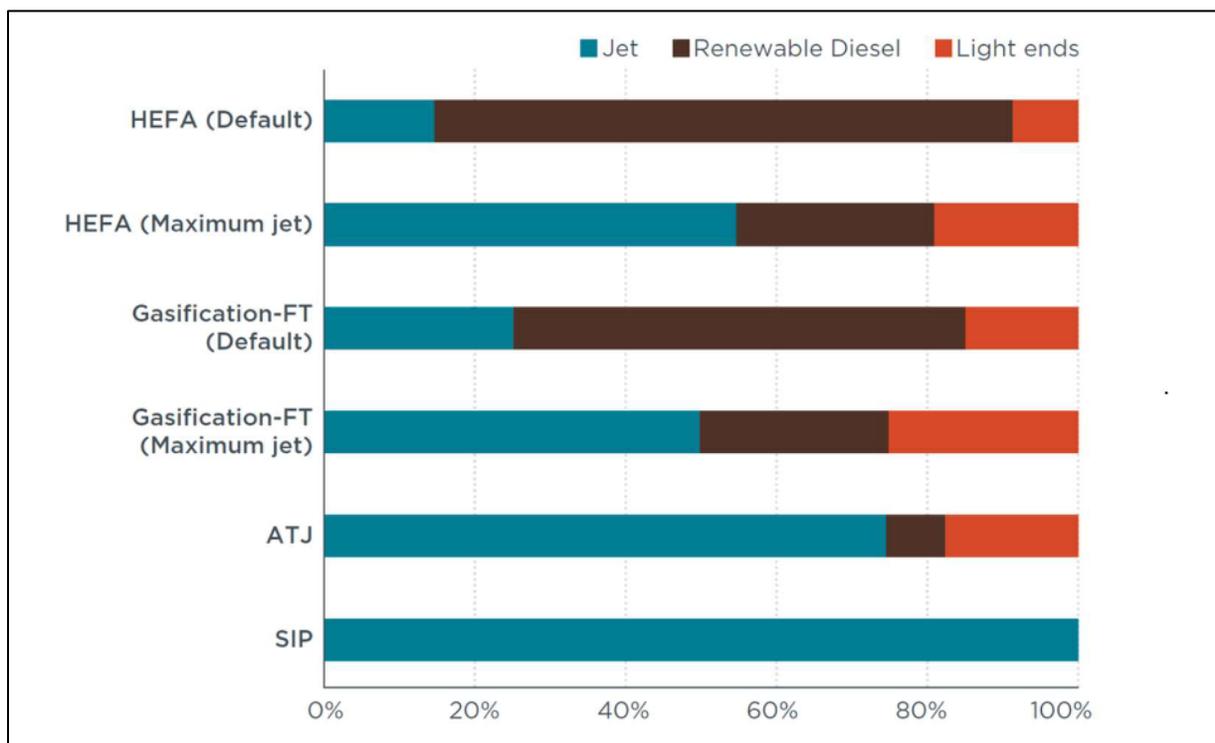
Tableau 15 : Technologies de production de biocarburants d'aviation développées au niveau mondial

Technologies Biojet	HEFA-SPK	FT-SPK	ATJ-SPK	SIP	CHJ
Matières premières potentielles de la biomasse	Matières grasses, huiles et graisses (FOG)	Biomasse issue de l'agriculture, de la foresterie, des cultures énergétiques et des déchets solides municipaux	Alcool issu du sucre ou d'autres sources comme la gazéification des résidus solides municipaux	Sucres de toute origine	Matières premières à base de triglycérides (graisses et huiles)
Année de certification par ASTM D7566	Certifié pour la production par hydrotraitement (2011)	Certifié en 2009	Certifié pour l'isobutanol (2016) et l'éthanol (2018)	Certifié en 2014	Certifié en 2020
Mélange avec du kérosène dérivé du pétrole	Jusqu'à 50 %	Jusqu'à 50 %	Jusqu'à 50 %	Jusqu'à 10 %	Jusqu'à 50 %

Sources : Green Car Congress, 2020; AIE, Bioenergy Task 39, 2021; US Department of Energy, 2020.

Notes : Les 2 autres types de biocarburants d'aviation certifiés par ASTM D7566 sont le FT-SPK-A qui consiste en FT-SPK combiné avec des aromatiques synthétiques et l'HC-HEFA-SPK qui consiste en hydrocarbures, esters et acides gras hydrotraités avec une espèce d'algue.

Figure 3 : Comparaison de différentes voies de conversion des biocarburants



Source : AIE, Bioenergy Task 39, 2021.

3.3. Le biogaz et le gaz naturel renouvelable

Le biogaz se compose généralement de méthane dans une proportion de 45 à 75 % ainsi que de dioxyde de carbone et d'autres impuretés (tels l'hydrogène, l'azote et le sulfure d'hydrogène). Le biométhane, également appelé « gaz naturel renouvelable » (GNR), est obtenu soit par traitement du biogaz (teneur en méthane supérieure à 97 %), soit par gazéification de la biomasse pour obtenir du gaz de synthèse (principalement du monoxyde de carbone, de l'hydrogène et du méthane) puis par méthanisation (AIE, 2020).

Notons que l'appellation « gaz de source renouvelable » regroupe les gaz produits avec des matières organiques ou des énergies renouvelables dont les propriétés permettent leur intégration directe dans le réseau gazier, comme le GNR, mais aussi l'hydrogène vert (Gouvernement du Québec, 2023).

La méthode conventionnelle de production de biogaz est la digestion anaérobie (DA). Cette méthode est utilisée à des fins commerciales au Canada avec la biomasse provenant de résidus agricoles, d'installations de traitement des eaux usées, de déchets

organiques séparés à la source de déchets solides municipaux et d’usines de pâte à papier (AIE, BioEnergy Task 37, 2021). Au Canada, la production de biogaz et de GNR atteint un total de **22 PJ**. Le Tableau 16 montre l’utilisation qui a été faite de l’énergie totale provenant du biogaz produit au Canada.

Tableau 16 : Production totale de biogaz et de GNR au Canada en 2020

Utilisation	Énergie (PJ)
Production d’électricité	11
Conversion du biogaz en GNR	6
Chauffage et alimentation des équipements et des opérations sur le site	5

Source : Canadian Biogas Association, 2022b.

Ce rapport examine quatre catégories différentes de production de biogaz et de GNR, classées en fonction du secteur d’origine de la biomasse.

3.3.1. Le secteur agricole

Au Canada, la majorité des systèmes de biogaz utilisent du fumier et du lisier. Les résidus de cultures agricoles servent parfois de co-substrats avec d’autres matières premières, comme les déchets organiques urbains, mais leur utilisation est limitée par des préoccupations liées à la santé des sols (TorchLight Bioresources Inc., 2020).

Le fumier est principalement appliqué directement sur les sols comme engrais, mais une plus petite proportion est convertie en biogaz par digestion anaérobie (DA) ou utilisée en compostage. En 2020, il y avait au Canada **45** digesteurs opérationnels fonctionnant partiellement au fumier. La capacité technique totale des installations agricoles de digestion anaérobie au Canada (dont la plupart se trouvent en Ontario) est d’approximativement **1,1 Mt** de biomasse, ce qui équivaut à environ **94,6 millions de m³** de biogaz, en supposant qu’une tonne de résidus produit 86 m³ de biogaz (Association canadienne du biogaz, 2022a ; AIE, BioEnergy Task 37, 2021). Des co-substrats, tels que des résidus de la transformation alimentaire, des graisses et des huiles, sont souvent ajoutés aux digesteurs, même s’ils fonctionnent à base de fumier (AIE, BioEnergy Task 37, 2021). En 2020, **779 kt** de fumier et de co-substrats combinés ont produit environ **67 millions de m³** de biogaz au Canada, ce qui équivaut à environ **1,5 PJ** en supposant que le méthane à une teneur de 65 % et un pouvoir calorifique de 36 MJ/m³ (Hallbar Consulting Inc et Research Institutes of Sweden, 2020).

Au Québec, la plupart des digesteurs anaérobies agricoles traitent des résidus de production fromagère et seule la Coop Agri-Énergie Warwick utilise du fumier. Plusieurs projets sont en développement, notamment ceux de Nature Énergie à Farnham, du Groupe Bio Énertek à Sainte-Sophie-de-Lévrard, d'Agriméthane au Saguenay et de la Coop Carbone à Victoriaville (Association canadienne du biogaz, 2022a).

Au Canada, comme la taille des exploitations agricoles est très variable, les économies d'échelle des installations de biogaz sont réalisées par les plus grandes ou en regroupant de la biomasse provenant de différents endroits (AIE, BioEnergy Task 37, 2021). Les exploitations agricoles qui disposent de systèmes de DA utilisent généralement leur biogaz pour produire du courant électrique qu'elles vendent à un prix plus élevé aux services d'électricité. Elles peuvent également s'en servir comme source de chauffage ou le transformer en GNR et le vendre aux services de gaz naturel ou encore à un utilisateur local.

3.3.2. Le secteur forestier

Plusieurs projets de commercialisation des technologies de conversion de la biomasse du secteur forestier en GNR sont développés dans le monde.

GoBiGas, en Suède, a été la première usine à convertir la biomasse forestière en GNR par gazéification dans une installation de démonstration de 20 MW (TorchLight Bioresources Inc., 2020), mais elle a rencontré des difficultés pour produire en continu du gaz de synthèse de grande pureté et n'a pu fonctionner qu'en utilisant des granules de bois. Le projet a donc été interrompu après cette phase.

Au Canada, REN Energy a annoncé en novembre 2022 avoir reçu l'autorisation de construire une installation de conversion de résidus de bois en GNR près de Fruitvale, en Colombie-Britannique, donc la production sera achetée par FortisBC (REN Energy, 2022).

G4 Insights, une autre entreprise de Colombie-Britannique, a mis au point une technologie appelée hydrogénation pyro-catalytique (PCH) pour convertir la biomasse lignocellulosique en GNR et mené des essais à l'échelle pilote, dont elle a annoncé en 2020 qu'ils s'étaient conclus par un succès. Le projet de démonstration utilisait des copeaux de bois et des résidus forestiers fournis par FPInnovations, et le GNR produit a été injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel d'ATCO à Edmonton, en Alberta (NGIF Capital, 2020).

Dans le secteur forestier, certaines usines de pâte à papier utilisent la technologie DA pour produire du biogaz à partir de leurs boues. En 2020, elles étaient trois en total au Canada (TorchLight Bioresources Inc., 2020).

3.3.3. Les installations de traitement des eaux usées et des déchets solides municipaux

Une partie des déchets organiques séparés des déchets solides municipaux (DSM) est traitée par DA pour produire du biogaz. Au Canada, il existe environ **9 installations** de DA traitant des déchets alimentaires et organiques détournés des DSM et des flux de déchets commerciaux, institutionnels et industriels, ainsi qu'environ **126 installations** de traitement des eaux usées possédant de systèmes de production de biogaz et de GNR, dont **108 installations** municipales et **18 installations** des industries de la fabrication (Association canadienne du biogaz, 2022b).

La station de traitement de Disco Road et le site de Dufferin Organics Processing, à Toronto, sont des exemples d'installations de traitement des déchets organiques équipées de systèmes de DA. Celle de Dufferin Organics Processing a une capacité de traitement d'environ **55 kt** de déchets par an, et le biogaz valorisé en GNR est injecté dans le réseau de gaz naturel depuis 2021 (City of Toronto, 2021b). À la station de traitement de Disco Road, l'installation d'équipement pour la valorisation du biogaz en GNR a débuté ses opérations en 2022. Il est prévu que **75 kt** de déchets organiques y seront traités pour produire environ **7,3 millions de m³** de biogaz, dont Enbridge Gas tirera **4,6 millions de m³** de GNR (City of Toronto, 2022).

La ville de Saint-Hyacinthe, au Québec, constitue un autre exemple puisque son usine de biométhanisation a commencé à produire du GNR en 2014 et à l'injecter dans le réseau d'Énergir en 2018 (Énergir, n.d.). Quant au centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec, il est entré en opération en avril 2023 (Monquartier, 2023). La municipalité de Laval a lancé en 2019 un appel d'offres pour la construction d'un centre de biométhanisation ; cependant, elle a annoncé en 2023 qu'elle n'irait pas plus loin en raison des coûts élevés (La Presse, 2023).

Tableau 17 : Exemples de projets de production de GNR dans des installations de traitement des déchets solides municipaux et des eaux usées au Canada

Installations	Capacité de production estimée ou actuelle par an				État d'avancement du projet
	Matières premières		Production		
	DSM	Biosolides	Digestat	GNR	
Installation de traitement des déchets organiques de Dufferin (Ontario)	55 kt de MSW		9,5 kt	3,3 Mm ³	Début de l'injection de GNR dans le réseau de gaz naturel en 2021
Installation de traitement des déchets organiques de Disco Road (Ontario)	75 kt de MSW		Inconnu	4,6 Mm ³	Début de l'installation de l'équipement de valorisation du biogaz en 2022
Centre de biométhanisation de la ville de Saint-Hyacinthe (Québec)	Plus de 149,3 kt de DSM et de biosolides combinés		Inconnu	13 Mm ³	Opérationnel depuis 2014. Début de l'injection de GNR dans le réseau Énergir en 2018
Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec (Québec)	Environ 182,6 kt, dont 86,6 kt de DSM et 96 kt de biosolides		73 kt	10 Mm ³	Opérationnel depuis avril 2023

Sources : City of Toronto, 2021a; Énergir, n.d. ; Le Soleil, 2022 ; Monquartier, 2023.

3.3.4. Les sites d'enfouissement

Les sites d'enfouissement émettent du méthane en raison de la décomposition anaérobie des déchets organiques, qui comprennent des aliments, des déchets de jardin, du papier, du bois et d'autres matériaux. Les déchets alimentaires contribuent largement aux émissions de méthane. Le biogaz des lieux d'enfouissement (BLE), composé principalement de méthane (CH₄), de dioxyde de carbone (CO₂) et d'autres composés en faibles concentrations, peut être récupéré et brûlé par torchage, ou traité pour devenir source d'énergie. Ces méthodes ont déjà un usage commercial au Canada (Environnement et changement climatique Canada, 2022c), où plus de **100 sites d'enfouissement** disposent de systèmes de récupération du BLE (Gouvernement du Canada, 2023e) et environ **50 sites** ont des systèmes de production de biogaz et de GNR à partir de biogaz des lieux d'enfouissement (Association canadienne du biogaz, 2022b). Au Canada, en 2020, **418 kt** de méthane ont été récupérés à partir d'environ **1,4 Mt** de

méthane généré dans les sites d'enfouissement. Le méthane ainsi récupéré sert à produire de l'électricité (52 %) et du GNR (17 %) utilisé directement dans des installations avoisinantes (30 %) (Gouvernement du Canada, 2023e).

Le Canada compte plus de 3 000 sites d'enfouissement, dont un peu plus de la moitié seulement sont actuellement opérationnels. Parmi ces sites, 270 sont considérés comme des grands sites d'enfouissement, avec une capacité de plus de 100 000 tonnes de déchets pour l'enfouissement à ciel ouvert et de plus de 450 000 tonnes pour les sites d'enfouissement fermés (Environnement et changement climatique Canada, 2022f). Ces **270** grands sites sont ceux qui ont le plus grand impact sur les émissions de GES puisqu'ils reçoivent environ **90 %** des déchets générés au Canada. En 2019, ils émettaient plus de **85 %** du méthane produit par les sites d'enfouissement canadiens. Des règlements exigent le captage du BLE avec des systèmes de récupération et de destruction, mais ils n'exigent pas son utilisation (Environnement et changement climatique Canada, 2022f) (Annexe 9).

Selon un document publié par ECCC, il est techniquement possible de récupérer une plus grande proportion du méthane des sites d'enfouissement et de l'utiliser comme source d'énergie. Cependant, la quantité limitée de méthane généré dans chaque site compromet la viabilité économique de ce genre de projets (Environnement et changement climatique Canada, 2022f).

Le gouvernement fédéral a entamé en 2022 des consultations sur le renforcement de la réglementation relative au méthane dans les sites d'enfouissement et sur l'augmentation du nombre de sites qui le récupèrent (Environnement et changement climatique Canada, 2022a). En avril 2021, un partenariat a été annoncé entre Enbridge, Walker Industries et Comcor Environmental pour développer conjointement des projets de GNR dans des sites d'enfouissement à travers le pays (Enbridge, 2021).

3.4. Le biohydrogène

Le biohydrogène est défini dans ce rapport comme l'hydrogène produit à partir de ressources de la biomasse. Au Canada, il n'existe actuellement **aucune installation de production commerciale** de biohydrogène.

Quelques projets ont été annoncés pour les années à venir. L'usine H2V Énergies, Inc., à Bécancour convertira des déchets solides municipaux, de la biomasse résiduelle du secteur forestier et des produits de bois en fin de vie en biohydrogène, bioammoniac et

biométhanol. Le processus utilisé dans ce projet sera basé sur la conversion de la biomasse en gaz de synthèse riche en hydrogène avec la technologie OMNI CT GPRS. La première étape de conversion de la biomasse est suivie d'un processus de raffinage par traitement au plasma qui donne du biohydrogène et du dioxyde de carbone. Le début de la production est planifié pour 2026 (H2V Énergies, 2022).

Viridity Hydrogen Inc. (VHI), une entreprise basée dans le Nord-Ouest de l'Ontario, a développé une technologie de production d'hydrogène par gazéification de la biomasse, optimisée pour celle de bois de feuillus. La construction de son usine de démonstration à Thunder Bay, en Ontario, commencera en 2023 et la mise en service est prévue pour 2025 (Association canadienne de l'hydrogène et des piles à combustible, 2016; VIRIDITY Hydrogen Inc, n.d.).

D'autres projets sont en cours de développement ailleurs dans le monde. Par exemple, Mote, en Californie, a annoncé en mai 2022 avoir obtenu la validation commerciale et avancer dans la planification d'une installation. Sa technologie est basée sur la gazéification pour convertir des résidus de bois en biohydrogène et sur le captage du carbone pour l'utilisation ou le stockage du CO₂. L'entreprise a sécurisé un approvisionnement de plus de 450 kt de biomasse et l'installation devrait être opérationnelle en 2025 (Businesswire, 2022).

En janvier 2023, Raven SR. inc., Chevron New Energies et Hyzon Motors inc. ont annoncé une collaboration pour commercialiser la production d'hydrogène à partir de résidus verts et de déchets alimentaires. La technologie Raven SR procède par reformage à la vapeur/CO₂ sans combustion pour convertir des déchets organiques en biohydrogène. L'installation de Richmond, en Californie, devrait démarrer ses activités en 2024 et vendre sa production sur les marchés locaux des carburants pour le transport (Chevron, 2023).

Outre les DSM et la biomasse forestière, les boues d'épuration ont également été utilisées pour la production de biohydrogène dans des usines de démonstration. En Allemagne, l'une d'elles, appelée TOSYNFUEL a achevé en septembre 2022 son projet pilote en convertissant avec succès des boues d'épuration en biohydrogène et en carburants synthétiques (TOSYNFUEL, 2022).

3.5. Les usages non énergétiques

Les ressources de la biomasse peuvent être utilisées pour la production de bioproduits à des fins non énergétiques. Le **Tableau 18** présente différentes catégories d'usages non énergétiques de la biomasse.

Tableau 18 : Exemples d'usages non énergétiques de la biomasse

Catégories	Exemples
Alimentation humaine et animale	Produits alimentaires pour les humains, huiles végétales pour la cuisson, etc.
	Produits alimentaires pour les animaux
Produits du bois conventionnels et non conventionnels	Bois de construction
	Produits en bois d'ingénierie
	Pâtes et papiers
	Meubles et planchers
Produits biochimiques	Aromatiques, acides aminés et organiques, phénols, polyols
	Cellulose, hémicellulose, lignine
	Biochar
	Biohuiles, lubrifiants
	Solvants, adhésifs, peintures, revêtements
	Biopolymères et résines
	Biopesticides
	Biostimulants
	Additifs et catalyseurs
	Tous les autres produits biochimiques
Biomatériaux	Tapis, produits en cellulose
	Pièces automobiles biosourcées, matériaux de construction, panneaux, bois lamellé-croisé
	Plastiques, films, mousses, hydrogels
	Nanomatériaux et nanocomposites
	Cellulose nanocristalline
	Tous les autres biomatériaux

Source : Statistique Canada, 2017.

3.5.1. L'alimentation humaine et animale

L'alimentation humaine et animale est la principale catégorie d'usage non énergétique de la biomasse provenant du secteur agricole.

Les quantités totales de chaque type de culture agricole utilisées spécifiquement pour l'alimentation humaine et animale n'ont pu être trouvées dans la littérature. Toutefois, le Tableau 12 de la section 3.2. présente les quantités de cultures céréalières et d'huiles végétales utilisées comme matières premières pour les biocarburants liquides. Nous pouvons donc supposer que la plupart des quantités restantes servent à l'alimentation humaine. Mais comme les quantités exactes n'ont pas été trouvées, cette catégorie n'est pas détaillée dans ce rapport.

L'Association de nutrition animale du Canada a estimé la consommation d'aliments du bétail à environ **28,9 Mt** (sans compter les fourrages) en 2021. Les quantités de fourrages consommées par les bovins de boucherie, les bovins laitiers et les ovins en 2021 étaient respectivement de **27 Mt, 6 Mt et 0,4 Mt** (les quantités sont présentées sur une base sèche) (Association de nutrition animale du Canada, 2021).

3.5.2. Les produits du bois conventionnels et non conventionnels

Les principaux produits du secteur forestier canadien sont le bois d'œuvre, la pâte à papier et les panneaux de construction. Le Canada est d'ailleurs le premier exportateur mondial de bois d'œuvre. Le **Tableau 19** indique les quantités de produits du secteur forestier produites et consommées au Canada.

Tableau 19 : Production et consommation de produits du bois au Canada en 2021

Produits du bois	Production au Canada	Consommation au Canada
Bois d'œuvre feuillus	873 500 m ³	1 038 494 m ³
Bois d'œuvre résineux	55 950 700 m ³	19 963 049 m ³
Panneaux structurels (contreplaqués et panneaux à copeaux orientés)	8 938 385 m ³	4 111 910 m ³
Pâte à papier	14 266 kt	6 644 kt
Papier d'impression et d'écriture	2 418 kt	937 kt
Papier journal	1 888 kt	-91 kt

Source : RNCAN, 2022.

Les billes de bois récoltées dans les forêts canadiennes sont transportées vers différents types d'installations de transformation – scieries, usines de copeaux, usines de placage et de panneaux à copeaux orientés (OSB) – ou exportées. La répartition selon ces types d'installation, estimée en 2019 pour la Colombie-Britannique, est d'environ 68 % pour les scieries, 11 % pour les usines de placage et de panneaux OSB et 10 % pour les usines de

copeaux (y compris les locaux à bois dans les usines de pâte à papier). Les 8 % restants sont exportés et 3 % sont utilisés pour de petites opérations.

Les copeaux et la sciure issus des résidus des scieries peuvent être utilisés comme matières premières, par exemple pour produire des granules de bois. La biomasse récupérée dans les scieries est composée d'environ 46 % de bois d'œuvre, 35 % de copeaux et 17 % de sciure et de rabotures de bois. Cette estimation varie selon le type de scieries et leurs capacités. Par exemple, en Colombie-Britannique (2019), les 69 grandes scieries de la province ont produit **15,1 millions de m³** de bois d'œuvre en consommant environ **32 millions de m³** de billes (Bull et al., 2022).

L'utilisation de biomasse pour la production de granules de bois et à d'autres fins énergétiques est expliquée dans la section 3.1.

3.5.3. Les bioproduits chimiques et biomatériaux

Les bioproduits comprennent des produits chimiques intermédiaires et des biomatériaux (exemple : les bioplastiques) développés pour réduire l'usage de produits à base de pétrole. Les plastiques biosourcés ou bioplastiques sont produits à partir de matières premières issues de la biomasse et peuvent remplacer les plastiques conventionnels à base de pétrole dans les emballages, les bouteilles, les conteneurs et de nombreuses autres applications.

L'un des plus courants est l'acide polylactique (PLA), qui est produit à partir de plantes comme la canne à sucre ou le maïs (Alfa Laval, n.d.). Le gouvernement du Canada a lancé en 2018 le Défi sur le plastique pour encourager les entreprises à améliorer la compostabilité des bioplastiques dérivés de la biomasse agricole ou ligneuse susceptibles de remplacer les plastiques à usage unique (Gouvernement du Canada, 2021). Il a également annoncé en avril 2021 un investissement d'un million de dollars dans BOSK Bioproducts inc. qui installera une ligne de production à petite échelle pour le prototypage de formulations de bioplastiques compostables issus de la biomasse forestière par exemple des résidus fabrication du papier (RNCan, 2021a).

Les applications agricoles du biochar sont un autre usage non énergétique de la biomasse. Le biochar est produit selon le même procédé que le biocharbon (*biocoal* en anglais), par carbonisation ou pyrolyse de biomasse à haute température. Il a diverses applications non énergétiques, notamment l'amendement des sols par mélange avec du compost ou d'autres suppléments de sols riches en nutriments (Airex Énergie, 2016).

La quantité totale produite annuellement au Canada n'a pas été trouvée dans la littérature. Parmi les producteurs, citons Airex Énergie, à Bécancour, qui possède une usine commerciale à l'échelle industrielle, et Canadian Agrichar, à Maple Ridge (Colombie-Britannique). BC Biocarbon, à Robson Valley (Colombie-Britannique), utilise la pyrolyse pour convertir des résidus de bois forestiers en divers bioproduits, dont le biochar.

4. Les émissions et absorptions de GES dans les secteurs de la biomasse

L'affectation des terres et la récolte de biomasse à des fins énergétiques ou non contribuent à la fois aux émissions de carbone et à son élimination de l'atmosphère. Les émissions des secteurs de la foresterie, de l'agriculture et des déchets sont suivies et déclarées dans le rapport d'inventaire national (RIN) du Canada soumis à la CCNUCC. Cette section décrit succinctement les émissions de ces secteurs pour l'année 2022.

4.1. Le secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF)

Dans le RIN du Canada soumis à la CCNUCC, le secteur ATCATF déclare les flux de GES anthropiques entre l'atmosphère et les terres aménagées au Canada, y compris ceux qui sont associés au changement d'affectation des terres.

Les flux nets de GES du secteur ATCATF sont déclarés pour les différentes catégories de terres aménagées : terres forestières, terres cultivées, prairies, terres humides et établissements, en plus de la catégorie des produits ligneux récoltés. Les émissions nettes déclarées de ce secteur étaient de **14 Mt** de CO₂e en 2021 et de **51 Mt** en 2022 (Tableau 20).

À noter que la soumission du RIN du 2024 a inclut des recalculs significatifs des émissions du secteur ATCATF qui ont fait passer l'ensemble de la série chronologique des absorptions nettes signalées dans le rapport d'inventaire de 2023 à une source nette d'émissions dans le rapport de 2024 (Gouvernement du Canada, 2024).

Dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2023, les hypothèses relatives aux émissions du secteur ATCATF dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et au Canada étaient de **-30 Mt** en 2030 et de **-50 Mt** d'ici 2050 (Régie de l'énergie du Canada, 2023).

Tableau 20 : Estimations des flux nets de GES en 2022 du secteur de l'ATCATF au Canada

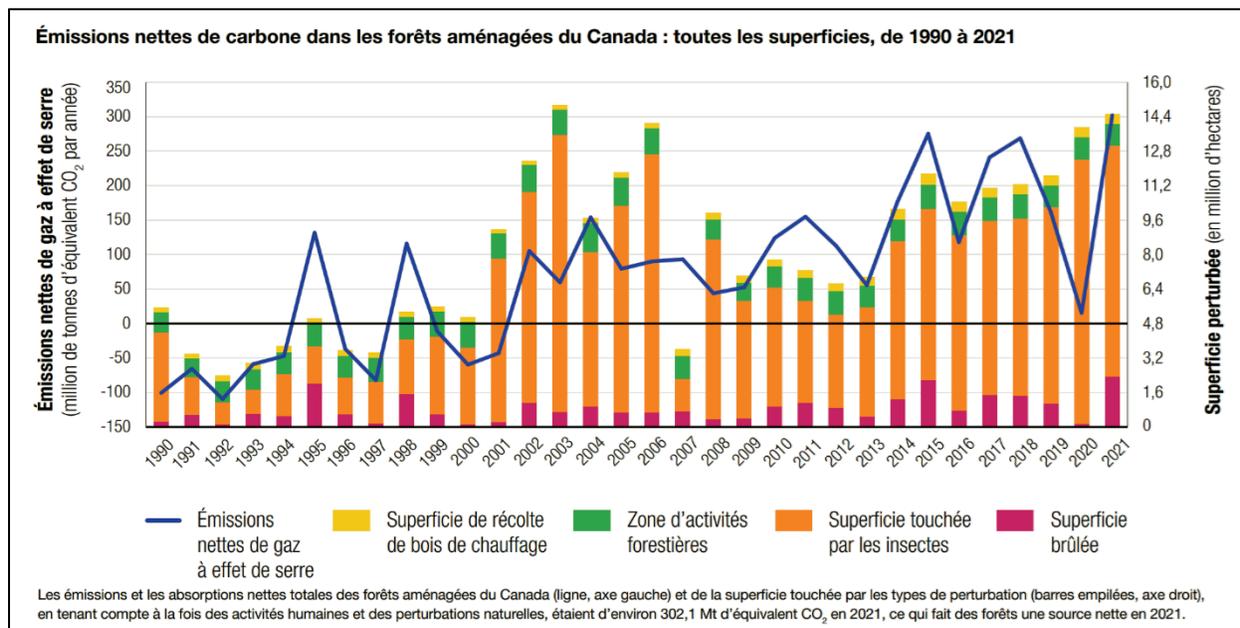
Catégories sectorielles	Flux net de GES (Mt de CO ₂ e)
Terres forestières	-110
Terres cultivées	22
Prairies	1,3
Terres humides	3,3
Établissements	2,2
Produits ligneux récoltés	130
Total de ATCATF	51

Source : Gouvernement du Canada, 2024.

Les émissions de GES dans les forêts aménagées sont publiées dans le rapport *L'état des forêts au Canada* (RNCan, 2022). La Figure 4 présente les émissions nettes dans les forêts aménagées du Canada de 1990 à 2021. Ces forêts sont une source de GES depuis 2002, et avec les produits forestiers, leurs émissions nettes totalisaient **302,1 Mt CO₂e** en 2021.

Si une plus grande superficie est touchée par les incendies de forêt, les émissions de GES seront plus élevées. Les forêts séquestrent du carbone pendant leur croissance et, par conséquent, en fonction de l'équilibre entre émissions et absorptions, les forêts canadiennes peuvent être soit un puits, soit une source de GES.

Figure 4 : Émissions nettes de GES dans les forêts aménagées au Canada (toutes zones confondues, y compris les zones d'activités humaines et de perturbations naturelles)



Source : RNCAN, 2023.

Tableau 21 : Inventaire des émissions de GES des forêts canadiennes

Contributions des forêts canadiennes à l'inventaire des GES en 2021		Inventaire des GES (CO ₂ e/an, Mt)
Forêts aménagées (225 Mha)	Total des émissions ou absorptions nettes dans l'atmosphère, toutes causes confondues (a + b)	302,1
	(a) Émissions ou absorptions nettes dues à des perturbations naturelles (ne constitue pas une catégorie de déclaration dans le RIN)	310,1
	(b) Émissions ou absorptions nettes dues aux activités humaines d'aménagement des forêts et aux produits ligneux récoltés	-8,0
Terrains forestiers touchés par le changement d'affectation des terres	Émissions attribuables au boisement	0,2
	Émissions attribuables au déboisement	11,5

Source : RNCAN, 2023.

Note : Les forêts aménagées du Canada sont des terrains forestiers aménagés en fonction des ressources de bois d'œuvre ou d'autres ressources forestières ou qui font l'objet d'une protection intensive contre les perturbations naturelles.

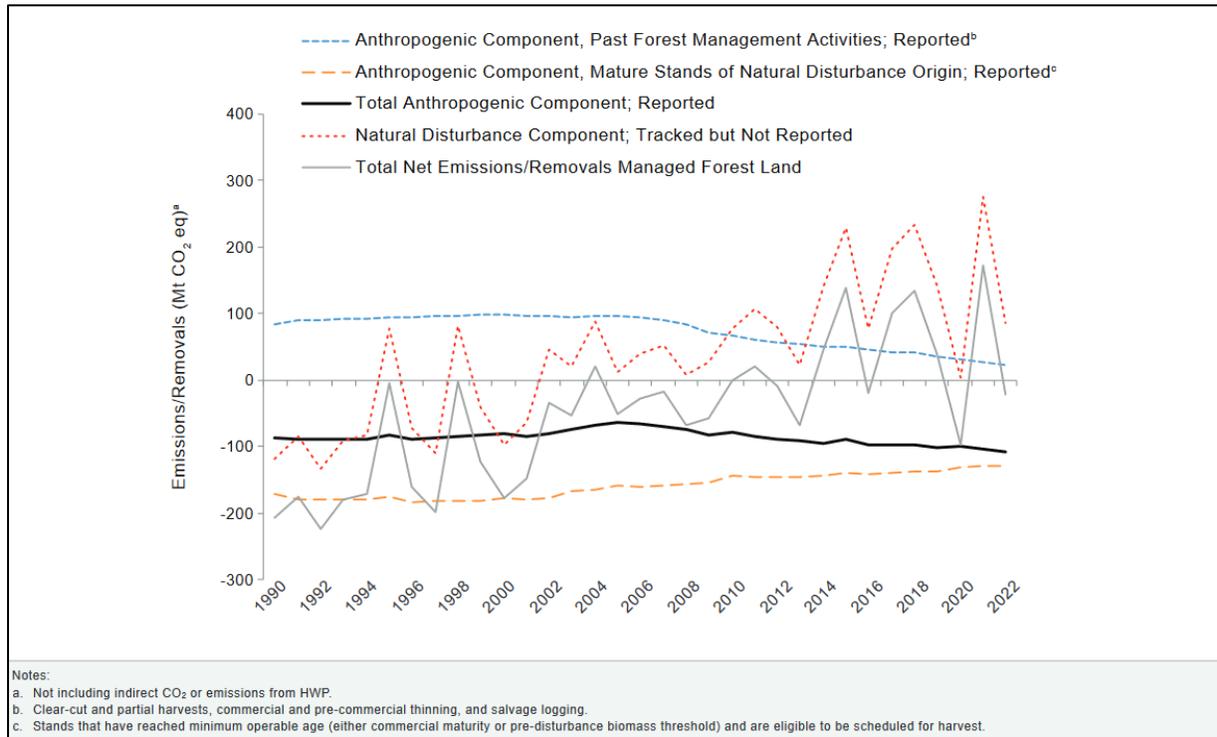
Dans l'approche utilisée pour quantifier les émissions de GES des forêts canadiennes, les émissions dues aux perturbations naturelles et l'absorption due à la repousse (catégorie

« issues des perturbations naturelles ») sont séparées de celles des autres peuplements de forêts aménagées (catégorie « anthropiques »). La catégorie des émissions dites anthropiques regroupe celles des peuplements dont la trajectoire de croissance a été principalement modifiée par une intervention humaine (sous forme d'aménagement forestier) et de tous ceux qui ont atteint la maturité commerciale (avec ou sans intervention humaine). Les émissions des peuplements de forêts aménagées affectés par des perturbations naturelles (comme les incendies de forêt) n'entrent dans la catégorie « anthropiques » qu'après qu'ils ont atteint la maturité commerciale. Par conséquent, chaque année, les émissions des peuplements affectés par des perturbations naturelles sont retirées des catégories déclarées et celles précédemment retirées des peuplements qui ont atteint la maturité commerciale cette année-là y sont réintégrées.

Même si les émissions et absorptions de toutes ces catégories sont suivies et présentées dans le RIN (Figure 5), la déclaration des GES ne rapporte que les émissions de la catégorie « anthropiques ». Les valeurs finales consignées dans cette déclaration ne concernent que « **les peuplements forestiers des terres forestières aménagées qui ont atteint la maturité commerciale ou dont la courbe de croissance a été modifiée par une activité d'aménagement anthropique directe dans la forêt** » (Gouvernement de Canada, 2024).

Cette approche est adoptée, comme mentionné dans le RIN, afin de mieux distinguer les émissions et absorptions dues à l'aménagement forestier de celles causées par des perturbations naturelles, et de mieux informer les parties prenantes des secteurs forestiers (Environnement et changement climatique Canada, 2022e).

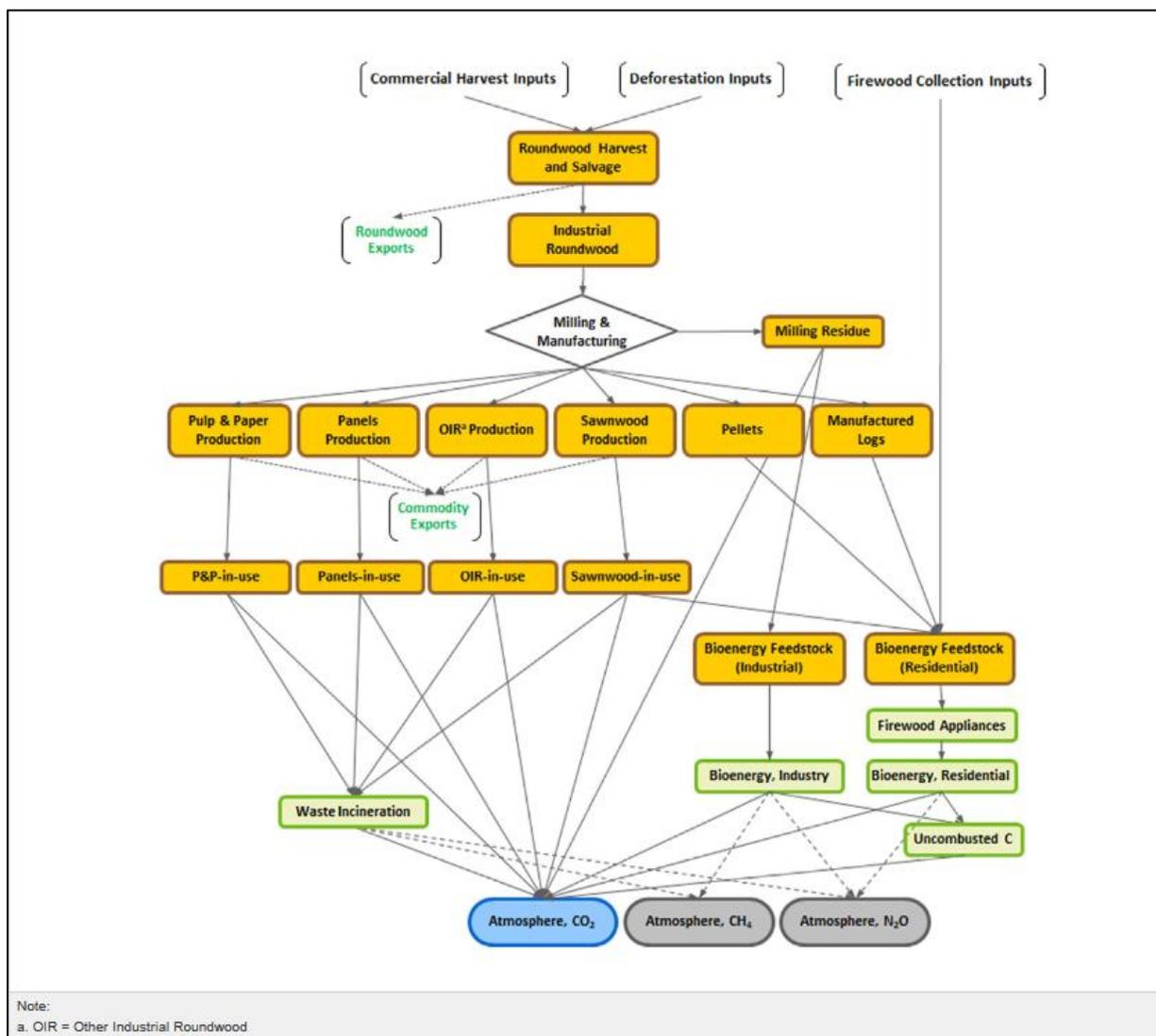
Figure 5 : Émissions et absorptions des « terres forestières restant terres forestières » par composante de peuplement (émissions provenant des produits ligneux récoltés non comprises)



Source : Environnement et changement climatique Canada, 2022e.

Les produits ligneux récoltés sont considérés comme un transfert de carbone, et les émissions de CO₂ liées à leur usage et à leur élimination sont suivies et déclarées dans le secteur ATCATF du RIN. Toutefois, les émissions de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion ou de la décomposition des résidus de bois sont déclarées dans les secteurs de l'énergie et des déchets du RIN. L'impact des produits ligneux est estimé en incluant leurs émissions en fin de vie. Dans la Figure 6, un schéma simplifié publié dans le RIN représente le flux de carbone après la récolte des produits ligneux.

Figure 6 : Schéma simplifié du flux de carbone après la récolte des produits ligneux



Source : Environnement et changement climatique Canada, 2022e.

4.2. Le secteur agricole

En 2022, le secteur agricole a contribué aux émissions totales de GES au Canada à hauteur de **56 Mt** (à l'exclusion des émissions liées à l'énergie) (Gouvernement du Canada, 2024), d'abord par fermentation entérique (27 Mt), puis par l'application d'engrais à base d'azote aux sols agricoles des cultures annuelles et pérennes (12.4 Mt). Les émissions dues à la décomposition des résidus de culture dépendent de l'impact des conditions météorologiques sur le rendement des cultures et des changements dans la proportion de cultures annuelles et pérennes. Les sols agricoles, qui étaient une source d'absorption du CO₂ dans les années précédentes (-23 Mt en 2021), sont devenus une source d'émissions de 18 Mt en 2022 en raison d'une sécheresse significative en 2021.

Précisons que les émissions et l'absorption de CO₂ des terres agricoles sont déclarées dans le secteur de l'ATCATF sous la catégorie des terres cultivées (Environnement et changement climatique Canada, 2023a).

4.3. Le secteur des déchets

Le secteur des déchets a contribué pour **23 Mt** aux émissions totales de GES au Canada en 2022 (Gouvernement du Canada, 2024). Ces émissions proviennent de l'enfouissement des déchets solides, du compostage, du traitement biologique, de l'incinération et de la combustion à l'air libre des déchets, et du traitement et du rejet des eaux usées.

C'est l'enfouissement des déchets solides qui produit le plus d'émissions (**19 Mt CO₂e**). En 2022, 42% du gaz issu des lieux d'enfouissement municipaux ont été captés et brûlés par torchage ou utilisés pour produire de l'énergie ou oxydés. Les pratiques de détournement des déchets et de captage des gaz d'enfouissement se sont répandues et ont compensé l'augmentation des émissions due à la croissance démographique.

Il est important de noter que les émissions du secteur des déchets sont dues à la décomposition anaérobie des déchets organiques éliminés dans les sites d'enfouissement, ce qui génère en majorité du méthane. Cependant, le CO₂ qui est aussi produit n'est pas comptabilisé dans les émissions totales de ce secteur.

5. La réglementation au Canada ayant un impact sur la demande de récolte et d'usage de la biomasse

Beaucoup de règlements et de programmes ont été annoncés au Canada ces dernières années, dont l'objectif est de réduire la pollution au carbone des combustibles fossiles. De nombreux programmes ont également été déployés pour encourager l'utilisation des ressources de la biomasse et réduire les émissions de GES du secteur de l'énergie. Cette section présente un résumé des principaux règlements et programmes au Canada qui ont (ou pourraient avoir) un impact sur la demande de récolte et d'usage de la biomasse dans le cadre de la transition vers la carboneutralité.

5.1. Le système de tarification du carbone au Canada

L'approche pancanadienne de tarification de la pollution par le carbone a été annoncée en octobre 2016. La norme nationale minimale de rigueur et s'applique à automatiquement à toutes les provinces et à tous les territoires qui n'ont pas de système de tarification ou dont le système n'est pas au moins équivalent à ce référentiel fédéral. La *Loi sur la tarification de la pollution par les gaz à effet de serre (LTPGES)* sépare en deux parties les systèmes fédéraux de tarification du carbone : une redevance réglementaire sur les combustibles et un système d'échange réglementaire pour les grandes industries émettrices (le système de tarification fondé sur le rendement fédéral ou STFR).

En 2021, le gouvernement du Canada a annoncé que le prix de la pollution par le carbone serait de 65 dollars par tonne de CO₂e en 2023 et qu'il augmenterait de 15 dollars par année civile pour atteindre 170 dollars par tonne de CO₂e en 2030 (Gouvernement du Canada, 2022a).

La redevance réglementaire sur les combustibles et le STFR s'appliquent à de nombreux combustibles fossiles couverts par la LTPGES, mais pas aux émissions de CO₂ provenant de la combustion de biomasse (Agence du Revenu du Canada, 2022).

Certaines provinces ont leur propre système de tarification qui remplace les systèmes fédéraux de la redevance et du STFR, comme la taxe sur le carbone en Colombie-Britannique et le système de plafonnement et d'échange au Québec. D'autres provinces ont choisi d'appliquer le système fédéral en entier (ex : le Manitoba) ou seulement l'une de ses deux parties (redevance ou STFR) en remplaçant l'autre par leur propre système de tarification (ex : l'Alberta).

Signalons que les émissions liées à l'utilisation des terres et les émissions du secteur agricole sans lien avec l'énergie ne sont dans aucune juridiction du Canada couvertes par les systèmes de tarification du carbone (Institut climatique du Canada, 2021c).

5.2. L'intensité en carbone des combustibles

Le Règlement sur les combustibles propres exige que les fournisseurs de combustibles fossiles liquides réduisent progressivement l'intensité en carbone (IC) des produits qu'ils vendent pour utilisation au Canada. L'IC d'un combustible tient compte des émissions liées aux matières premières (extraction), au processus de raffinage, à la distribution et à l'utilisation des combustibles (2020).

L'exigence de réduction de l'IC a commencé à 3,5 g de CO₂e/MJ en 2023 et augmentera de 1,5 g chaque année pour atteindre 14 g de CO₂e/MJ en 2030.

Le gouvernement du Canada dispose d'un modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles (ACV) qui permet de calculer l'intensité en carbone du cycle de vie de combustibles et de sources d'énergie utilisés et produits au Canada (Environnement et changement climatique Canada, 2022d). Selon le site du gouvernement, ce modèle sert à déterminer l'intensité en carbone des combustibles, des intrants et des sources d'énergie pour créer des crédits dans le cadre du Règlement sur les combustibles propres et pour fournir des calculs transparents et traçables de l'IC. La dernière publication officielle du modèle a été publiée en juin 2024 (Environnement et changement climatique Canada, 2022d).

Tableau 22 : Résumé des normes canadiennes relatives aux combustibles propres

Juridiction	Nom de la politique	Exigences du contenu renouvelable du mélange des combustibles avec l'essence	Exigences du contenu renouvelable du mélange des combustibles avec le diesel
Québec	Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel	10 % (2023) 12 % (2025) 14 % (2028) 15 % (2030)	3 % (2023) 5 % (2025) 10 % (2030)
Alberta	Norme sur les carburants renouvelables	Moyenne annuelle minimale de 5 %	Moyenne annuelle minimale de 2 %
Manitoba	Mandat sur l'éthanol, mandat sur le biodiesel	Au moins 10 %	5 %

Ontario	Règlement des carburants de transport plus écologiques	10 % (2020) 11 % (2025) 13 % (2028) 15 % (2030)	4 %
Saskatchewan	Loi sur le diesel renouvelable	7.5 %	2 %
Colombie-Britannique	Exigences relatives aux carburants renouvelables et à faible intensité en carbone	Moyenne annuelle minimale de 5 %	Moyenne annuelle minimale de 4 %

Sources : Gouvernement du Québec, n.d.; Government of Manitoba, 2009; Government of Manitoba, 2007; Government of Ontario, 2020; Government of Saskatchewan, 2012; Government of British Columbia 2023a.

5.3. Le marché du carbone et les crédits compensatoires

Les marchés du carbone encadrent la vente et l'achat de crédits obtenus en réduisant les émissions de GES ou en contribuant à leur élimination de l'atmosphère. En règle générale, un crédit de compensation de GES correspond à une réduction des émissions d'une tonne de CO₂e ou à une élimination équivalente de l'atmosphère. Il existe deux types de marchés du carbone : les marchés de conformité (où les crédits sont utilisés pour se conformer aux réglementations) et les marchés volontaires (où les crédits sont utilisés pour atteindre des objectifs volontaires).

Le Règlement sur les combustibles propres du Canada a mis en place un marché de crédits où le fournisseur principal d'un combustible fossile peut recevoir des crédits en réduisant son IC ou acheter des crédits auprès d'autres acteurs pour se conformer aux exigences.

Le Canada a également mis en place le **Régime de crédits compensatoires pour les GES du Canada**, qui génère des crédits pour les nouveaux projets qui réduisent les émissions de GES par rapport aux pratiques qui ont déjà cours. Ces crédits compensatoires peuvent être vendus et utilisés pour se conformer aux exigences du STFR, ou achetés pour se conformer à des objectifs climatiques volontaires.

Seuls les projets portant sur des activités incluses dans les protocoles fédéraux pourront bénéficier de crédits dans le cadre du Régime. Le Recueil des protocoles fédéraux de crédits compensatoires n'en comprend à ce jour que trois : « Récupération et destruction du méthane des sites d'enfouissement », « Réduction des émissions de GES provenant des systèmes de réfrigération » et « Amélioration de l'aménagement forestier sur les terres privées » (Environnement et changement climatique Canada, 2025).

ECCC élabore actuellement des protocoles à ajouter au Recueil pour l'amélioration de l'aménagement forestier sur les terres publiques, la gestion de l'alimentation du bétail, le captage direct et la séquestration du dioxyde de carbone de l'air, l'augmentation du carbone organique des sols, l'évitement d'émissions de méthane du lisier via la digestion anaérobie et autres traitements. La bioénergie avec captage et séquestration du dioxyde de carbone pourrait également figurer parmi les futurs protocoles fédéraux.

Outre les marchés du carbone fédéraux qui sont utilisés pour se conformer aux exigences en matière d'émissions de GES, de nombreux marchés provinciaux accordent déjà des crédits compensatoires pour la séquestration du carbone forestier. Par exemple, les projets de crédits compensatoires gérés par le registraire du carbone de la Colombie-Britannique (BC Carbon Registry) comprennent la conservation des forêts et la réduction des niveaux d'exploitation dans la zone du projet. La Colombie-Britannique élabore actuellement une nouvelle version du protocole de crédits compensatoires du carbone forestier (FCOP), après une consultation publique qui s'est achevée en avril 2023. Ce protocole englobe 3 types de projets : (1) boisement et reboisement, (2) conservation et amélioration de l'aménagement forestier et (3) évitement de la conversion de forêts pour une utilisation non forestière (Province of British Columbia, 2023).

5.4. La valeur potentielle du stock de carbone biogénique

La biomasse, y compris les arbres, les cultures agricoles et les résidus, emmagasine de grandes quantités de carbone. Lorsque la biomasse est utilisée à des fins énergétiques, le carbone est relâché dans l'atmosphère et ne sera séquestré qu'après plusieurs années de repousse de la végétation, si aucune perturbation naturelle ne survient. Le carbone séquestré dans la biomasse n'a actuellement aucune valeur, sauf si des crédits compensatoires ont été accordés pour augmenter le stock de carbone par rapport à un scénario de référence ou pour éviter des émissions de carbone. Le rapport *Évaluation d'experts de systèmes de tarification du carbone 2020* signale que les crédits compensatoires n'étendent pas automatiquement la couverture des programmes de tarification du carbone, puisque la quantité totale d'émissions conformes (ou d'émissions soumises à une exigence réglementaire) ne change pas (Institut climatique du Canada, 2021a).

Le système de tarification des émissions de carbone ne s'applique pas à la bioénergie en raison de l'hypothèse de la neutralité carbone. Si le système actuel devait être réévalué, quelle serait la valeur du stock de carbone aujourd'hui et en 2050 ? Le Tableau 23 présente une estimation de la valeur du stock de carbone biogénique pour les ressources

de la biomasse canadienne à 65 \$ et 170 \$ par tonne de CO₂, en 2023 et 2030 respectivement.

Estimations utilisées pour les calculs :

^{a, b} La densité basale du bois est comprise entre 300 kg/m³ et 700 kg/m³ (Gonzalez, 1990; UNECE, n.d.). La teneur en humidité des cultures agricoles est en Annexe 3.

^c La teneur en carbone de la biomasse se situe entre 44 % et 50 % pour les céréales et les oléagineux et atteint 50 % pour la biomasse forestière (Adetona and Layzell, 2019; Greenhouse Gas Division Environment Canada, 2002).

^d Les facteurs d'émission de la biomasse varient de 0,95 kg à 1,7 kg de CO₂ pour 1 kg de biomasse sèche (Germain, 2005; Greenhouse Gas Division Environment Canada, 2002).

Tableau 23 : Estimations de la valeur du stock de carbone biogénique

Catégories de biomasse	Quantités produites ^{a, b}		Teneur en carbone (Mt) ^c	Équivalent CO ₂ (Mt) ^d	Valeur du stock de carbone biogénique à 65 \$/tCO ₂ en 2023 (milliards de dollars)	Valeur du stock de carbone biogénique à 170 \$/tCO ₂ en 2030 (milliards de dollars)
	Base humide	Base sèche				
Cultures céréalières	64,5 Mt	56,1 Mt	25 à 28	53 à 95	3 à 6	9 à 16
Cultures oléagineuses	25,3 Mt	22,8 Mt	10 à 11	22 à 39	1 à 2,5	3 à 7
Total du bois rond récolté	143 Mm ³	42,9 à 100,1 Mm ³	21 à 50	40 à 170	2 à 11	6 à 29
Résidus forestiers	-	21 Mt	10.5	20 à 36	1 à 2	3 à 6

5.5. Exemples d'autres programmes et politiques au Canada ayant un impact sur la demande de biomasse pour le chauffage et l'énergie

- Fonds pour les combustibles propres : Ce fonds vise à réduire les risques liés aux investissements nécessaires à la construction de nouvelles installations de

production de combustibles propres ou à l'extension d'installations existantes. Un soutien est également disponible pour la mise en place de chaînes d'approvisionnement afin d'améliorer la logistique de la collecte, de l'approvisionnement et de la distribution de la biomasse comme matière première dans les installations de production de combustibles propres (RNCan, 2021b).

- Initiative de foresterie autochtone (IFA) : L'IFA apporte un soutien financier aux projets de développement économique menés par les communautés autochtones dans le secteur forestier canadien, notamment en vue de l'utilisation de la biomasse pour le chauffage et l'énergie, la fabrication de granules, l'utilisation et la gestion des ressources forestières. Les demandes ne sont plus acceptées pour le moment (Gouvernement du Canada, 2023b).
- Initiative Accélérateur net zéro (ANZ) : Faisant partie du Fonds d'innovation stratégique, cette initiative pourrait accepter des projets utilisant la biomasse comme source d'énergie s'ils démontrent un potentiel de réduction des GES (Gouvernement du Canada, 2023d).
- Le fonds pour une économie à faibles émissions de carbone : Dans le cadre du Défi pour une économie à faibles émissions de carbone, les projets qui utilisent la biomasse comme source d'énergie pourraient être admissibles s'ils peuvent réduire les émissions de GES en 2030 et s'ils s'alignent sur les objectifs du Canada en matière de carboneutralité d'ici 2050 (Gouvernement du Canada, 2023c).
- Partenariat canadien pour une agriculture durable (PCA durable) : Il s'agit d'un accord quinquennal de 3,5 milliards de dollars entre les gouvernements FPT qui vise à renforcer la compétitivité, l'innovation et la résilience du secteur de l'agriculture, de l'agroalimentaire et des produits agro-industriels. L'usine SAF d'Azure Sustainable Corp a reçu un financement du programme Sustainable CAP pour le développement, près de Portage la Prairie, d'un projet qui vise à produire 1 milliard de litres de SAF par an en utilisant des matières premières canadiennes, notamment des huiles de canola et de soja (Gouvernement du Canada, 2023a).
- Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies : Cette stratégie a notamment pour objectif d'accroître le rôle de la bioénergie et l'hydrogène vert dans le portefeuille énergétique du Québec (Gouvernement du Québec, 2023).
- Plan d'action en matière de biomasse forestière de l'Ontario : Ce plan vise à encourager l'intégration de la biomasse forestière dans les différents secteurs industriels de la province. Ce plan est soutenu par le programme ontarien d'utilisation de la biomasse forestière, qui supporte également les initiatives

garantissant et augmentant l'utilisation à long terme du bois dans la province (Government of Ontario 2022, n.d.).

- Politique d'utilisation des fibres ligneuses résiduelles de la Colombie-Britannique : Cette politique se concentre sur l'amélioration de l'utilisation du bois de faible qualité dans les zones administrées par le ministère des Forêts où il existe une demande pour la biomasse résiduelle, et encourage les relations entre les entreprises des exploitants primaires et des utilisateurs secondaires (Ministry of Forests, 2020).

6. Références

Adetona, Adekunbi B., et David B. Layzell. 2019. "Anthropogenic Energy and Carbon Flows through Canada's Agri-Food System: Reframing Climate Change Solutions." *Anthropocene* 27:100213. doi: 10.1016/j.ancene.2019.100213.

Agriculture Knowledge Centre of Saskatchewan. n.d. "Straw as a Roughage Source for Beef Cattle | Cattle." Government of Saskatchewan. Retrieved June 2, 2023 (<https://www.saskatchewan.ca/business/agriculture-natural-resources-and-industry/agribusiness-farmers-and-ranchers/livestock/cattle-poultry-and-other-livestock/cattle/straw-roughage-source>).

Airex Énergie. 2016. "Biocoal from Biomass." Airex Energy. Retrieved May 19, 2023 (<https://airex-energy.com/16-biocoal-from-biomass/>).

Alberta-Pacific Forest Industries Inc. n.d. "Bio-Methanol | Products | Alberta-Pacific Forest Industries Inc." Al-Pac. Retrieved April 26, 2023 (<https://alpac.ca/products/bio-methanol/>).

Alfa Laval. n.d. "Bioplastics Production." Retrieved April 26, 2023 (<http://www.alfalaval.com/bioplastics/>).

Allan, Bentley, Jonas Goldman, et Geoff Tauvette. 2023. *The C-SAF Roadmap: Building a Feedstocks-to-Fuels SAF Supply Chain in Canada*.

Association de nutrition animale du Canada. 2021. *Canadian Livestock Feed Consumption*.

ArcelorMittal. 2022. "ArcelorMittal and BioÉnergie AE Côte-Nord Canada Announce a Major Agreement for the Côte-Nord Economy and the Beginning of the Energy Transition at the Port-Cartier Pellet Plant." ArcelorMittal. Retrieved July 12, 2023 (<https://mines-infrastructure-arcelormittal.com/en/arcelormittal-and-bioenergie-ae-cote-nord-canada-announce-a-major-agreement-for-the-cote-nord-economy-and-the-beginning-of-the-energy-transition-at-the-port-cartier-pellet-plant/>).

Barrette, Julie, David Paré, Francis Manka, Luc Guindon, Pierre Bernier, et Brian Titus. 2018. "Forecasting the Spatial Distribution of Logging Residues across the Canadian Managed Forest." *Canadian Journal of Forest Research* 48(12):1470–81. doi: 10.1139/cjfr-2018-0080.

Bayou Fuels. n.d. "Technology | Bayou Fuels." Retrieved March 3, 2023 (<https://www.bayoufuels.com/technology/>).

Bentsen, Niclas Scott. 2017. "Carbon Debt and Payback Time – Lost in the Forest?" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 73:1211–17. doi: 10.1016/j.rser.2017.02.004.

Bioenergy International. 2018. "CRB Innovations Claims a Breakthrough in Fractionation Technology." Bioenergy International. Retrieved July 26, 2024 (<https://bioenergyinternational.com/crb-innovations-claims-a-breakthrough-in-fractionation-technology/>).

Braya Renewable Fuels. n.d. "Braya Renewable Fuels." Braya Renewable Fuels. Retrieved July 24, 2024 (<https://brayafuels.com/>).

Bull, Professor Gary, Mr Brad Bennett, Jim Thrower, et Jeremy Williams. 2022. "WOOD PELLETS IN BC."

Businesswire. 2022. "Mote Enters Advanced Stage of Engineering Design for Southern California Carbon-Negative Hydrogen Facility." Retrieved May 14, 2023 (<https://www.businesswire.com/news/home/20220524005541/en/Mote-Enters-Advanced-Stage-of-Engineering-Design-for-Southern-California-Carbon-Negative-Hydrogen-Facility>).

CAAFI. 2023. "CAAFI - Tools - Fuel Readiness Level." Retrieved April 26, 2023 (https://www.caafi.org/tools/Fuel_Readiness_Level.html).

Régie de l'énergie du Canada. 2023. "CER – Canada Energy Regulator Projects a Major Transformation to Canada's Energy System in a Net-Zero World." Retrieved June 28, 2023 (<https://www.cer-rec.gc.ca/en/about/news-room/news-releases/2023/canada-energy-regulator-projects-major-transformation-canada-energy-system-net-zero-world.html>).

Régie de l'énergie du Canada. 2024. "Market Snapshot: New Renewable Diesel Facilities Will Help Reduce Carbon Intensity of Fuels in Canada." Retrieved July 24, 2024 (<https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-new-renewable-diesel-facilities-will-help-reduce-carbon-intensity-fuels-canada.html>).

Agence du Revenu du Canada. 2022. "Fuel Charge Rates." Retrieved May 5, 2023 (<https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/forms-publications/publications/fcrates/fuel-charge-rates.html>).

Association canadienne du biogaz. 2022a. *Agricultural Regulatory Barriers Study* | Canadian Biogas Association.

Association canadienne du biogaz. 2022b. *Hitting Canada's Climate Targets with Biogas & RNG*. Navius Research.

Institut climatique du Canada. 2021a. 2020 Expert Assessment of Carbon Pricing Systems.

Institut climatique du Canada. 2021b. Canada's Net Zero Future. Canadian Climate Institute.

Institut climatique du Canada. 2021c. The State of Carbon Pricing in Canada.

(Service canadien des forêts. 2023. A Compendium of Operational Research - Ellerslie Short Rotation Woody Crops Technical Development Site, Edmonton, AB. Information Report FI-X-024.

Association canadienne de l'hydrogène et des piles à combustible. 2016. "Viridity Hydrogen." CHFCA. Retrieved May 14, 2023 (<https://www.chfca.ca/member/viridity-hydrogen/>).

Chevron. 2023. "New Green Waste-to-Hydrogen Production Facility." Chevron.Com. Retrieved May 14, 2023 (<https://www.chevron.com/newsroom/2023/q1/raven-sr-chevron-hyzon-motors-collaborate-to-produce-hydrogen-from-green-waste>).

City of Toronto. 2021a. "City of Toronto to Start Producing Renewable Natural Gas from Green Bin Organic Waste." City of Toronto. Retrieved May 14, 2023 (<https://www.toronto.ca/news/city-of-toronto-to-start-producing-renewable-natural-gas-from-green-bin-organic-waste/>).

City of Toronto. 2021b. "Creating Renewable Natural Gas from Green Bin Waste." City of Toronto. Retrieved May 14, 2023 (<https://www.toronto.ca/news/creating-renewable-natural-gas-from-green-bin-waste/>).

City of Toronto. 2022. "Renewable Natural Gas Project: Disco Road Organics Processing Facility." Public Notice.

Cowie, Annette L., Göran Berndes, Niclas Scott Bentsen, Miguel Brandão, Francesco Cherubini, Gustaf Egnell, Brendan George, Leif Gustavsson, Marc Hanewinkel, Zoe M. Harris, Filip Johnsson, Martin Junginger, Keith L. Kline, Kati Koponen, Jaap Koppejan, Florian Kraxner, Patrick Lamers, Stefan Majer, Eric Marland, Gert-Jan Nabuurs, Luc Pelkmans, Roger Sathre, Marcus Schaub, Charles Tattersall Smith Jr., Sampo Soimakallio, Floor Van Der Hilst, Jeremy Woods, et Fabiano A. Ximenes. 2021. "Applying a Science-Based Systems Perspective to Dispel Misconceptions about Climate Effects of Forest Bioenergy." *GCB Bioenergy* 13(8):1210–31. doi: 10.1111/gcbb.12844.

Danielson, Erin. 2022a. Biofuels Annual. CA2021-0064. USDA FAS GAIN.

Danielson, Erin. 2022b. Biofuels Annual. CA2022-0019. USDA FAS GAIN.

Drax. n.d.-a. "Drax Power Station." Drax Global. Retrieved April 28, 2023 (<https://www.drax.com/about-us/our-sites-and-businesses/drax-power-station/>).

Drax. n.d.-b. "North America Operations." Drax Canada. Retrieved April 28, 2023 (<https://www.drax.com/ca/operations-north-america/>).

Enbridge. 2021. "Putting Waste to Work: Converting Landfill Waste to Energy across Canada." Retrieved May 14, 2023 (<https://www.enbridge.com/stories/2021/april/putting-waste-to-work-rng-partnership-enbridge-walker-comcor>).

Énergir. n.d. "Renewable Natural Gas." Energir. Retrieved May 14, 2023 (<https://energir.com/en/major-industries/natural-gas-quebec/renewable-natural-gas>).

Enerkem. n.d. "Facilities & Projects | Clean Technology Around the World." Enerkem. Retrieved March 1, 2023 (<https://enerkem.com/company/facilities-projects/>).

Ensyn. 2015a. "Biocrude Expansion." Ensyn - Renewable Fuels and Chemicals from Non-Food Biomass. Retrieved April 28, 2023 (<http://www.ensyn.com/quebec.html>).

Ensyn. 2015b. "Technology Overview." Ensyn - Renewable Fuels and Chemicals from Non-Food Biomass. Retrieved August 4, 2023 (<http://www.ensyn.com/overview1.html>).

Environnement et changement climatique Canada. 2020. "National Waste Characterization Report: The Composition of Canadian Residual Municipal Solid Waste.: En14-405/2020E-PDF - Government of Canada Publications - Canada.Ca." Retrieved March 8, 2023 (<https://publications.gc.ca/site/eng/9.884760/publication.html>).

Environnement et changement climatique Canada. 2020. "What Are the Clean Fuel Regulations?" Retrieved April 28, 2023 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-pollution/energy-production/fuel-regulations/clean-fuel-regulations/about.html>).

Environnement et changement climatique Canada. 2022a. Canadian Environmental Sustainability Indicators: Solid Waste Diversion and Disposal.

Environnement et changement climatique Canada. 2022b. Federal Offset Protocol: Landfill Methane Recovery and Destruction Version 1.0.

Environnement et changement climatique Canada. 2022c. "Fuel Life Cycle Assessment Model." Retrieved January 31, 2023 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-pollution/fuel-life-cycle-assessment-model.html>).

Environnement et changement climatique Canada. 2022d. NATIONAL INVENTORY REPORT 1990 –2020: GREENHOUSE GAS SOURCES AND SINKS IN CANADA. Executive Summary.

Environnement et changement climatique Canada. 2022e. "Reducing Methane Emissions from Canada's Municipal Solid Waste Landfills: Discussion Paper." Retrieved March 9, 2023 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/reducing-methane-emissions-canada-municipal-solid-waste-landfills-discussion.html>).

Environnement et changement climatique Canada. 2023a. Canada. 2023 National Inventory Report (NIR).

Environnement et changement climatique Canada. 2025. "Canada's Greenhouse Gas Offset Credit System." Retrieved February 25, 2025 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/pricing-pollution-how-it-will-work/output-based-pricing-system/federal-greenhouse-gas-offset-system.html>).

Environmental Management Act. 2019. "Open Burning Smoke Control Regulation." Retrieved May 30, 2023 (https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/152_2019/).

ETIP Bioenergy. 2023. "FT-Liquids & Biomass to Liquids (BtL)." Retrieved August 3, 2023 (<https://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/ft-liquids>).

ExxonMobil. 2023. "ExxonMobil Moves Forward with Largest Renewable Diesel Facility in Canada." ExxonMobil. Retrieved April 21, 2023 (<https://corporate.exxonmobil.com:443/news/news-releases/2023/0126-exxonmobil-moves-forward-with-largest-renewable-diesel-facility-in-canada>).

Font-Palma, Carolina. 2019. "Methods for the Treatment of Cattle Manure—A Review." *C* 5(2):27. doi: 10.3390/c5020027.

Forest Products Association of Canada. 2022. Conservation Forestry - Careful Use of Canada's Forest Resources.

Forest Research. n.d. "Typical Calorific Values of Fuels." Forest Research. Retrieved June 9, 2023 (<https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/typical-calorific-values-of-fuels/>).

Germain, André. 2005. Impact of Residential Wood Stove Replacement on Air Emissions in Canada. Environmental Protection Branch Canada.

Gevo Inc. 2022. "Finnair and Gevo Enter into Sustainable Aviation Fuel Sales Agreement for 7 Million Gallons of per Year Over Five Years." Retrieved April 26, 2023 (<https://investors.gevo.com/news-releases/news-release-details/finnair-and-gevo-enter-sustainable-aviation-fuel-sales-agreement/>).

Gonzalez, J. S. 1990. Wood Density of Canadian Tree Species. Forestry Canada.

Gould, Kevin. 2007. Corn Stover Harvesting. MSU Extension Livestock Educator.

Gouvernement du Québec. 2023. "Gaz naturel renouvelable et biogaz." Retrieved July 26, 2024 (<https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-appvisionnement-distribution/bioenergies/gaz-naturel-renouvelable>).

Gouvernement du Québec. n.d. "Regulation Respecting the Integration of Low-carbon-intensity Fuel Content into Gasoline and Diesel Fuel." Retrieved April 28, 2023 (<https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/en/document/cr/P-30.01,%20r.%200.1>).

Government of British Columbia. 2023a. "Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation." Retrieved June 5, 2023 (https://www.bclaws.gov.bc.ca/civix/document/id/complete/statreg/394_2008).

Government of British Columbia. 2023b. "Renewable Diesel Refinery a First in Canada | BC Gov News." Retrieved July 24, 2024 (<https://news.gov.bc.ca/releases/2023EMLI0036-000960>).

Gouvernement du Canada. 2020. "Backgrounder: The Governments of Canada and Quebec Invest in Renewable Energy and Organic Residual Waste Management in Varennes." Retrieved April 28, 2023 (<https://www.canada.ca/en/office-infrastructure/news/2020/12/backgrounder-the-governments-of-canada-and-quebec-invest-in-renewable-energy-and-organic-residual-waste-management-in-varennes.html>).

Gouvernement du Canada. 2021. "Plastics Challenge: Improved Compostability of Bioplastics." Retrieved April 26, 2023 (<https://ised-isde.canada.ca/site/innovative-solutions-canada/en/plastics-challenge-improved-compostability-bioplastics>).

Gouvernement du Canada. 2022a. "Canada Gazette, Part 1, Volume 156, Number 44: Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations and the Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Regulations." Retrieved May 5, 2023 (<https://canadagazette.gc.ca/rp-pr/p1/2022/2022-10-29/html/reg2-eng.html>).

Gouvernement du Canada. 2022b. "Consolidated Federal Laws of Canada, Renewable Fuels Regulations." Retrieved May 9, 2023 (<https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2010-189/page-1.html#docCont>).

Gouvernement du Canada. 2023a. "Governments of Canada and Manitoba Provide \$2.9 Million over Two Years to Advance Manitoba as a Leader in Renewable Transportation Fuels." Retrieved August 11, 2023 (<https://www.canada.ca/en/agriculture-agri->

food/news/2023/06/governments-of-canada-and-manitoba-provide-29-million-over-two-years-to-advance-manitoba-as-a-leader-in-renewable-transportation-fuels.html).

Gouvernement du Canada. 2023b. "Indigenous Forestry Initiative." Retrieved June 28, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/forest-sector/indigenous-forestry-initiative/13125#wb-cont>).

Gouvernement du Canada. 2023c. "Low Carbon Economy Fund." Retrieved June 28, 2023 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/climate-change/low-carbon-economy-fund.html>).

Gouvernement du Canada. 2023d. "Net Zero Accelerator Initiative." Retrieved June 28, 2023 (<https://ised-isde.canada.ca/site/strategic-innovation-fund/en/net-zero-accelerator-initiative>).

Gouvernement du Canada. 2023e. "Waste and Greenhouse Gases: Canada's Actions." Retrieved June 1, 2023 (<https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/managing-reducing-waste/municipal-solid/waste-greenhouse-gases-canada-actions.html>).

Gouvernement du Canada, Régie de l'énergie du Canada. 2021. "CER – Market Snapshot: Canadian Wood Pellet Exports Grew 46% between 2015 and 2016." Retrieved April 28, 2023 (<https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2017/market-snapshot-canadian-wood-pellet-exports-grew-46-between-2015-2016.html>).

Gouvernement du Canada, Services publics et Approvisionnement Canada. 2024. "NATIONAL INVENTORY REPORT 1990 – 2022: GREENHOUSE GAS SOURCES AND SINKS IN CANADA." Retrieved June 7, 2024 (<https://publications.gc.ca/site/eng/9.506002/publication.html>).

Gouvernement du Canada, Statistique Canada. 2017. "Results of the Bioproducts Production and Development Survey 2015." Retrieved April 18, 2023 (<https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/18-001-x/18-001-x2017001-eng.htm>).

Gouvernement du Canada, Statistique Canada. 2022. "The Daily – Canada's 2021 Census of Agriculture: A Story About the Transformation of the Agriculture Industry and Adaptiveness of Canadian Farmers." Retrieved April 18, 2023 (<https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/220511/dq220511a-eng.htm>).

Government of Manitoba. 2007. "Ethanol General Regulation."

Government of Manitoba. 2009. "Biodiesel Mandate for Diesel Fuel Regulation."

Government of Ontario. 2020. "Cleaner Transportation Fuels Regulation: Renewable Content Requirements for Gasoline and Diesel Fuels."

Government of Ontario. 2022. "Forest Biomass Action Plan." 35.

Government of Ontario. n.d. "Forest Biomass Program." Retrieved July 28, 2024 (<http://www.ontario.ca/page/forest-biomass-program>).

Gouvernement du Québec. 2023. "Quebec Green Hydrogen and Bioenergy Strategy." Retrieved June 28, 2023 (<https://www.quebec.ca/en/government/policies-orientations/strategy-green-hydrogen-bioenergy>).

Government of Saskatchewan. 2012. "Renewable Diesel Act."

Green Car Congress. 2020. "ASTM Approves 6th Pathway for Sustainable Aviation Fuel (SAF): Catalytic Hydrothermolysis Jet Fuel (CHJ)." Green Car Congress. Retrieved April 26, 2023 (<https://www.greencarcongress.com/2020/02/2020-0201-astmchj.html>).

Greenfield Global. 2023. "Varenes Biorefinery." Greenfield. Retrieved April 28, 2023 (<https://greenfield.com/locations/varenes-quebec/>).

Greenfield Global. n.d. "Renewable Energy." Greenfield. Retrieved July 26, 2024 (<https://greenfield.com/our-markets/renewable-energy/>).

Greenhouse Gas Division Environment Canada, K., ed. 2002. Canada's Greenhouse Gas Inventory: 1990-2000. Ottawa: Environment Canada.

H2 V Énergies. 2022. "H2 V Énergies." H2 V Énergies. Retrieved May 14, 2023 (<https://h2venergies.ca/projet-b%C3%A9cancour>).

Hallbar Consulting Inc., et Research Institutes of Sweden. 2020. On-Farm Biogas Development Handbook: For Farmers in British Columbia.

Hayes, Phil, et Harvey Bradford. 2019. "Biofuels Annual."

Helwig, T., R. Jannasch, Roger Samson, A. DeMaio, et D. Caumartin. 2002. "Agricultural Biomass Residue Inventories and Conversion Systems for Energy Production in Eastern Canada."

Hobson, Charlie. 2018. Renewable Methanol Report. ATA Markets Intelligence S.L. on behalf of the Methanol Institute.

AIE. 2020. An Introduction to Biogas and Biomethane – Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth – Analysis.

AIE. 2021. Net Zero by 2050 – Analysis.

AIE, BioEnergy Task 37. 2021. Potential and Utilization of Manure to Generate Biogas in Seven Countries | Bioenergy.

AIE, Bioenergy Task 39. 2021. "Progress in Commercialization of Biojet." IEA Bioenergy Task 39.

AIE-ETSAP. 2013. Production of Bio-Methanol.

Imperial. 2023. "Imperial Approves \$720 Million for Largest Renewable Diesel Facility in Canada." Retrieved April 21, 2023 (<https://news.imperialoil.ca/news-releases/news-releases/2023/Imperial-Approves-720-million-for-Largest-Renewable-Diesel-Facility-in-Canada/default.aspx>).

Iogen Corporation. 2015. "Iogen Corporation." Retrieved April 28, 2023 (<https://www.iogen.ca/raizen-project/>).

IRENA. 2019. "Solid Biomass Supply for Heat and Power – Technology Brief."

IRENA. 2021a. "Innovation Outlook: Renewable Methanol."

IRENA. 2021b. Reaching Zero with Renewables: Biojet Fuels. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Jensen, Torben. 2021. "Economic Impacts of Short Rotation Woody Crops in Canada." *The Forestry Chronicle* 97(3):266–70. doi: 10.5558/tfc2021-029.

Khan, Nazir A., Peiqiang Yu, Mubarak Ali, John W. Cone, et Wouter H. Hendriks. 2015. "Nutritive Value of Maize Silage in Relation to Dairy Cow Performance and Milk Quality." *Journal of the Science of Food and Agriculture* 95(2):238–52. doi: 10.1002/jsfa.6703.

Khan, Shariq. 2024. "Braya Starts Making Renewable Diesel at Converted Come-by-Chance Plant." Reuters, February 22.

Kim, Daegi, Ki Young Park, et Kunio Yoshikawa. 2017. "Conversion of Municipal Solid Wastes into Biochar through Hydrothermal Carbonization." in *Engineering Applications of Biochar*. IntechOpen.

Kurz, W. A., C. H. Shaw, C. Boisvenue, G. Stinson, J. Metsaranta, D. Leckie, A. Dyk, C. Smyth, and E. T. Neilson. 2013. "Carbon in Canada's Boreal Forest – A Synthesis." *Environmental Reviews* 21(4):260–92. doi: 10.1139/er-2013-0041.

La Presse. 2023. "Coût projeté de 400 millions: Laval abandonne son projet d'usine de biométhanisation." La Presse, February 21.

Langlois-Bertrand, Simon, Kathleen Vaillancourt, Louis Beaumier, Marie Pied, Olivier Bahn, et Normand Mousseau. 2024. Canadian Energy Outlook 2024. Institut de l'énergie Trottier.

Larsen, Ulrik, Troels Johansen, et Jesper Schramm. 2009. Ethanol as a Fuel for Road Transportation. EFP06. IEA AMF.

Le Soleil. 2022. "Le Centre de biométhanisation est bientôt prêt à démarrer." Le Soleil. Retrieved May 14, 2023 (<https://www.lesoleil.com/2022/06/09/le-centre-de-biomethanisation-est-bientot-pret-a-demarrer-9eb6f54b5cb4708fcbf931be9da40ef4/>).

M. Wood, Susan, et David B. Layzell. 2003. A Canadian Biomass Inventory: Feedstocks for a Bio-Based Economy. Prepared for Industry Canada. Contract # 5006125. BIOCAP Canada Foundation.

McGill, Ralph, Paivi Aakko-Saksa, and Nils-Olof Nylund. 2008. Annex XXXIV: Biomass-Derived Diesel Fuels Task 1: Analysis of Biodiesel Options. TransEnergy Consulting, Ltd.

Ministry of Forests. 2020. "Residual Fibre Utilization Policy." Retrieved June 28, 2023 (<https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/forestry/forest-tenures/forest-tenure-administration/residual-fibre-recovery/residual-fibre-utilization-policy>).

Ministry of Forests, BC. n.d. "Residual Fibre Utilization Policy - Province of British Columbia." Retrieved May 12, 2023 (<https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/forestry/forest-tenures/forest-tenure-administration/residual-fibre-recovery/residual-fibre-utilization-policy>).

Monquartier. 2023. "La biométhanisation a débuté à l'usine de Québec." Monquartier. Retrieved May 14, 2023 (<https://monquartier.quebec/2023/biomethanisation-debute-usine-quebec/>).

Ressources naturelles Canada. 2024. "How Are Canada's Forests Harvested Sustainably?" Retrieved July 28, 2024 (<https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/forests/state-canadas-forests-report/how-are-canadas-forests-harvested-sustainably/16494>).

NFI. n.d. "Canada's National Forest Inventory." Retrieved May 8, 2023 (<https://nfi.nfis.org/en/history>).

NGIF Capital. 2020. "The Natural Gas Innovation Fund Announces Project Completion from G4 Insights Inc." NGIF Capital. Retrieved May 13, 2023 (<https://www.ngif.ca/the-natural-gas-innovation-fund-announces-project-completion-from-g4-insights-inc/>).

RNCan. 2011a. "Ethanol." Retrieved April 28, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/transportation-alternative-fuels/alternative-fuels/biofuels/ethanol/3493>).

RNCan. 2011b. "Report on the Technical Feasibility of Integrating an Annual Average 2% Renewable Diesel in the Canadian Distillate Pool by 2011." Retrieved August 3, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/transportation-alternative->

fuels/national-renewable-diesel-demonstration-initiative/nrddi-final-report/nrddi-fr-introduction/3669).

RNCan. 2014. Forest Biomass.

RNCan. 2021a. "Canada Supports Innovation for Compostable Bioplastic." Retrieved April 26, 2023 (<https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2021/04/canada-supports-innovation-for-compostable-bioplastic.html>).

RNCan. 2021b. "Clean Fuels Fund." Retrieved January 31, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fuels/clean-fuels-fund/23734>).

RNCan. 2022. The State of Canada's Forests. Annual Report.

RNCan. 2023. The State of Canada's Forests: Annual Report 2023.

Parkland Corporation. 2022. "Parkland Announces Plans to Expand Co-Processing Activities and Build British Columbia's Largest Renewable Diesel Complex." Retrieved April 21, 2023 (<https://www.parkland.ca/en/investors/news-releases/details/parkland-announces-plans-to-expand-co-processing-activities-and-build-british-columbias-largest-renewable-diesel-complex/609>).

Province of British Columbia. 2023. "Offset Protocols." Retrieved July 4, 2023 (<https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/industry/offset-projects/offset-protocols>).

Province of Manitoba. n.d. "Agriculture | Province of Manitoba." Province of Manitoba - Agriculture. Retrieved June 1, 2023 (<https://www.gov.mb.ca/agriculture/>).

Puettmann, Maureen, Dominik Kaestner, et Adam Taylor. 2016. "CORRIM REPORT – Module D2 Life Cycle Assessment of Softwood Plywood Production in the US Southeast."

REN Energy. 2022. "REN Energy Receives Site Development Approval for Renewable Natural Gas Facility." REN Energy. Retrieved May 19, 2023 (<https://rencorp.ca/ren-energy-receives-site-development-approval-for-renewable-natural-gas-facility/>).

REN21. n.d. "RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT." Retrieved June 9, 2023 (<https://www.ren21.net/gsr-2018>).

SAF Consortium. 2019. "Discover Our SAF Technology | SAF+ Consortium." Retrieved May 9, 2023 (<http://Our%20Technology>).

Sodra. n.d. "Biomethanol." Retrieved March 30, 2023 (<https://www.sodra.com/en/gb/bioproducts/biomethanol/>).

Sothe, Camile, Alemu Gonsamo, Joyce Arabian, Werner A. Kurz, Sarah A. Finkelstein, et James Snider. 2022. "Large Soil Carbon Storage in Terrestrial Ecosystems of Canada." *Global Biogeochemical Cycles* 36(2). doi: 10.1029/2021GB007213.

Statistique Canada. 2011. "Manure and Its Effects." Retrieved April 19, 2023 (<https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/11-402-x/2011000/chap/ag/ag02-eng.htm>).

Statistique Canada. 2017. "Annual Survey of Environmental Goods and Services." Retrieved April 26, 2023 (https://www.statcan.gc.ca/en/statistical-programs/instrument/1209_Q1_V1).

Statistique Canada. 2021. "Total Area of Land in Crops (Excluding Area of Christmas Trees) by Census Division (CD), 2021." Retrieved April 18, 2023 (<https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/95-634-x/2021001/article/00001/catm-ctra-011-eng.htm>).

Statistique Canada. 2022. "Corn, Sweet Corn." Retrieved May 4, 2023 (<https://www.statcan.gc.ca/o1/en/plus/1526-corn-sweet-corn>).

Statistique Canada. 2023. "Estimated Areas, Yield, Production, Average Farm Price and Total Farm Value of Principal Field Crops, in Metric and Imperial Units." Retrieved April 18, 2023 (<https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en/tv.action?pid=3210035901>).

Steeper Energy. 2023. "Steeper Energy Collaborates with Invest Alberta to Bring Biomass Conversion Plant to Alberta." Steeper Energy. Retrieved May 9, 2023 (<https://steeperenergy.com/steeper-energy-collaborates-with-invest-alberta/>).

Sustainable Biomass Program. n.d. "Certificate Holders." Sustainable Biomass Program. Retrieved August 3, 2023 (<https://sbp-cert.org/certifications/certificate-holders/>).

Tidewater Renewables. n.d. "Tidewater Renewables | Core Projects." Retrieved July 24, 2024 (<https://www.tidewater-renewables.com/our-operations/core-projects/>).

Tolan, Jeffrey S. 2002. "Iogen's Process for Producing Ethanol from Cellulosic Biomass." *Clean Technologies and Environmental Policy* 3(4):339–45. doi: 10.1007/s10098-001-0131-x.

TorchLight Bioresources Inc. 2020. *Renewable Natural Gas (Biomethane) Feedstock Potential in Canada*. Ottawa: TorchLight Bioresources Inc.

TOSYNFUEL. 2022. "TOSYNFUEL – Turning Sewage Sludge into Fuels and Hydrogen." Retrieved May 14, 2023 (<https://www.tosynfuel.eu/>).

Total. 2023. "Total and Amyris Renewable Jet Fuel Ready for Use in Commercial Aviation." TotalEnergies.Com. Retrieved March 3, 2023

(<https://totalenergies.com/media/news/press-releases/total-and-amyris-renewable-jet-fuel-ready-use-commercial-aviation>).

UNECE, FAO. n.d. A Guide to Managing the Metrics of Forest Products.

US Department of Energy. 2020. Sustainable Aviation Fuels: Review of Technical Pathways. Bioenergy technologies office.

US Energy Information Administration. n.d. "Glossary." Retrieved April 28, 2023 (<https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php>).

US EPA. 2015. "Biomass CHP Catalog of Technologies." Retrieved June 12, 2023 (<https://www.epa.gov/chp/chp-technologies>).

USDA Foreign Agricultural Service. 2023. Canada: Wood Pellet Annual. CA2023-0002.

Velocys. n.d. "Velocys Factsheet." Retrieved April 26, 2023 (https://velocys.com/wp-content/uploads/2023/03/VSL_Factsheet_MAR23.pdf).

VIRIDITY Hydrogen Inc. n.d. "VIRIDITY Hydrogen Inc. Canadian Green Energy Company." Retrieved March 6, 2023 (<http://www.viridityhydrogen.ca/#vhi>).

Voegele, Erin. 2023. "Parkland Cancels Plans for Canadian Renewable Diesel Project." Retrieved August 3, 2023 (<https://biomassmagazine.com/articles/19811/parkland-cancels-plans-for-canadian-renewable-diesel-project>).

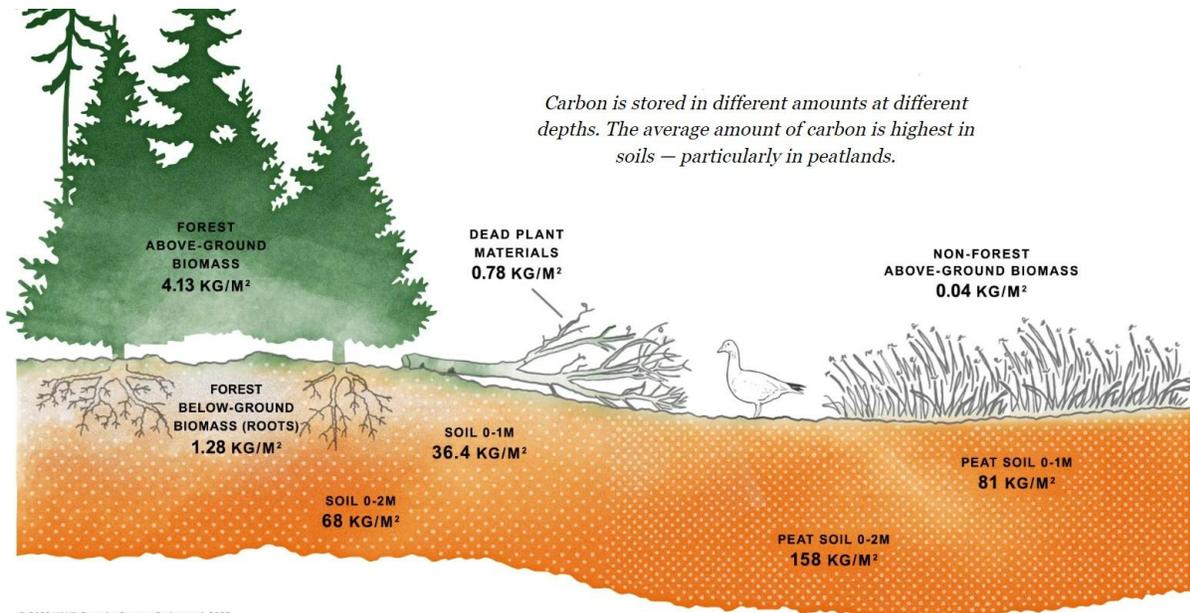
Watters, Alexandra. 2023. Canada Wood Pellet Annual. CA2023-0002. USDA FAS GAIN.

WSP Canada Inc. 2021. Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et portrait de la production de la bioénergie sur le territoire québécois. 201-03354-00.

WWF. 2022. "The State of Carbon in Canada's Natural Landscapes." WWF.CA. Retrieved July 18, 2023 (<https://wwf.ca/carbonmap/>).

7. Annexes

Annexe 1 : Le stock de carbone biogénique dans les écosystèmes forestiers et non forestiers au Canada



Source : WWF, 2022.

Stock de carbone biogénique au Canada	Moyenne ± écart type (kg/m²)	Total (milliards de tonnes de C)
Biomasse aérienne des forêts	4,13 ± 1,80	14
Biomasse souterraine des forêts	1,28 ± 0,36	4,3
Matières végétales mortes en forêt	0,78 ± 0,02	2,6
Biomasse aérienne non forestière	0,04 ± 0,01	0,2
Sol (0-0,3 m de profondeur)	13,2 ± 10	111
Sol (0-1 m de profondeur)	36,4 ± 37	306
Sol (0-2 m de profondeur)	68 ± 75	572
Sols tourbeux (0-1 m de profondeur)	81 ± 67	98
Sols tourbeux (0-2 m de profondeur)	158 ± 134	190

Source : Sothe et al., 2022.

Annexe 2 : Facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des ressources de la biomasse citées dans ce rapport

Biomasse ou biocombustible	Facteurs de conversion du contenu énergétique	Sources
Éthanol	23,6 MJ/L	Larsen, Johansen, et Schramm, 2009; McGill, Aakko-Saksa, et Nylund, 2008; REN21, n.d.
Biodiesel	35,4 MJ/L	McGill et al., 2008
Le méthane	36,5 MJ/m ³	Hallbar Consulting inc. et Research Institutes of Sweden, 2020)
Bois vert (35-58 % teneur en humidité)	3 000 MJ/m ³	IRENA, 2019
Bois sec ^a	8 500 MJ/m ³ 18,69 MJ/kg (base sèche)	Forest Research, n.d.; WSP Canada inc., 2021
Biomasse forestière résiduelle (résidus de récolte)	18,61 MJ/kg (base sèche)	WSP Canada inc., 2021
Panneaux structurels ^b	19 MJ/kg 9 500 MJ par m ³	Puettmann, Kaestner et Taylor, 2016; WSP Canada inc., 2021
Pâte de bois (papier)	15,5 MJ par kg	Kim, Park, et Yoshikawa 2017
Bois de post-consommation	8 500 MJ/m ³ 18,69 MJ/kg (base sèche)	Forest Research, n.d.; WSP Canada inc., 2021
Granules de bois (8-10 % teneur en humidité)	18,6 MJ/kg	
Déchets alimentaires (dans les DSM) ^c	16,73 MJ/kg (base sèche)	WSP Canada inc., 2021
Cultures agricoles (seigle, avoine, mélange de céréales)	18,3 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Ensilage de maïs et foin cultivé	18,0 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Blé	18,4 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Orge	18,2 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Maïs pour les grains	18,8 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Graines oléagineuses de Canola	27,8 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Graines oléagineuses de soja	23,4 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Graines oléagineuses de lin	30,8 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Résidus agricoles (résidus de la culture de maïs)	18 MJ/kg (base sèche)	(Helwig et al. 2002; US EPA 2015)
Résidus des cultures agricoles (paille)	16 MJ/kg (base sèche)	US EPA, 2015; WSP Canada inc., 2021
Céréales et oléagineux	18,3 MJ/kg (base sèche)	Adetona et Layzell, 2019
Déjections animaux (bétail)	8,7 à 18,7 MJ/kg (base sèche)	Font-Palma, 2019

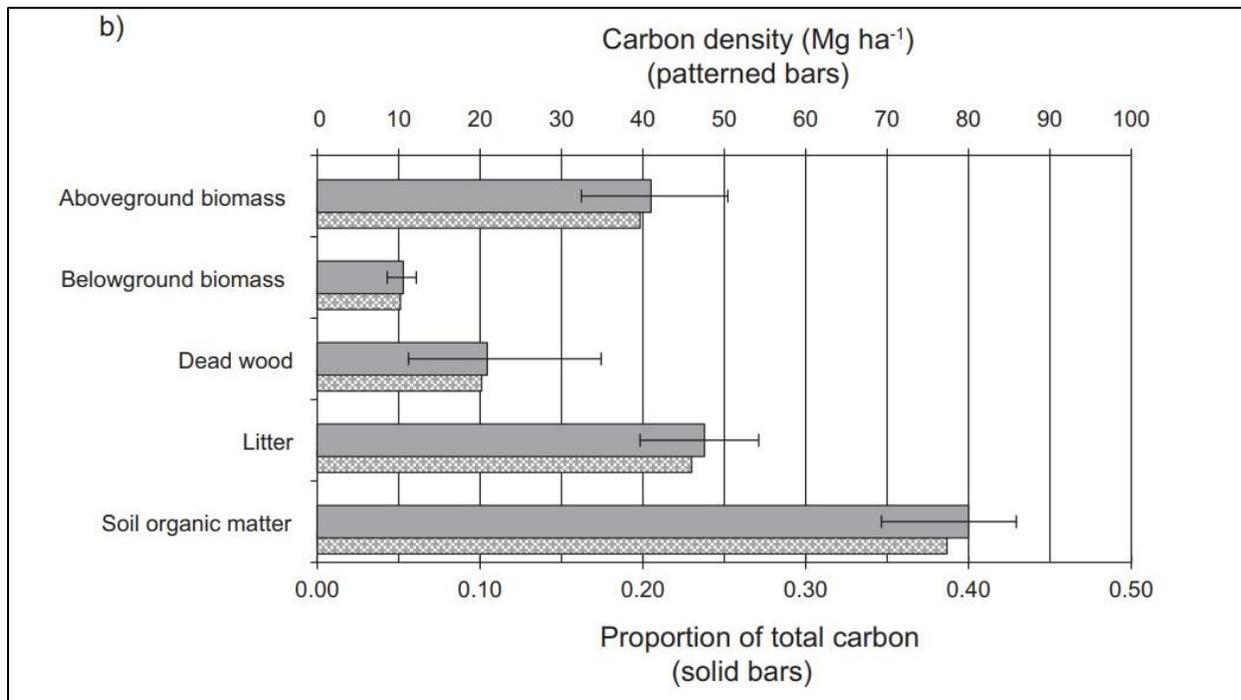
Notes : ^a La même valeur a été utilisée pour toutes les espèces de bois sans différencier les espèces de bois dur et de bois tendre. ^b L'hypothèse pour les panneaux structurels était basée sur le contreplaqué de bois tendre et en supposant une densité de 500 kg/m³. ^c L'hypothèse relative à la quantité totale de déchets organiques dans les DSM a été établie sur la base des données relatives à la teneur énergétique des déchets alimentaires. Teneur en matières sèches des déchets organiques dans les DSM entre 30 et 50 %.

Annexe 3 : Teneur en eau des cultures agricoles utilisées pour calculer le contenu énergétique sur une base sèche

Cultures agricoles	Teneur en humidité (kg H ₂ O/kg sec)
Maïs pour les grains	0,16
Maïs doux frais	0,16
Blé, tous types	0,15
Orge	0,14
Avoine	0,14
Seigle	0,14
Mélange de céréales	0,13
Betteraves à sucre	0,75
Canola	0,1
Soja	0,14
Graines de lin	0,1
Foin cultivé	0,1
Maïs pour l'ensilage	0,75

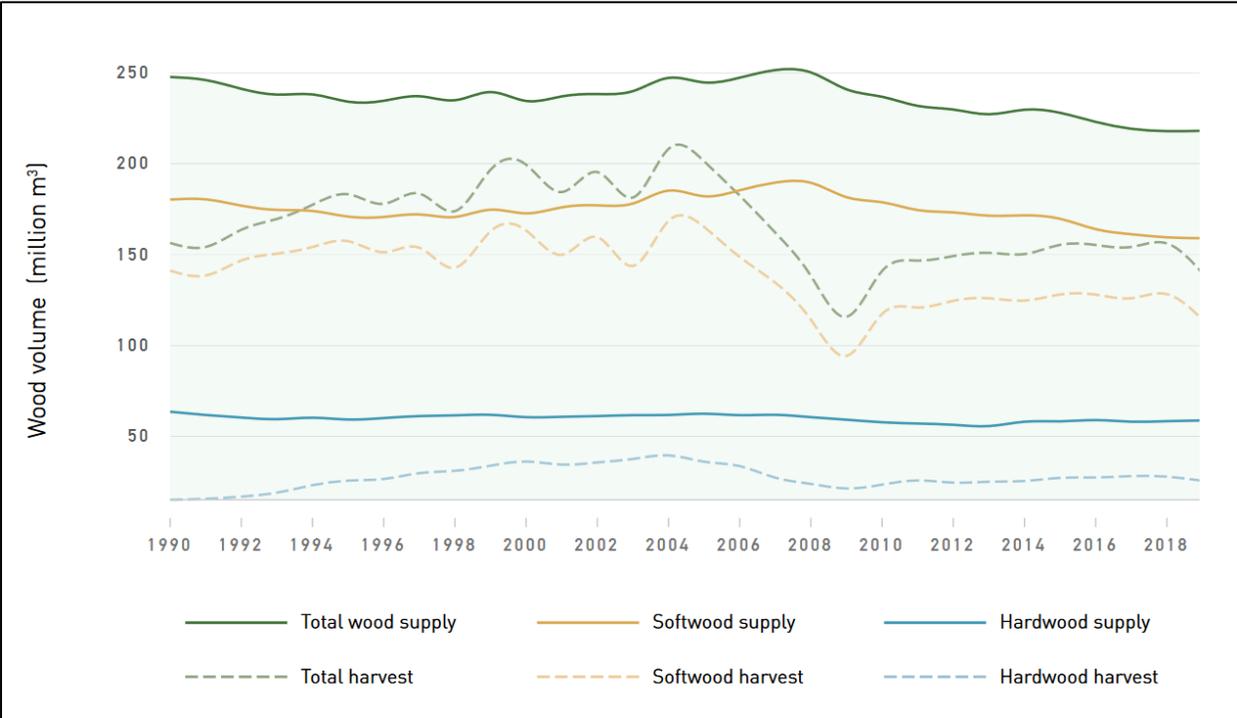
Source : Adetona and Layzell, 2019.

Annexe 4 : Densité du carbone et proportion du carbone total dans la biomasse des terres forestières canadiennes



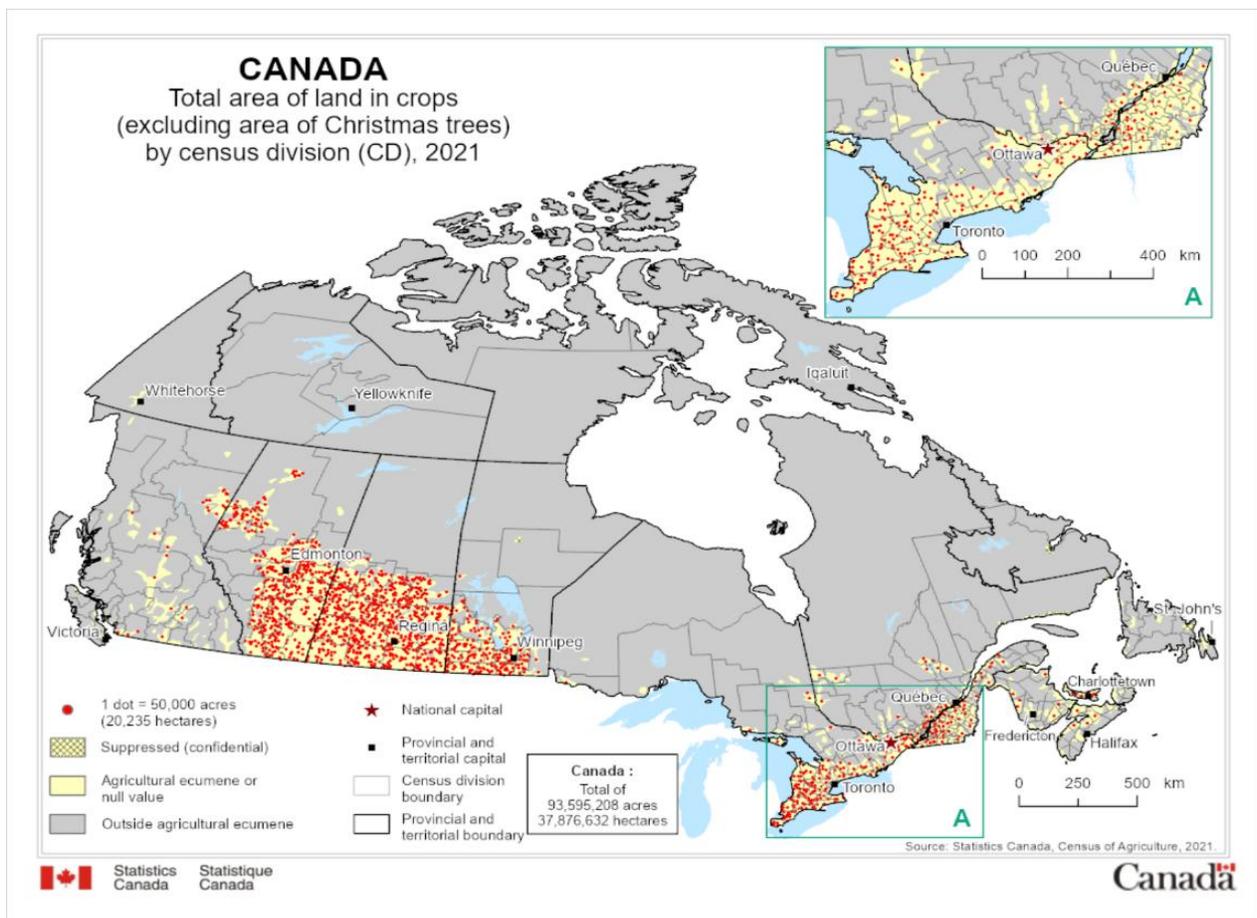
Source : Kurz et al., 2013.

Annexe 5 : Comparaison entre le volume de bois dont la récolte est considérée comme durable et le volume qui a été récolté entre 1990 et 2018 au Canada



Source : Forest Products Association of Canada, 2022; Natural Resources Canada, 2024.

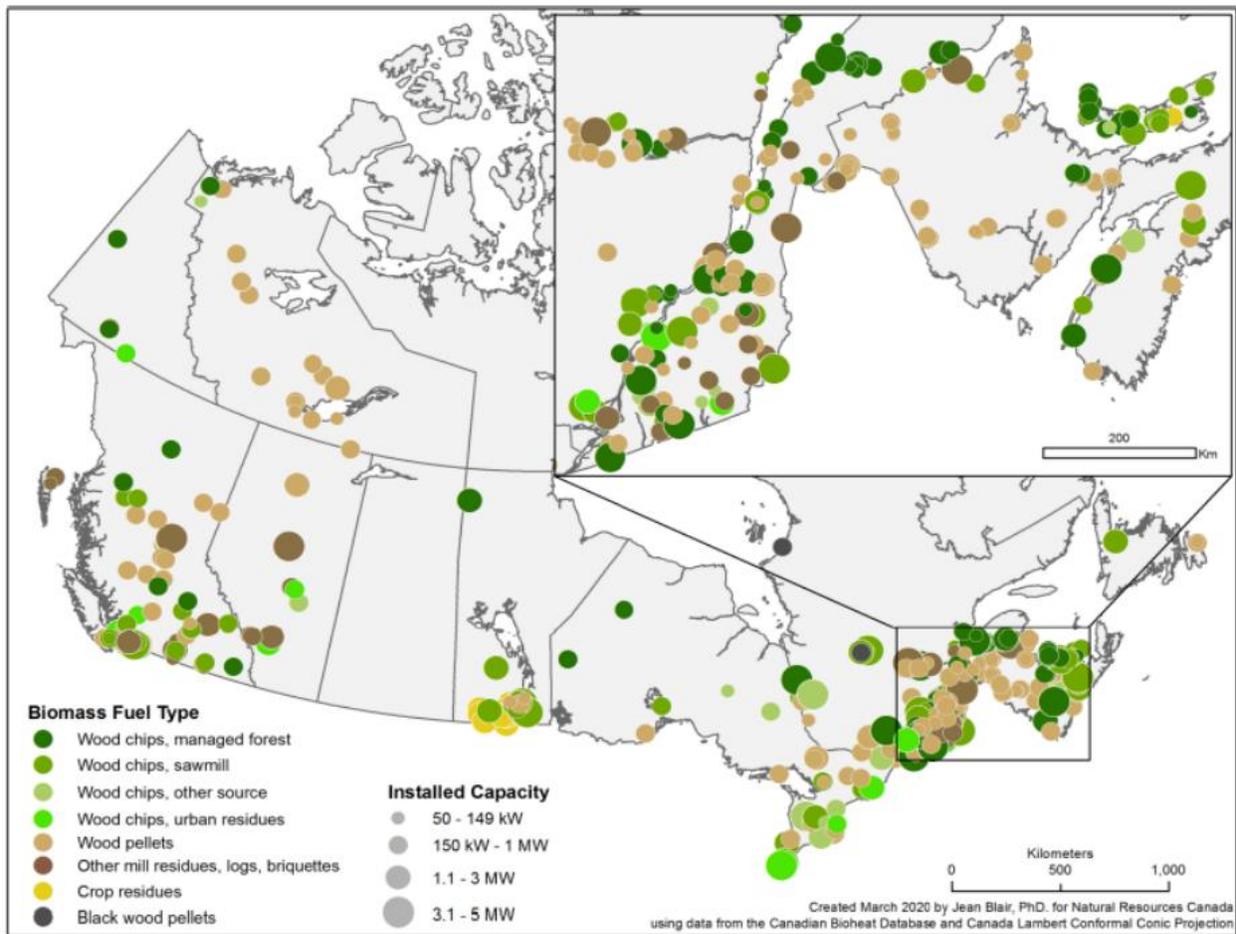
Annexe 6 : Superficie totale des terres cultivées par division de recensement en 2021



Source : Statistique Canada, 2021.

Annexe 7 : Localisation des installations de biochauffage au Canada par type de biomasse, combustible et capacité installée

Des systèmes de biochauffage sont installés dans tout le Canada pour exploiter la biomasse solide. Ces systèmes en utilisent plusieurs types (par exemple, les copeaux de bois, les granules de bois, les autres résidus d'usine de transformation de bois, les résidus de cultures), mais les granules et les copeaux de bois sont les matières premières le plus employées dans les installations de biochauffage à combustible solide au Canada (USDA Foreign Agricultural Service, 2023).



Source : USDA Foreign Agricultural Service, Global Agricultural Information Network (Rapport CA2023-0002) (Janvier 2023)

Figure montrant les emplacements des installations de biochauffage au Canada par type de combustible et capacité installée.

Annexe 8 : Données mensuelles relatives aux statistiques sur les installations de production de combustibles renouvelables

Produits		Janvier 2021	Février 2021	Mars 2021	Avril 2021	Mai 2021	Juin 2021	Juillet 2021	Août 2021	Septembre 2021	Octobre 2021	Novembre 2021	Décembre 2021
Stocks de départ	Matières premières des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	123 290	109 020	107 316	124 474	154 577	121 328	130 068	96 426	89 293	104 196	62 060	113 582
	Céréales, total (tonnes métriques)	118 227	106 126	103 049	120 639	150 424	117 612	125 992	92 542	85 360	101 049	59 081	110 909
	Huiles végétales, total (tonnes métriques)	1 070	832	1 190	764	774	908	840	662	765	724	1 254	898
	Autres matières premières des usines de production de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	3 993	2 062	3 077	3 071	3 379	2 808	3 236	3 222	3 168	2 423	1 725	1 775
	Combustibles renouvelables, total (mètres cubes)	28 017	27 724	22 951	23 338	23 049	27 479	22 677	24 181	20 052	16 848	20 869	25 881
	Éthanol (dénaturé) (mètres cubes)	19 153	20 126	16 571	18 151	16 874	23 047	16 938	19 000	15 154	12 941	16 606	21 365
	Combustibles renouvelables, à l'exception de l'éthanol (mètres cubes)	8 864	7 598	6 380	5 187	6 175	4 432	5 739	5 181	4 898	3 907	4 263	4 516
	Co-produits des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	14 043	16 270	19 966	19 626	9 736	18 148	16 589	18 431	21 335	17 443	20 347	18 711
	Reçus	Matières premières des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	330 723	321 352	417 875	402 987	383 310	406 023	418 716	416 085	433 988	309 959	490 647

	Céréales, total (tonnes métriques)	302 223	289 198	383 745	368 953	355 843	366 464	382 005	380 357	398 288	275 459	453 237	429 610
	Huiles végétales, total (tonnes métriques)	22 450	25 305	28 078	26 142	20 756	31 071	29 020	29 208	30 327	29 496	31 355	34 941
	Autres matières premières des usines de production de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	6 050	6 849	6 052	7 892	6 711	8 488	7 691	6 520	5 373	5 004	6 055	6 066
Entrées	Matières premières des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	344 211	323 028	400 719	373 523	408 032	397 893	447 997	423 137	418 976	353 674	437 332	443 944
	Céréales, total (tonnes métriques)	314 384	292 209	365 998	339 496	379 932	358 389	410 823	387 313	382 621	319 052	399 599	402 767
	Huiles végétales, total (tonnes métriques)	22 686	24 930	28 507	26 132	20 622	31 139	29 199	29 104	30 370	28 965	31 711	34 853
	Autres matières premières des usines de production de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	7 141	5 889	6 214	7 895	7 478	8 365	7 975	6 720	5 985	5 657	6 022	6 324
Production des	combustibles renouvelables, total (mètres cubes)	145 465	139 836	172 532	165 461	172 229	175 038	193 086	185 513	179 772	156 941	194 209	193 131
	Éthanol (dénaturé) (mètres cubes)	116 631	108 904	137 014	130 068	143 350	134 140	155 200	148 267	142 231	121 464	154 607	150 595
	Combustibles renouvelables à l'exception de l'éthanol (mètres cubes)	28 834	30 932	35 518	35 393	28 879	40 898	37 886	37 246	37 541	35 477	39 602	42 536
	Co-produits des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	129 248	121 523	153 033	136 809	150 720	149 380	162 174	156 271	151 760	134 520	153 273	153 712
Stocks finaux	Matières premières des usines de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	108 806	107 326	124 474	154 606	121 328	130 068	96 426	89 293	104 196	62 060	113 582	124 322

Céréales, total (tonnes métriques)	105 932	103 049	120 639	150 424	117 612	125 992	92 542	85 360	101 049	59 081	110 909	121 716
Huiles végétales, total (tonnes métriques)	832	1 200	764	774	908	840	662	765	724	1 254	898	986
Autres matières premières des usines de production de combustibles renouvelables, total (tonnes métriques)	2 042	3 077	3 071	3 408	2 808	3 236	3 222	3 168	2 423	1 725	1 775	1 620
Combustibles renouvelables, total (mètres cubes)	27 724	22 951	23 338	23 049	27 479	22 677	24 181	20 052	16 848	20 869	25 881	26 588
Éthanol (dénaturé) (mètres cubes)	20 126	16 571	18 151	16 874	23 047	16 938	19 000	15 154	12 941	16 606	21 365	19 662
Combustibles renouvelables à l'exception de l'éthanol (mètres cubes)	7 598	6 380	5 187	6 175	4 432	5 739	5 181	4 898	3 907	4 263	4 516	6 926
Co-produits des usines de combustibles renouvelables, totaux (tonnes métriques)	16 270	19 966	19 734	9 748	18 148	16 589	18 431	21 335	17 679	20 347	18 711	14 220

Source : Statistique Canada. Tableau 25-10-0082-01. Statistiques sur les usines de combustibles renouvelables, approvisionnement et utilisation, mensuelle

Annexe 9 : Exemples d'exigences de certains gouvernements en matière de collecte, de torchage et d'usage du gaz d'enfouissement.

Provinces/États/territoires	Exigences relatives à l'installation de systèmes de récupération des gaz d'enfouissement
Québec et Ontario	Sites d'enfouissement d'une capacité supérieure à 1,5 million de mètres cubes de déchets
Colombie-Britannique	Les sites d'enfouissement de plus de 100 000 tonnes de déchets ou de plus de 10 000 tonnes éliminées par an doivent évaluer leurs émissions annuelles de méthane et installer des systèmes de récupération de gaz d'enfouissement si elles en émettent plus de 1 000 tonnes par an.
Californie	Les sites d'enfouissement qui produisent des gaz d'enfouissement avec une capacité de chauffage supérieure à 3,0 MMBtu/hr (~ 650 tonnes de méthane émises par an).

Source : Environnement et changement climatique Canada, 2022f.

Annexe 10 : Liste des parties prenantes et des spécialistes qui ont participé aux ateliers de travail et/ou qui ont fourni des commentaires sur le livre blanc

Nom	Prénom	Organisation
Adetona	Adekunbi	Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada
Aghabararnejad	Milad	CanmetÉNERGIE à Varennes, Ressources naturelles Canada
Alward	Jonathan	Atlantica Centre for Energy
Beaumier	Louis	Institut de l'énergie Trottier
Bédard	Serge	CanmetÉNERGIE à Varennes, Ressources naturelles Canada
Bédard	André	Bureau d'exportation du bois du Québec
Bélanger	Normand	Fonds de solidarité Bioénergie (Fonds FTQ Bioénergie)
Bernier	Daniel	Union des producteurs agricoles
Bourdages	Alain	Produits forestiers Résolu
Bourque	Jean-Pierre	Ministère des Ressources naturelles et des Forêts
Brewin	Dan	Plant Protein Alliance of Alberta (Alliance pour les protéines végétales de l'Alberta)
Broda	Joey	FortisBC
Byatt	Justin	Direction des opérations et du développement forestier, gouvernement du Nouveau-Brunswick
Chenel	Jean-Philippe	Consortium de recherche et innovations en bioprocédés industriels au Québec
Clark	Dylan	Pacific Institute for Climate Solutions
Dagher	Roberta	Institut de l'énergie Trottier
Dickie	Chris	RechercheNB
En bas	Sam	HEMPALTA
Downing	Melissa	Alberta and National Cattle Feeders' Association
Drevet	Tarra	The Simpson Centre
Durany	Gabriel	Plan A Capital
Edom	Éloïse	Institut de l'énergie Trottier
Ell	Wendy	Glacier FarmMedia
Mohammadi	Hana Fateme	University of British Columbia
Finet	Jean-Pierre	ROÉÉ
Foxall	Ryan	BC Ministry of Energy, Mines and Low Carbon Innovation
Gagnon	Bruno	Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada
Gagnon	Yves	Université de Moncton
Germain	Louis	Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ)
Ghatala	Fred	Advanced Biofuels Canada
Goodison	Andrew	Canfor
Goulet	Nicole	Ontario Power Generation
Gulab	Sabrina	The Simpson Centre
Guy Adegbidi	Hector	Université de Moncton Campus d'Edmundston
Harvey	Jacques	J Harvey Consultant & Associés inc.

Nom	Prénom	Organisation
Hays	Fred	AB Beef
Hoffmann	Ron	SixRing
Holowaychuk	Volonté	Alberta Canola
Ishaque	Hanan	The Simpson Centre
Jazinaninejad	Mona	University of New Brunswick
Kehoe	Steve	BMO
Khennache	Lylia	Airex Énergie
Kiro	Ruth	Pollution Probe
Laframboise	Amélie	Ville de Montréal
Landry	Mathieu	Secrétariat du changement climatique, gouvernement du Nouveau-Brunswick
Langlois - Bertrand	Simon	Institut de l'énergie Trottier
Lee	Jason	Environnement et changement climatique Canada
levesque	Jonathan	Biomass Solution Biomasse
Lhermie	Guillaume	The Simpson Centre
Liu	Daniel	Ressources naturelles Canada
Locoh	Ayaovi	Institut de l'énergie Trottier (IET)
Maghzian	Ali	University of British Columbia
Mambo	Tatenda	The Simpson Centre
Marois-Mainguy	Olivier	Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation
Mathis	Chris	Viable Solutions
McGee	Michael	BioEnterprises
McKell	Bretagne	HEMPALTA
Meisser	Janay	UFA Co-Operative Ltd.
Mousse	David	Telus Agriculture
Mousse	Riley	TC Energy
Mousseau	Normand	Institut de l'énergie Trottier
Afzal	Muhammad	University of New Brunswick
Müssenberger	Frank	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs
Naylor	Simon	Viridis Environnement
Niet	Taco	Simon Fraser University
Paré	Benoit	Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie
Pauer	Stefan	Clean Energy Canada
Pinault	Eric	Université de Québec à Montréal
Prodan	Hugh	Bio Alberta
Rancourt	Emmanuelle	Vision Biomasse Québec - Nature Québec
Sanguinetti	Lucie	The Simpson Centre
Sebaa	Nazim	Association des consommateurs industriels de gaz
Sharma	Mahima	Association des produits forestiers du Canada

Nom	Prénom	Organisation
Sieppert	Jackie	School of Public Policy, University of Calgary
Sokhansanj	Shahab	University of British Columbia
Sorenson	Brian	Canary Biofuels
Tauvette	Geoff	Canadian Council for Sustainable Aviation Fuels
Thellen	Philippe	Ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE)
Thiffault	Evelyne	Université Laval
Thomson	Ian	Advanced Biofuels Canada
Blanc	Troie	BioComposites Group
Whitmore	Johanne	HEC
Wiskar	Shawn	The Simpson Centre
Wolinetz	Michael	Navius Research
Wong	Tammy	Ontario Power Generation
Xie	Sheng	Ressources naturelles Canada
Zhu	Hui	UBC Clean Energy Research Centre
Zuleta	Liliana	Emissions Reduction Alberta