

Biomasse et carboneutralité : Élaboration d'une grille d'évaluation

État des lieux au Canada

Version préliminaire

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

Créé en 2013, grâce à un don généreux de la Fondation familiale Trottier, l'IET a pour but d'aider à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques, de soutenir la recherche de solutions durables pour aider à accomplir la transition qui s'impose et de contribuer à la diffusion des connaissances et aux débats sur les questions énergétiques. Cette diversité d'expertises permet la formation d'équipes de travail transdisciplinaires, condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le contexte de lutte aux changements climatiques.

À propos de l'Accélérateur de Transition

L'Accélérateur de Transition (l'Accélérateur) a pour objectif de soutenir la transition du Canada vers un avenir carboneutre tout en contribuant à la résolution des problèmes sociétaux. 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.

Clause de non-responsabilité

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 responsable de l'utilisation qui découlerait de ces informations.

Financement

Ce projet est financé par le Fonds d'action et de sensibilisation pour le climat d'Environnement et Changement Climatique Canada, avec le soutien financier de l'Accélérateur de Transition et de l'Institut de l'énergie Trottier.

Institut de l'énergie Trottier
Polytechnique Montréal
2900, boul. Édouard-Montpetit
2500, chemin de Polytechnique
Montréal (Québec) H3T 1J4
Web : iet.polymtl.ca
Twitter : @EnergieTrottier

Version 20230828

Équipe de rédaction

Roberta Dagher, PhD – Associée de recherche

L'Institut de l'énergie Trottier et l'Accélérateur de Transition

Roberta Dagher est titulaire d'un doctorat en génie du bois et des matériaux biosourcés de l'Université Laval. Elle a effectué sa thèse de doctorat ainsi qu'un stage postdoctoral au *Centre de Recherche sur les Matériaux Renouvelables* (CRMR) de l'Université Laval. Après une formation académique spécialisée en chimie, son expérience de recherche a été acquise dans les domaines de la chimie du bois, de la caractérisation des matériaux et de l'évaluation de la résistance au feu du bois.

Ayaovi Locoh, PhD – Associé de recherche

Institut de l'énergie Trottier

Ayaovi Locoh est économiste et titulaire d'un doctorat spécialisé en économie de l'énergie de l'Université Laval. Ancien membre du *Centre de Recherche sur les Matériaux Renouvelables* (CRMR) et de *l'Institut d'Innovations en Écomatériaux, Écoproduits et Écoénergies à base de biomasse* (I2E3), il a développé son expertise dans les domaines des énergies renouvelables, de la transition énergétique et des processus décisionnels.

Louis Beaumier, M.A. Sc – Directeur exécutif

Institut de l'énergie Trottier

Diplômé de Polytechnique Montréal, Louis Beaumier a travaillé pendant plusieurs années en développement de logiciels. Il touche à divers domaines d'application, allant de systèmes distribués de simulation immersive à des interfaces de reconnaissance de la parole. L'expérience acquise au fil des années et au fil des affectations – de développeur à directeur recherche et développement – l'amène à constater qu'un problème mal compris, tout comme une solution mal présentée, est souvent la principale source de difficultés dans un projet. Après plusieurs années en gestion de produits, au cours desquelles il a affiné sa capacité à comprendre les problèmes et à présenter des solutions, il s'est joint à l'IET. Son travail à l'Institut ajoute un sens de l'engagement qui faisait défaut dans ses fonctions antérieures.

Normand Mousseau, PhD – Directeur scientifique

L'Institut de l'énergie Trottier et l'Accélérateur de Transition

Normand Mousseau est professeur de physique à l'Université de Montréal, directeur scientifique de l'Institut de l'énergie Trottier et directeur de recherche à l'Accélérateur de Transition. Après un doctorat à la Michigan State University, il a travaillé comme chercheur postdoctoral à l'Université d'Oxford, en Angleterre ainsi qu'à l'Université de Montréal. Il est un chercheur de renommée mondiale dans le domaine des matériaux complexes et de la biophysique, avec plus de 150 articles scientifiques à son actif. Il est activement impliqué dans les politiques énergétiques et climatiques, ayant coprésidé la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec en 2013, et publié plusieurs ouvrages dans ce domaine.

Contexte

La biomasse est appelée à jouer un rôle majeur dans la transition vers la carboneutralité et de nombreuses études évaluent le potentiel des ressources de la biomasse pour le déploiement des systèmes bioénergétiques au Canada. Bien que les ressources de la biomasse soient abondantes et renouvelables, la proportion 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 considérée comme 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, la conversion en bioéthanol, en biocarburants pour l'aviation, 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 diesel renouvelable. En fonction du développement de ces projets, cette concurrence pourrait soit accélérer la décarbonation, soit créer d'importantes tensions.

Avec le développement de multiples technologies de conversion, les demandes concurrentes de divers secteurs économiques et une disponibilité limitée des ressources de la biomasse, quelles voies contribueraient le mieux à la carboneutralité au Canada ? L'objectif de ce projet est de co-développer, à travers plusieurs échanges et ateliers avec des parties prenantes et des spécialistes, 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.

Dans ce rapport, nous présentons une vue d'ensemble de la situation actuelle au Canada concernant les ressources de la biomasse et la production de divers bioproduits. L'analyse a été réalisée en cherchant dans la littérature des informations accessibles au public sur les quantités de ressources de la biomasse au Canada et 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, y compris les usages énergétiques et non énergétiques. Cette première analyse nous permet d'identifier certaines incertitudes clés liées à l'utilisation des ressources de la biomasse dans un contexte de transition vers la carboneutralité. Ce rapport sera partagé avec des parties prenantes et des spécialistes afin de recevoir des commentaires d'une grande

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

Note aux lectrices et aux lecteurs

Cette version du rapport est encore en cours d'élaboration. Bien que les auteurs invitent les lectrices et les lecteurs à ajouter leurs commentaires et/ou suggestions sur n'importe quel élément du rapport, certains éléments ont déjà été identifiés comme présentant un intérêt particulier. Ils sont mis en évidence comme suit :



Cette icône identifie des notes des auteurs. Ces notes soulèvent des hypothèses, des idées ou des éléments spécifiques à discuter.



Cette icône identifie des questions des auteurs sur des sujets qui doivent être approfondis.

Table des matières

1. Aperçu	1
1.1. Défi de la carboneutralité.....	1
1.2. Situation actuelle dans les secteurs de la biomasse.....	3
1.3. Incertitudes et préoccupations	6
2. Matières premières de biomasse au Canada	9
2.1. Secteur forestier	9
2.2. Secteur agricole.....	11
2.3. Déchets urbains et ruraux.....	16
3. Usages énergétiques et non énergétiques de la biomasse.....	18
3.1. Biocombustibles solides	18
3.2. Biocarburants liquides	20
3.2.1. Bioéthanol	21
3.2.2. Biodiesel.....	22
3.2.3. Diesel renouvelable	23
3.2.4. Le biobrut et la biohuile.....	24
3.2.5. Biométhanol.....	25
3.2.6. Biocarburants d'aviation	25
3.3. Biogaz et gaz naturel renouvelable.....	29
3.4. Biohydrogène.....	34
3.5. Usages non énergétiques	35
3.5.1. Alimentation humaine et animale	36
3.5.2. Produits du bois conventionnels et non conventionnels	37
3.5.3. Bioproduits chimiques et biomatériaux	38
4. Émissions et absorptions de GES dans les secteurs de la biomasse	39
4.1. Secteur de l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (ATCATF).....	39
4.2. Secteur agricole.....	43
4.3. Secteur des déchets.....	44

5. Réglementations au Canada ayant un impact sur la demande de récolte et d'usage de la biomasse.....	45
5.1. Système de tarification de carbone au Canada.....	45
5.2. Intensité en carbone des combustibles	46
5.3. Marché du carbone et crédits compensatoires.....	47
5.4. Valeur potentielle du stock de carbone biogénique	48
5.5. Autres programmes et politiques au Canada ayant un impact sur la demande de la biomasse pour le chauffage et l'énergie.....	50
6. Références	53
7. Annexes.....	66
Annexe 1 : Stock de carbone biogénique dans les écosystèmes forestiers et non forestiers au Canada	66
Annexe 2 : Facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des ressources de la biomasse citées dans ce rapport	67
Annexe 3 : Facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des déjections animales.....	68
Annexe 4 : Teneur en eau des cultures agricoles utilisées pour calculer le contenu énergétique sur une base sèche.....	69
Annexe 5 : Densité du carbone et proportion du carbone total dans la biomasse des terres forestières canadiennes	70
Annexe 6 : 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.....	71
Annexe 7 : Figure montrant la superficie totale des terres cultivées par division de recensement en 2021	72
Annexe 8 : Localisation des installations de biochauffage au Canada par type de biomasse, combustible et capacité installée	73
Annexe 9 : Données mensuelles relatives aux statistiques sur les installations de production de combustibles renouvelables	74
Annexe 10 : Exemples d'exigences de certains gouvernements en matière de collecte, de torchage et d'usage du gaz d'enfouissement.	77

Liste des figures

Figure 1 : Principaux usages de la biomasse dans les scénarios de carboneutralité des Perspectives énergétiques canadiennes publiées par l'IET en 2021	2
Figure 2 : Sources de bioénergie selon le type dans les scénarios de carboneutralité des Perspectives énergétiques canadiennes publiées par l'IET en 2021	3
Figure 3 : Comparaison de différentes voies de conversion des biocarburants	29
Figure 4 : Émissions nettes de GES dans les forêts aménagées au Canada (toutes zones confondues, y compris les zones d'activités forestières et de perturbations naturelles)	40
Figure 5 : Émissions et absorptions dans les « terres forestières restantes terres forestières » par composante de peuplement (ne tiens pas compte des émissions provenant des produits ligneux récoltés)	42
Figure 6 : Schéma simplifié du flux de carbone après la récolte des produits ligneux ...	43

Liste des tableaux

Tableau 1 : Résumé des quantités annuelles des principales matières premières de la biomasse et des bioproduits au Canada	5
Tableau 2 : Catégories de la biomasse dans le secteur forestier	9
Tableau 3 : Superficie des forêts au Canada	9
Tableau 4 : Volume de bois dans les forêts canadiennes	10
Tableau 5 : Catégories de la biomasse dans le secteur agricole	11
Tableau 6 : Production agricole au Canada en 2022	13
Tableau 7 : Résidus de récolte du secteur agricole au Canada par année	14
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	17
Tableau 11 : Industrie canadienne des granules de bois en 2021	19
Tableau 12 : Biomasse utilisée pour la production annuelle de biocarburants liquides au Canada	20
Tableau 13 : Industrie canadienne des biocarburants liquides en 2021	20
Tableau 14 : Industries de bioéthanol au Canada en 2022	22
Tableau 15 : Technologies de production de biocarburants d'aviation développées au niveau mondial	28
Tableau 16 : Production totale de biogaz et de GNR au Canada en 2020	30
Tableau 17 : Exemples de projets de production de GNR dans des installations de traitement des déchets solides municipaux et des eaux usées au Canada	33
Tableau 18 : Exemples d'usages non énergétiques de la biomasse	36
Tableau 19 : Production et consommation de produits du bois au Canada en 2021	37

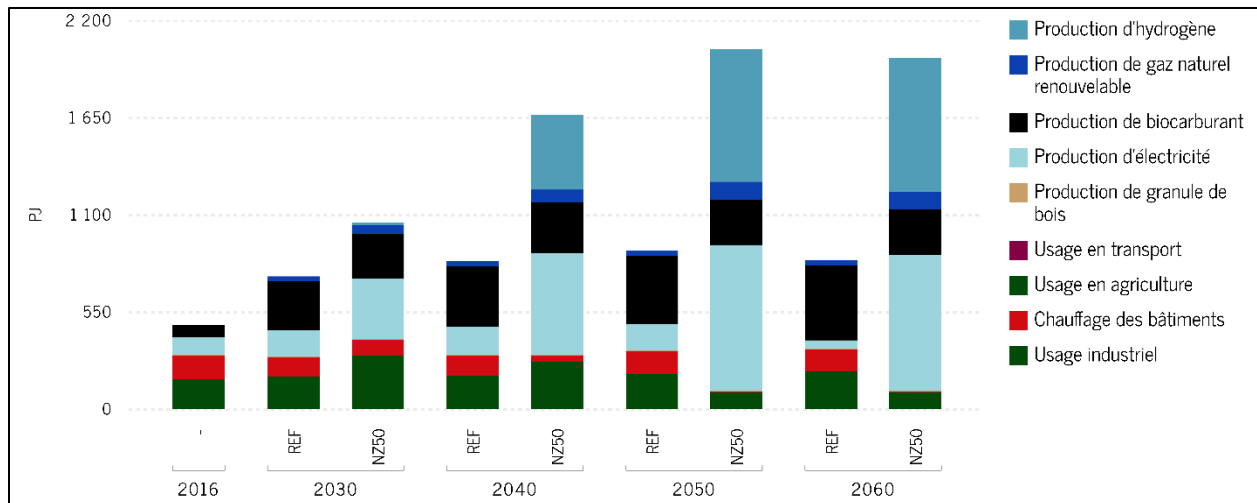
Tableau 20 : Estimations des flux nets de GES en 2021 du secteur de l'ATCATF au Canada	39
Tableau 21 : Inventaire des émissions de GES des forêts canadiennes	41
Tableau 22 : Résumé des normes canadiennes relatives aux combustibles propres	47
Tableau 23 : Estimations de la valeur du stock de carbone biogénique	50

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 et une grande variété des 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 important dans la décarbonation de nombreux secteurs, notamment les transports, le chauffage des locaux et l'utilisation industrielle.

1.1. Défi de la carboneutralité

La plupart des récentes études de modélisation énergétique au Canada, qui prévoient une transition vers un avenir carboneutre en 2050, incluent la bioénergie dans les scénarios qui en résultent (Canadian Climate Institute 2021b ; IEA 2021; Langlois-Bertrand et al. 2021). Dans les Perspectives énergétiques canadiennes 2021 de l'IET (Figure 1), la production de la bioénergie augmente rapidement avant 2030 pour le scénario de carboneutralité, avec une contribution particulièrement importante à la décarbonation du secteur des transports (biocarburants), à la production d'électricité avec captage et stockage du carbone (BECSC) et à l'usage industrielle. Ce rôle restreint est dû au manque d'alternatives pour produire des émissions négatives et aux mandats en matière de combustibles propres. Ces usages énergétiques sont toutefois limités par la disponibilité de la biomasse, les applications non énergétiques concurrentes et le reste des émissions associées à son usage (Langlois-Bertrand et al. 2021).

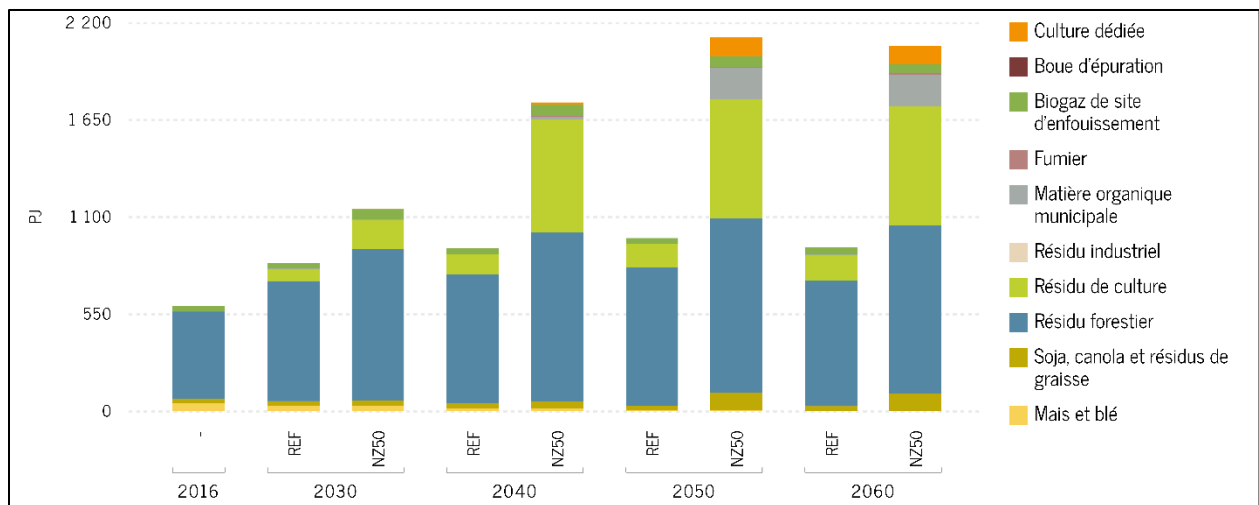


Source : (Langlois-Bertrand et al. 2021)

Note : REF est un scénario de référence présentant des résultats qui n'utilisent aucun objectif contraignant de réduction des émissions de GES. NZ50 est un scénario qui impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de CO₂e émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005.

Figure 1 : Principaux usages de la biomasse dans les scénarios de carboneutralité des Perspectives énergétiques canadiennes publiées par l'IET en 2021

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 montre les types de ressources de la biomasse qui ont été incluses dans le scénario de 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 de carboneutralité ; cependant, l'utilisation de résidus de cultures agricoles augmente rapidement et atteint plus de 30 % du total des sources de la biomasse en 2050. D'autres sources de la biomasse, telles que les cultures énergétiques, les déchets organiques municipaux, les gaz des sites d'enfouissement, le soja, le canola et les résidus gras, contribuent également à la production énergétique dans ces scénarios.



Source : (Langlois-Bertrand et al. 2021)

Note : REF est un scénario de référence présentant des résultats qui n'utilisent aucun objectif contraignant de réduction des émissions de GES. NZ50 est un scénario qui impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de CO₂e émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005.

Figure 2 : Sources de bioénergie selon le type dans les scénarios de carboneutralité des Perspectives énergétiques canadiennes publiées par l'IET en 2021

1.2. Situation actuelle dans les secteurs de la biomasse

L'objectif de ce rapport est de résumer les principales données et informations tirées de la littérature concernant les quantités de ressources de la biomasse au Canada et de présenter la situation actuelle concernant la récolte, la production et la mobilisation de ressources de la biomasse dans les secteurs de l'agriculture, de la foresterie et des déchets urbains/ruraux. La recherche de données a été effectuée principalement à partir des données publiées par le gouvernement du Canada par le biais de différentes sources, notamment Statistique Canada, Environnement et Changement Climatique Canada et Ressources Naturelles Canada. Cependant, pour les informations qui n'étaient pas disponibles sur ces plateformes, les données ont été collectées à partir de rapports publiés, d'articles scientifiques, de sites web des industries, etc.

Le Tableau 1 présente un résumé des quantités produites des matières premières de la biomasse et de bioproduits au Canada. Les données relatives à chaque type de la biomasse sont présentées plus en détail dans 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.



Les facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des ressources de la biomasse au Canada sont présentés à Annexe 2, Annexe 3 et Annexe 4. La méthode utilisée pour estimer la valeur du stock de carbone biogénique est présentée dans la section 5.4 du présent rapport.

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

Description		Quantités produites par an	Contenu énergétique (PJ)	Valeur potentielle du stock de carbone à 65 \$/t CO ₂ (milliards de \$)	Valeur potentielle du stock de carbone à 170 \$/t CO ₂ (milliards de \$)
Matières premières de la biomasse					
Secteur forestier	Volume de bois récolté	143 millions de m ³	1,216	2 à 11	6 à 29
	Résidus de la récolte *	21 Mt (sec)	390	1 à 2	3 à 6
Secteur agricole	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)	146	-	-
Déchets urbains et ruraux	Bois et produits du bois	2,8 Mt	52	-	-
	Autres déchets organiques	9,4 Mt	47 à 110	-	-
Bioproduits					
Biocombustibles solides	Granules de bois	3,5 Mt	59	-	-
Biocarburants liquides	Bioéthanol	1 642 millions de litres	35	-	-
	Diesel renouvelable	0	0	-	-
	Biodiesel	431 millions de litres	15	-	-
	Biobrut et biohuile			-	-
	Biométhanol	0	0	-	-
Biocarburants d'aviation	0	0	-	-	
Biogaz et GNR		-	22	-	-
Biohydrogène		0	0	-	-
Utilisations non énergétiques	Bois d'œuvre résineux	56 millions de m ³	476	-	-

	Panneaux structuraux	9 millions de m ³	85	-	-
	Bois d'œuvre de feuillus	0,9 million de m 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 la biomasse et la précision est nécessaire.

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

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

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 ci-dessous présente 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 à 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 la biomasse sur les terres exploitées ?
- (b) **Concurrence entre les différents producteurs d'énergie pour les mêmes ressources** : Avec une disponibilité limitée des matières premières et une demande croissante pour leur utilisation par différents producteurs d'énergie, sur quelle base se fera l'arbitrage pour la meilleure utilisation ? 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 l'augmentation de la production de diesel renouvelable ou de SAF dépendrait des aspects économiques et de l'existence d'incitations appropriées (Allan, Goldman, and Tauvette 2023).

- (c) **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) **Alternatives** : Si un certain système d'usage de la bioénergie n'est pas installé, quelle sera la source d'énergie alternative utilisée ? Ou, si un certain type de la biomasse n'est pas collecté 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) **Hypothèse de « neutralité carbone »** : La bioénergie est souvent considérée comme 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) **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 qui mènent à des émissions négatives 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) **Valeur du stock de carbone biogénique** : Les ressources de la biomasse stockent de grandes quantités de carbone jusqu'à ce qu'elles soient libérées dans l'atmosphère à travers la récolte et l'utilisation énergétique. Actuellement, il n'y a pas de valeur économique du stock de carbone, 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 de sa neutralité en carbone.

Si le système actuel est réévalué, quelle serait la valeur du stock de carbone aujourd'hui et en 2050 ?

(h) 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 un double comptage 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 au lieu de la combustion influe-t-elle sur les pratiques durables des pays déclarants ?

2. Matières premières de biomasse au Canada

2.1. Secteur forestier

Les ressources de la biomasse forestière sont divisées en trois catégories principales en fonction de leur origine : produits et résidus des opérations forestières, résidus des industries de transformation du bois et des cultures énergétiques (Tableau 2) (NRCan 2014; WSP Canada Inc 2021). Dans ce rapport, les produits en fin de vie issus de la construction, de la rénovation et de la démolition (CRD) ont été pris en compte dans les 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 : (NRCan 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 (NRCan 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** (NRCan 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 : (NRCan 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 exploité de manière durable	215.3
Volume total de bois récolté en 2020 (Bois rond industriel, bois de feu et bois de chauffage)	143.1
Bois rond industriel récolté en 2020 (billes, bois à pâte, autres)	141.1

Source : (NRCan 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 de développer des outils pour la mise en œuvre d'un programme de boisement à grande échelle au Canada (Canadian Forest Service 2023 ; Jensen 2021).

Les opérations forestières génèrent de nombreux résidus, notamment des branches et des troncs ou des parties de troncs de faible qualité. Ces ressources de la biomasse sont appelées des résidus forestiers primaires ou la biomasse résiduelle et sont laissées sur place après les opérations de récolte. La biomasse résiduelle issue des opérations de récolte forestière est généralement brûlée dans des « tas de débris forestiers » à proximité du site d'exploitation. « 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 pour 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 juridictions. On estime que la disponibilité nationale

annuelle de la biomasse résiduelle est d'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 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 (NFI 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 soutenir des installations qui consomment **au moins 500 000 tms**, y compris du bois de pâte, des résidus d'usine de bois et des résidus de la récolte (TorchLight Bioresources Inc. 2020).

 Quel sera l'impact des feux de forêt de 2023 sur l'estimation des volumes de l'approvisionnement durable en bois ?

2.2. 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 types de biomasse qui sont également utilisés 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

(a) Cultures agricoles

Parmi tous les types de grandes cultures et de foin, le canola représente 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. Government of 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.

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 %** du total des exploitations agricoles). En 2021, le Canada comptait **65 135** fermes spécialisées dans les oléagineux et les céréales. Les céréales et les oléagineux représentaient **99 %** du volume de la biomasse agricole utilisé pour la production de bioproduits en 2015 (Government of 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 fabriquer du pain, des tortillas et d'autres produits de boulangerie (Statistics Canada 2022).

Le maïs est une culture adaptée à la production d'ensilage, un produit conservé par fermentation pour l'alimentation animale. 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). Il est également utilisé comme matière première importante pour la bioénergie dans certains pays (exemple : Allemagne) dans les installations de biogaz et de GNR (TorchLight Bioresources Inc. 2020).

Les détails de la production actuelle de biocarburants et d'autres bioproduits au Canada sont abordés dans les sections suivantes de ce rapport. En ce qui concerne la production de la biomasse des cultures agricoles, les quantités produites par an 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 <i>(à l'exclusion du maïs doux et du maïs pour l'ensilage)</i>	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	1035
	Cultures sucrières	Betteraves à sucre	1,279
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.

(b) Résidus de récolte

Les résidus de grandes cultures comprennent les résidus de cultures de maïs, 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 en les incorporant au régime alimentaire des animaux avec d'autres aliments de haute qualité (Agriculture Knowledge Centre of Saskatchewan n.d.).

Les résidus de cultures de maïs sont les résidus de la récolte de maïs qui restent dans le champ et comprend les feuilles, les tiges, les enveloppes et les épis. Le grain de maïs représente environ 40 à 50 % de la matière sèche de la plante de maïs et le reste de la plante de maïs reste dans le champ après la récolte. Les résidus de cultures de 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 de récoltes agricoles au Canada n'étaient pas trouvées ; des estimations ont donc été réalisées sur la base des méthodes trouvées 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 of Manitoba n.d.) (Statistics Canada 2023) (TorchLight Bioresources Inc. 2020).



Méthode d'estimation : Selon le site Internet du gouvernement du Manitoba, pour estimer les tonnes par acre de matière sèche des résidus de cultures de maïs restant à être pâturer ou à mettre 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 of 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 était de 3 568 200 acres (Statistics Canada 2023). Par conséquent, si nous supposons une production de 4 tonnes/acre, le rendement des résidus des cultures de maïs serait de 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 and 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). Le rapport de Torchlight Bioresources mentionne que la disponibilité annuelle de la paille dans les provinces des Prairies varie considérablement et que, dans 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).



Méthode d'estimation : Dans le rapport de Torchlight Bioresources, ils ont supposé un rendement en biogaz de 400 m³ par tonne sèche de paille ; cependant, ils n'ont pas précisé la teneur en méthane du biogaz. Nous avons supposé que la teneur en méthane du biogaz serait de l'ordre de 50 à 65 %. Ils ont estimé le potentiel des pailles pour la production de GNR 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 plus élevée (environ 43 Mt) et si nous supposons un rapport

paille/grains du blé de 1,3 : 1, comme indiqué dans d'autres références, la quantité totale serait encore plus élevée (M. Wood and B. Layzell 2003).

(c) Déjections animales

Les déjections animales (fumier et lisier) constituent la troisième catégorie de biomasse du secteur agricole qui est 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 (Statistics Canada 2011).

La production journalière de fumier et lisier au Canada est estimée par des 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 (Annexe 3) et actuellement, environ 1 à 2 % de la quantité totale est utilisée à des fins énergétiques (les détails sont examinés plus en détail dans la section 3).

Le nombre d'animaux au Canada, les quantités de fumier et lisier des groupes d'animaux les plus importants et leur contenu énergétique sont présentés dans le Tableau 8. Il est important de noter que la quantité totale de fumier et lisier déclarée n'est pas nécessairement facilement valorisable 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	59.8
Veau	3,856,750	3,387	22.6
Vache laitière	971,000	2,404	16.0
Génisses de boucherie	615,750	1,056	7.0
Volaille : poulet de chair	109,531,538	830	6.5
Porc (plus de 60 kg)	4,517,500	697	5.8
Bouvillon	1,381,800	682	4.5
Génisse laitière	434,400	618	4.1
Taureau	218,900	557	3.7
Abattage des génisses de boucherie	807,000	446	3.0
Cheval	291,561	394	3.9
Dinde	8,423,900	257	2.0
Autre	-	1,100	7.3
Total	180,960	21,400	146

Source : (IEA 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. 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 totale de déchets solides produits au Canada était de **35,6 Mt** (Environment and Climate Change Canada 2022b). Une petite partie des déchets produits au Canada est détournée (28 % en 2018) par recyclage ou compostage et le reste des déchets est envoyé à l'élimination. Les déchets sont principalement éliminés dans des sites d'enfouissement canadiens et une petite partie de ces déchets est envoyée aux États-Unis ou incinérée (Tableau 9). Le Tableau 10 indique les quantités totales de DSM (y compris les déchets organiques) envoyées pour être éliminé ou détourné dans les provinces et territoires canadiens.

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 de déchets organiques	Alimentation	5.8 ^a	9.4 ^a	
		Papier	2.5 ^a		
		Cour et jardin	1.1 ^a	2.8 ^a	
		Bois et produits du bois	2.8 ^a		
	par secteur	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 : (Environment and Climate Change 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. 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'usage de la biomasse à des fins énergétiques comprennent les biocarburants solides, les biocarburants liquides, le biogaz, le gaz naturel renouvelable et le biohydrogène. Les quantités produites pour diverses catégories ont été trouvées dans différentes sources accessibles au public.

3.1. Biocombustibles solides

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

Pour produire des granules de bois, les industries canadiennes s'appuient principalement sur les résidus des scieries ainsi que sur le bois de faible qualité et les 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 représente environ 45 % de la production canadienne de granules, la biomasse utilisée pour la production de granules comprend principalement des sous-produits issus des scieries et des industries associées (plus de 85 % de la biomasse utilisée) ainsi que du bois de faible qualité (11 %) et des 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 (4 %) (Bull et al. 2022).

Ces matières premières sont également utilisées pour les systèmes de chauffage communautaires (NRCan 2022). L'utilisation des granules de bois pour le chauffage et l'électricité est principalement limitée à une utilisation industrielle et résidentielle à petite échelle au Canada. Les types de biomasse utilisés pour les installations de chauffage à la biomasse, ainsi que la puissance installée et l'emplacement des installations au Canada sont présentés dans l'Annexe 8. Au Canada, 516 systèmes de chauffage communautaires nécessitent l'utilisation de la biomasse en 2019 (NRCan 2022).

La biomasse pour la production de granules de bois au Canada provient de sources diverses : 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 participent à la compétition pour se procurer la biomasse sur le marché

libre (Bull et al. 2022 ; WSP Canada Inc 2021). De nombreuses usines de granules de bois au Canada sont certifiées par une tierce partie dans le cadre du Programme de biomasse durable (SBP) (32 au total). C'est un programme qui garantit que la biomasse forestière provient de sources légales et durables et que les installations sont conformes avec les 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 de granules se trouve en Colombie-Britannique (45 % de la production canadienne), suivie par le Québec (21 %).

Tableau 11 : 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 exportés (USDA Foreign Agricultural Service 2023). Les exportations sont principalement destinées au Royaume-Uni et au Japon, qui les utilisent dans leurs centrales thermiques et électriques (C. E. R. Government of Canada 2021; Hayes and Bradford 2019). Le groupe Drax possède d'importantes installations de production de granules de bois en Colombie-Britannique et en Alberta et exporte des granules de bois vers le Royaume-Uni (Drax n.d.-b). La centrale électrique de Drax au Royaume-Uni a une capacité de 3 906 MW et l'électricité qu'elle produit est presque entièrement produite à partir de granules de bois (Drax n.d.-a).

Au Canada, les granules de bois ont été utilisés pour remplacer progressivement le charbon, par exemple dans les centrales électriques d'Atikokan en Ontario (en 2014) et de Thunder Bay (en 2015) (C. E. R. Government of Canada 2021). 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) en Colombie-Britannique et le changement des pratiques de récolte en raison des attaques du dendroctone du pin ponderosa en Colombie-Britannique (USDA Foreign Agricultural Service 2023).

3.2. Biocarburants liquides

Cette section décrit la production et l'usage actuel de cinq catégories de biocarburants liquides au Canada, ainsi que les technologies utilisées ou développées. Le Tableau 12 présente un résumé des quantités produites et la biomasse utilisée pour leur production au Canada.

Tableau 12 : Biomasse utilisée pour la production annuelle de biocarburants liquides au Canada

Description	Matières premières issues de la biomasse	Production
Graines de céréales <i>Incluant le maïs, le blé, le seigle, l'orge, l'avoine et le triticale</i>	4 353 kt	
Huiles végétales <i>Incluant l'huile de canola, l'huile de soja et d'autres huiles végétales</i>	338 kt	
Autres matières premières <i>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</i>	82 kt	
Total des quantités de la biomasse utilisées	4 772 kt	
Bioéthanol		1 642 millions de litres
Biocarburants liquides à l'exception du bioéthanol <i>La majeure partie de la production est constituée de biodiesel</i>		431 millions de litres
Total des biocarburants liquides produits		2 073 millions de litres
Total des coproduits <i>Incluant les drêches de distillerie qui peuvent être utilisées pour l'alimentation du bétail</i>		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 2021 à décembre 2021 (Annexe 9).

Tableau 13 : Industrie canadienne des biocarburants liquides en 2021

	Bioéthanol (millions de litres)	Biodiesel (millions de litres)	Diesel renouvelable (millions de litres)	Biobrut, biohuile et biométhanol	Biocarburants d'aviation
Production	1,750	416	0	Quantités non trouvées	0
Importations	1,254	380	480		0
Exportations	108	440	0		0
Consommation	2,928	356	480		0

Source : (Danielson 2022a).

3.2.1. Bioéthanol

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

Le bioéthanol est principalement utilisé pour être mélangé avec l'essence comme composé oxygéné ou afin d'améliorer l'indice d'octane à faible concentration. Il peut être utilisé comme carburant à des concentrations élevées pour des véhicules à carburant alternatif qui sont spécifiquement conçus pour l'utilisation de l'éthanol (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, GreenField Global à Varennes (QC), achète localement 16,8 millions de boisseaux de maïs chaque année pour produire 190 millions de litres de bioéthanol ainsi que 135 kt de drêches de distillerie et 4 kt d'huile de maïs (Greenfield Global 2023).

Une autre voie de production du bioéthanol est basée sur l'utilisation de la biomasse lignocellulosique, telle que la biomasse des résidus agricoles et forestiers. Le bioéthanol produit est connu sous le nom de l'éthanol cellulosique (NRCan 2011a). Il existe deux façons de produire de l'éthanol cellulosique : thermochimique et biochimique.

Enerkem utilise le procédé thermochimique pour convertir les DSM (en utilisant sa technologie brevetée) en Alberta depuis 2016. L'entreprise est en train de construire une usine à Varennes, au Québec (Government of Canada 2020). L'installation produira des biocarburants et des produits chimiques renouvelables à partir de déchets, y compris des déchets de bois et des matières résiduelles non recyclables ou non compostables provenant des DSM (Government of Canada 2020). L'usine de Varennes envisage d'installer un électrolyseur de 90 mégawatts pour l'utilisation d'hydrogène vert dans son processus thermochimique propriétaire.

Le processus biochimique pour la production de bioéthanol a été démontré pour la biomasse agricole. La première usine de démonstration à grande échelle a été construite par Iogen Corporation à Ottawa, en Ontario, avec une capacité de traitement d'environ 25 tonnes de paille de blé par semaine (NRCan 2011a). La première installation commerciale de biocarburants de Iogen a été construite au Brésil par Raizen pour produire de l'éthanol cellulosique à partir de la bagasse et la paille de la canne à sucre (démarrage était en 2014). La technologie qui est utilisée par Iogen Corporation est basée sur des enzymes pour convertir la biomasse cellulosique en éthanol (Iogen Corporation 2015 ; Tolan 2002).

Tableau 14 : Industries de bioéthanol au Canada en 2022

Province	Entreprise	Types de matières premières utilisées	Capacité de production d'éthanol (millions de 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. Biodiesel

Le biodiesel est connu sous le nom d'Esters Méthyliques d'Acides Gras (FAME en anglais). Le biodiesel est dérivé de la biomasse et sa composition chimique est différente de celle du diesel de pétrole. Le biodiesel est produit à partir d'huile végétale ou de graisse animale avec l'ajout d'un alcool (généralement du méthanol) par le biais d'un processus appelé « transestérification ». Le glycérol est un sous-produit obtenu par ce processus. Le biodiesel n'est pas totalement compatible avec les moteurs diesel et est généralement mélangé au diesel de pétrole.

Le biodiesel (FAME) est actuellement produit au Canada et l'huile de canola est l'huile végétale le plus utilisé pour sa production (**265 kt** en 2020). Les graisses animales, les huiles usagées et l'huile de soja sont également utilisées pour la production de biodiesel. Le Canada n'utilise pas beaucoup de graisse jaune et de suif comme matières premières pour la production de biocarburants, contrairement aux États-Unis. Aux États-Unis, la production de biodiesel se fait principalement à partir d'huile de soja.

Certains producteurs de biodiesel au Canada, proches de la frontière avec les États-Unis, comptent sur les importations de graisse animale et de graisse jaune des États-Unis pour les utiliser comme matières premières en raison de la faiblesse de ces approvisionnements au Canada (Danielson 2022a). La majeure partie du biodiesel

produit au Canada est exportée vers les États-Unis. Afin de satisfaire aux exigences en matière de contenu renouvelable pour les biocarburants liquides, le Canada importe également la majeure partie de son biodiesel des États-Unis (Hayes and Bradford 2019).

3.2.3. Diesel renouvelable

Le terme de diesel renouvelable est couramment utilisé pour désigner l'huile végétale hydrotraitée (HVO en anglais) ou le diesel renouvelable produit par hydrogénation (HDRD en anglais), qui est produit par hydrotraitement de graisses et d'huiles similaires à ceux utilisés pour la production du biodiesel. Cependant, le biodiesel (FAME) et le diesel renouvelable (HVO/HDRD) sont produits par des méthodes différentes et possèdent des compositions chimiques différentes. Alors, ils n'ont donc pas les mêmes exigences quant à leur usage pour remplacer le diesel dérivé du pétrole. Le diesel renouvelable a la même composition chimique que le diesel dérivé du pétrole et est donc entièrement compatible avec les moteurs à diesel.

D'autres technologies émergentes sont en cours de développement pour convertir la biomasse cellulosique en diesel renouvelable, comme le procédé Fischer-Tropsch pour les carburants « Biomass-to-Liquid ou BtL » (ETIP Bioenergy 2023 ; NRCan 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 and Bradford 2019). **Il n'y a actuellement aucune production** de diesel renouvelable (HDRD/HVO) au Canada ; cependant, de nouveaux projets ont été annoncés ou sont en cours de développement pour produire du diesel renouvelable :

Imperial Oils a approuvé en janvier 2023 un investissement d'environ 720 millions de dollars canadiens (560 millions de dollars américains) dans une nouvelle installation de diesel renouvelable à la raffinerie Imperial de Strathcona, près d'Edmonton. Cette installation sera la plus grande au Canada, avec une production estimée à plus d'un milliard de litres de diesel renouvelable par an. Le début de la production est prévu pour 2025 (ExxonMobil 2023 ; Imperial 2023).

Parkland, basée à Calgary, a annoncé en mai 2022 un projet d'un complexe autonome de diesel renouvelable dans ses usines de Burnaby, avec un investissement d'environ 600 millions de dollars (Parkland Corporation 2022). Cependant, en mars 2023, la société a annoncé qu'elle n'ira pas de l'avant avec ce projet en raison de multiples facteurs qui ont eu un impact sur la compétitivité du complexe de diesel renouvelable, notamment les coûts du projet, le manque de certitude du marché et la loi américaine sur la réduction de l'inflation qui avantage les producteurs américains et qui auront un impact sur 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 produite à partir de la biomasse et 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 » (Government of Canada 2022b).

Le biobrut peut être utilisé dans des chaudières commerciales et industrielles conventionnelles pour des applications de chauffage et de refroidissement. Il peut être également utilisé comme matière première à faible teneur en carbone pour le co-traitement dans des raffineries de pétrole dans leurs unités de craquage catalytique fluide (FCC) afin de produire des carburants de transport à faible teneur en carbone tels que 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. La pyrolyse peut être appliquée à une grande variété de la biomasse ; cependant, 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. Cette installation convertit environ 65 000 tonnes métriques sèches de résidus forestiers par an (Ensyn 2015a). En mai 2022, BioÉnergie AE Côte-Nord a annoncé la signature d'une entente de 3 ans avec ArcelorMittal pour la livraison de 16 millions de litres d'huile pyrolytique par année 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), qui peut être appliquée à la biomasse humide telle que les résidus des usines de pâte à papier, le fumier, les déchets de l'industrie alimentaire et les boues d'épuration. Steeper Energy a récemment annoncé la signature, en avril 2023, d'un protocole d'accord avec Invest Alberta pour développer une usine commerciale basée sur la technologie propriétaire de Steeper Energy appelée « Hydrofaction ». Cette technologie est utilisée pour convertir la biomasse en biobrut en utilisant la méthode HTL. Comme indiqué dans leur annonce, les matières premières qui seront utilisées en Alberta se concentreront spécifiquement sur les résidus forestiers qui seraient autrement brûlés (Steeper Energy 2023).

3.2.5. Biométhanol

Le biométhanol est une matière première importante qui peut être utilisée dans l'industrie chimique pour produire d'autres produits chimiques, solvants, colorants, plastiques, etc. Il peut également être mélangé à l'essence, utilisé dans le processus de production de biodiesel ou pour la production de bioéthanol diméthylé (DME) ou de bio-tert-Butyl méthyl éther (MTBE) pour les carburants de transport (Hobson 2018).

Le processus de production de biométhanol (à partir de la biomasse) est basé sur la gazéification de la biomasse pour obtenir du gaz de synthèse brut, suivi du conditionnement du gaz de synthèse et de la conversion en biométhanol par un processus catalytique. Il s'agit d'une technologie bien connue qui peut être appliquée à différents types de la biomasse : biomasse lignocellulosique forestière et agricole, résidus agricoles, boues d'épuration, déchets solides urbains. Le défi de cette voie de conversion de la biomasse est de la rendre compétitive en termes de coûts (IEA-ETSAP 2013; IRENA 2021a).

Au Canada, la raffinerie d'Alberta-Pacific Forest Industries produit du biométhanol (2 000 tonnes de biométhanol par an) uniquement à partir d'arbres feuillus (Alberta-Pacific Forest Industries Inc n.d.). En Suède, une usine de pâte à papier (Södra) produit du biométhanol de qualité commerciale à partir des résidus du processus de fabrication de la pâte à papier (5 250 tonnes de biométhanol par an) (Sodra n.d.).

Il est également possible de produire du biométhanol à partir de déchets solides municipaux. À Edmonton (Canada), l'entreprise Enerkem Alberta Biofuels produit du biométhanol à partir de déchets solides municipaux destinés à l'enfouissement et qui peuvent inclure 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. Biocarburants d'aviation

Les carburants durables d'aviation (SAF) sont actuellement mélangés au kérosène dérivé du pétrole avant d'être utilisé comme carburant dans un avion. Les SAF comprennent les carburants issus de la biomasse (appelés biocarburants d'aviation ou biokérosènes) et les sources non biologiques renouvelables (exemple : e-carburant ou « power-to-liquids »). Dans le présent rapport, nous n'aborderons que les voies de conversion des biocarburants d'aviation.

Différents types de la biomasse peuvent être utilisés pour produire les biocarburants, comme présentés dans le Tableau 15. Étant donné que les biocarburants d'aviation diffèrent par leur composition chimique et leurs caractéristiques, le mélange de ces

biocarburants avec le carburant dérivé du pétrole est autorisé à différents pourcentages selon la technologie de production.

De nombreuses technologies ont déjà été mises au point pour la production des biocarburants d'aviation. L'obtention de la certification ASTM D1655 indique généralement un niveau de maturité du carburant (« Fuel Readiness Level » ou FRL) de sept (CAAFI 2023). Il existe actuellement huit biocarburants certifiés qui peuvent être utilisés dans les vols commerciaux. Toutefois, la production mondiale est encore limitée et, en 2019, il n'y avait que deux installations qui produisaient du biocarburant d'aviation : Neste à Rotterdam et World Energy en Californie. De nombreuses installations sont en cours de construction ou sont prévues dans le monde entier ; cependant, il **n'y a actuellement aucune installation de biocarburant d'aviation au Canada**. À noter que le Consortium SAF+ a annoncé la première production de SAF en Amérique du Nord dans une usine pilote (site industriel ParaChem, Montréal) par le biais de la filière « Power-To-liquid » qui n'utilise pas de la biomasse (SAF Consortium 2019).

Parmi les technologies certifiées de biocarburant d'aviation, le procédé de *kérosène paraffinique synthétique produit par hydrotraitement d'esters et d'acides gras (HEFA-SPK)* est entièrement commercialisé et est utilisé pour produire la grande majorité des biocarburants d'aviation au niveau mondial. 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 (IEA Bioenergy Task 39 2021).

Comme la montre la *Figure 3*, le principal produit du processus HEFA est le diesel renouvelable (par défaut dans la figure). Le biokérosène ne représente qu'environ 15 % du rendement total dans les conditions courantes de production. Dans le rapport sur la bioénergie de la tâche 39 de l'AIE (2021), il est noté qu'en raison des incitations et des facteurs politiques qui visent la production de diesel renouvelable, la majorité des producteurs de HEFA vendent ce produit en tant que diesel renouvelable en détournant la fraction de biokérosène vers le diesel renouvelable. La production de biokérosène peut être maximisée en ajoutant des étapes de traitement au processus HEFA (« Maximum jet » dans la *Figure 3*), ce qui nécessite également des infrastructures supplémentaires et affecte son prix par rapport à celui du diesel renouvelable (IEA Bioenergy Task 39 2021).

Le *kérosène paraffinique synthétique produit par la voie « Alcohol-to-jet » (transformation de l'alcool en kérosène) (ATJ-SPK)* est une technologie qui a déjà fourni à de nombreux aéroports des « quantités de démonstration » de biokérosène (IRENA 2021b). Le démarrage de l'installation commerciale de Gevo à Lake Preston (Dakota du Sud) est prévu pour 2026 et Gevo a annoncé en 2022 plusieurs accords de vente pour son

biokérosène basé sur de l'alcool produit à partir de maïs et converti par la filière ATJ-SPK (Gevo Inc 2022).

D'autres technologies sont sur le point de produire au niveau commercial du biocarburant d'aviation, comme le *kérosène paraffinique synthétique de Fischer-Tropsch* (FT-SPK), basé sur la gazéification de la biomasse. Cette technologie a fait l'objet d'une démonstration commerciale pour transformer le gaz de synthèse en produits FT. Le FT-SPK produit par le réacteur FT de Velocys a été utilisé avec succès dans les avions commerciaux. La bioraffinerie BayouFuels devrait entrer en production en 2026 dans le Mississippi, aux États-Unis, pour convertir la biomasse forestière (copeaux de bois, sciures et résidus des éclaircies forestières) en biokérosène et en Naphta grâce à la technologie FT de Velocys. La bioraffinerie aura une capacité nominale de 35 millions de gallons américains par an, dont 25 millions de gallons américains de biokérosène et de naphta renouvelable (Bayou Fuels n.d.). Velocys commencera en 2025 la construction d'une installation commerciale de production de biocarburants à partir des déchets en collaboration avec British Airways à Alitalo, au Royaume-Uni, dans laquelle elle utilisera des déchets solides municipaux qui seraient 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 de toute origine. Total et Amyris ont annoncé en 2014 qu'ils commenceraient à se préparer à commercialiser le carburant d'aviation. Cependant, nous n'avons pas trouvé d'informations actualisées concernant cette annonce (Total 2023).

Le biocarburant produit par hydrothermolyse catalytique (CHJ) consiste en une filière technologique qui convertit les matières grasses, huiles et graisses en biokérosène et qui a été certifiée en 2020 pour le « ReadiJet » par Applied Research Associates, Inc (ARA) et Chevron Lummus Global LLC (CLG) (IEA Bioenergy Task 39 2021).

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

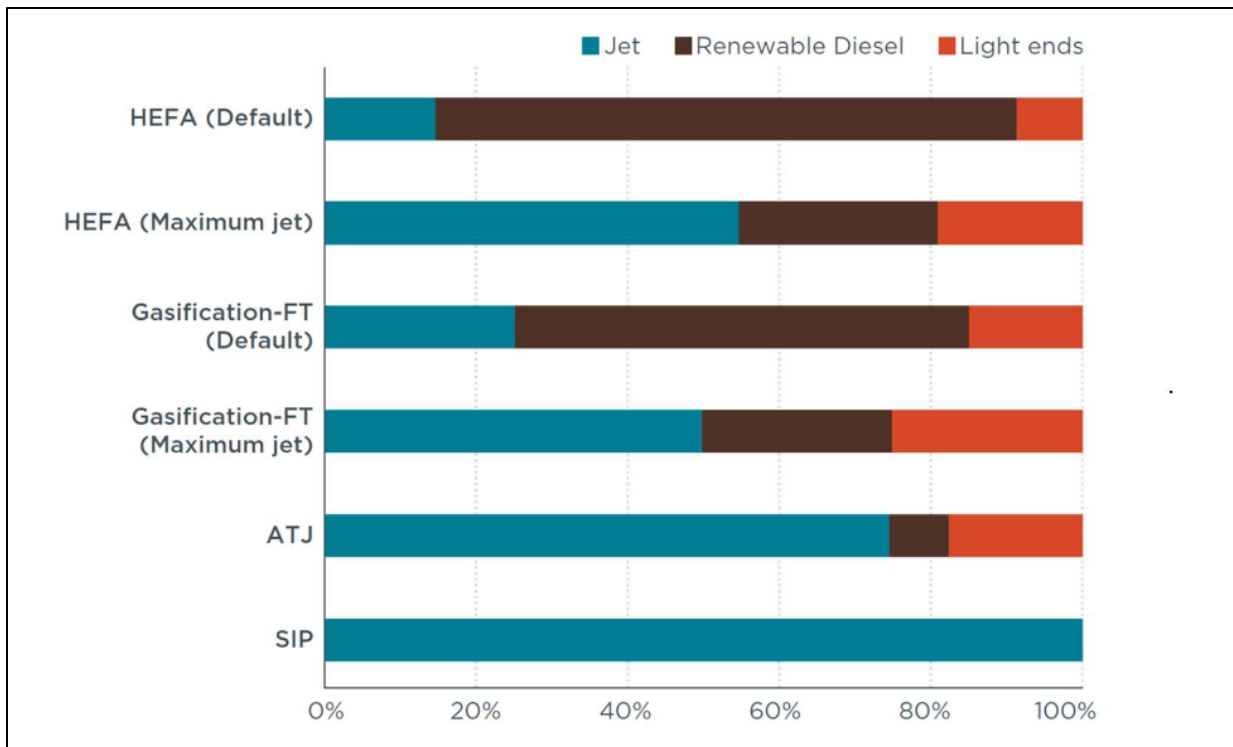
Technologies Biojet	HEFA-SPK	FT-SPK	ATJ-SPK	SIP	CHJ
Matières premières potentielles de la biomasse	Matières grasses, huiles et graisses (FOG)	Biomasse issue de l'agriculture, de la foresterie, des cultures énergétiques et des déchets solides municipaux	Alcool issu du sucre ou d'autres sources tel que 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 %

Source : (Green Car Congress 2020; IEA 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 d'une espèce d'algue.



Outre que la biomasse, d'autres intrants nécessaires aux processus de production des biocarburants d'aviation (tels que l'hydrogène) doivent être pris en compte lors de l'évaluation de ces technologies de production.



Source : (IEA Bioenergy Task 39 2021)

Figure 3 : Comparaison de différentes voies de conversion des biocarburants

3.3. Biogaz et gaz naturel renouvelable

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

La digestion anaérobie (DA) est la méthode conventionnelle de production de biogaz et est utilisée à des fins commerciales au Canada pour la biomasse provenant des résidus agricoles, des installations de traitement des eaux usées, des déchets organiques séparés à la source des déchets solides municipaux et des usines de pâte à papier (IEA BioEnergy Task 37 2021). Au Canada, la production de biogaz et de GNR représente un total de **22 PJ**. Tableau 16 montre comment l'énergie totale provenant du biogaz produit au Canada a été utilisée.

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)

Quatre catégories différentes de production de biogaz et de GNR sont examinées dans ce rapport en fonction du secteur d'origine de la biomasse.

(a) Secteur agricole

La majorité des systèmes de biogaz utilisés au Canada sont basés sur l'utilisation du fumier et de lisier. Les résidus de cultures agricoles sont parfois utilisés comme co-substrats avec d'autres matières premières telles que les déchets organiques urbains, mais leur utilisation est limitée en raison des préoccupations liées à la santé des sols (TorchLight Bioresources Inc. 2020).

Au Canada, le fumier est principalement utilisé comme engrais en l'appliquant directement sur les sols et une plus petite proportion est convertie en biogaz par digestion anaérobie (DA) ou utilisé en compostage. En 2020, il y avait **45** digesteurs opérationnels au Canada qui utilisent du fumier dans une certaine mesure. La plupart des installations agricoles de digestion anaérobie sont situées dans la province de l'Ontario. La capacité technique des installations de digestion anaérobie agricole au Canada est d'environ **1,1 Mt** de biomasse, ce qui équivaut à environ **94,6 millions de m³** de biogaz, en supposant que 86 m³ de biogaz sont produits par tonne de résidu (Canadian Biogas Association 2022a ; IEA BioEnergy Task 37 2021). Des co-substrats, tels que les résidus de la transformation alimentaire, les graisses et les huiles, sont souvent ajoutés aux digesteurs, même si les systèmes sont basés sur l'utilisation du fumier (IEA 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. Cela équivaut à environ **1,5 PJ** en supposant une teneur en méthane de 65 % et 36 MJ/m³ de méthane (Hallbar Consulting Inc and Research Institutes of Sweden 2020).

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

Au Canada, la taille des exploitations agricoles est très variable et les économies d'échelle pour les installations de biogaz sont réalisées par des exploitations plus grandes ou par la codigestion avec de la biomasse provenant de l'extérieur de

l'exploitation (IEA BioEnergy Task 37 2021). Les exploitations agricoles qui disposent de systèmes de DA utilisent généralement leur biogaz pour la production d'électricité et le vendent aux services d'électricité à un prix plus élevé. Les producteurs de digestion anaérobie peuvent également utiliser le biogaz comme source de chauffage ou le transformer en GNR et le vendre aux services de gaz naturel ou à un utilisateur local.

(b) Secteur forestier

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

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

Au Canada, REN Energy a annoncé en novembre 2022 qu'elle avait reçu l'autorisation de développer un site et qu'elle allait construire une installation de production de GNR à partir de résidus de bois près de Fruitvale, en Colombie-Britannique. Le GNR produit sera acheté par FortisBC (REN Energy 2022).

Une autre entreprise, G4 Insights, située en Colombie-Britannique (Canada), a mis au point une technologie appelée hydrogénation pyro-catalytique (PCH) et a mené des essais à l'échelle pilote pour convertir la biomasse lignocellulosique en GNR. En 2020, il a été annoncé que la phase de démonstration pilote s'était achevée avec succès. Le projet de démonstration a utilisé des copeaux de bois et des résidus forestiers fournis par FPInnovations. Le GNR a été injecté dans le réseau de distribution de gaz naturel d'ATCO à Edmonton, en Alberta (NGIF Capital 2020).

Dans le secteur forestier, les usines de pâte à papier utilisent la technologie DA pour produire du biogaz à partir des boues de leurs usines. Actuellement, il y a environ trois usines de pâte à papier au Canada qui utilisent les boues de leurs usines comme matières premières pour produire du biogaz par le processus de DA (TorchLight Bioresources Inc. 2020).

(c) Installations de traitement des eaux usées et des déchets solides municipaux

Au Canada, une partie des déchets organiques séparée des déchets solides municipaux (DSM) est traitée par DA pour produire du biogaz. Il existe environ **9 installations** de DA au Canada qui traitent les déchets alimentaires et organiques détournés des DSM ainsi que des flux de déchets commerciaux, institutionnels et industriels. Le Canada compte 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 (Canadian Biogas Association 2022b).

Des exemples des installations de traitement des déchets organiques possédant de systèmes de DA au Canada sont les installations de *Disco Road* et de *Dufferin Organics Processing*, dans la ville de Toronto. L'installation *Dufferin Organics Processing* a une capacité de traitement d'environ **55 kt** de déchets par an et le biogaz est valorisé en GNR et injecté dans le réseau de gaz naturel depuis 2021 (City of Toronto 2021b). Au centre de traitement des déchets organiques de *Disco Road*, l'installation de l'équipement pour la valorisation du biogaz en GNR a commencé en 2022. Il est estimé que **75 kt** de déchets organiques seront traités pour produire environ **7,3 millions de m³** de biogaz et qu'Enbridge Gas produira **4,6 millions de m³** de GNR (City of Toronto 2022).

D'autres exemples des installations sont dans la ville de Saint-Hyacinthe, à Québec, qui a commencé à produire du GNR en 2014 et à l'injecter dans le réseau de gaz d'Énergir en 2018 (Énergir n.d.). Le Centre de biométhanisation de l'agglomération de Québec est entré en opération récemment, en avril 2023 (Monquartier 2023).



La municipalité de Laval a annoncé en 2019 un appel d'offres pour la construction d'un centre de biométhanisation ; cependant, la municipalité a annoncé en 2023 qu'elle n'irait pas plus loin dans ce projet en raison des coûts élevés estimés (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 millions de m 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 millions de m 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 millions de m ³	Opérationnel depuis 2014. Début de l'injection du 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 millions de m ³	Opérationnel depuis avril 2023

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

(d) Sites d'enfouissement

Le méthane est émis dans les sites d'enfouissement en raison de la décomposition anaérobie des déchets organiques, qui comprennent les aliments, les déchets de jardin, le papier, le bois et d'autres matériaux. Les déchets alimentaires contribuent largement aux émissions de méthane. Le gaz d'enfouissement (LFG) est composé principalement de méthane (CH₄), de dioxyde de carbone (CO₂) et d'autres composés en faibles concentrations. Le LFG peut être récupéré et brûler par torchage ou traité pour être utilisé comme source d'énergie. Ces méthodes sont déjà utilisées au niveau commercial au Canada (Environment and Climate Change Canada 2022c). Plus de **100 sites d'enfouissement** au Canada disposent de systèmes de récupération des gaz d'enfouissement (Government of Canada 2023e). Il y a environ **50 installations** au Canada qui possèdent des systèmes de production de biogaz et de GNR à partir de LFG (Canadian Biogas Association 2022b). Au Canada, **418 kt** de méthane ont été récupérés à partir d'environ **1,4 Mt** de méthane généré en 2020 dans les sites d'enfouissement. Le méthane récupéré est utilisé pour la production de l'électricité (52 %), du GNR (17 %) et

pour être utilisée directement dans des installations voisines (30 %) (Government of Canada 2023e).

Le Canada compte plus de 3 000 sites d'enfouissement, mais seulement un peu plus de la moitié sont actuellement opérationnels. Parmi ces sites, 270 sont considérées comme de « grands sites d'enfouissement » avec une capacité de plus de 100 000 tonnes de déchets pour les enfouissements à ciel ouvert et de plus de 450 000 tonnes de déchets pour les sites d'enfouissement fermés (Environment and Climate Change Canada 2022f). Ces **270** « grands sites d'enfouissements » ont le plus grand impact sur les émissions de GES par rapport au reste des sites puisqu'elles reçoivent environ **90** % des déchets générés au Canada. En 2019, ils représentaient plus de **85** % du méthane produit par les sites d'enfouissements canadiens. Il existe actuellement des réglementations qui exigent le captage des LFG en installant des systèmes de récupération et de destruction des LFG. Cependant, les règlements actuels sur les gaz d'enfouissement n'exigent pas l'utilisation des LFG récupérés (Environment and Climate Change Canada 2022f) (Annexe 10).

Selon un document de discussion publié par ECCC, il est possible, d'un point de vue technique, de récupérer des pourcentages plus élevés du méthane généré dans les sites d'enfouissements canadiens et de l'utiliser comme source d'énergie. Cependant, la quantité limitée de méthane générée dans chaque site impacte la viabilité économique des projets (Environment and Climate Change Canada 2022f).

Le gouvernement fédéral a entamé en 2022 des consultations sur le renforcement de la réglementation relative au méthane dans les sites d'enfouissements au Canada et sur l'augmentation du nombre de sites qui récupèrent le méthane (Environment and Climate Change 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. 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 de production de biohydrogène ont été annoncés pour les années à venir au Canada. L'usine H2V Énergie, Inc. à Bécancour (Québec) est un projet qui convertira les déchets solides municipaux, la biomasse résiduelle du secteur forestier et des produits de bois en fin de vie en biohydrogène, bioammoniac et biométhanol. Le processus qui sera utilisé dans ce projet est basé sur la conversion de la biomasse en gaz de synthèse riche en hydrogène en utilisant la technologie OMNI CT GPRS. La première étape de conversion de la biomasse est suivie d'un traitement au plasma

comme processus de raffinage pour obtenir du biohydrogène et du dioxyde de carbone. Le début de la production est planifié pour 2026 (H2 V Énergies 2022).

Viridity Hydrogen Inc. (VHI), une entreprise basée dans le nord-ouest de l'Ontario, a développé une technologie de gazéification de la biomasse pour la production de l'hydrogène qui est optimisée pour la biomasse du bois de feuillus. La construction de l'usine de démonstration de VHI à Thunder Bay, en Ontario, commencera en 2023 et la mise en service et la production sont prévues pour 2025 (Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association 2016; VIRIDITY Hydrogen Inc n.d.).

D'autres projets sont en cours de développement dans le monde entier pour produire du biohydrogène à partir de la biomasse. Par exemple, Mote, en Californie, a annoncé en mai 2022 qu'elle avait obtenu la validation commerciale et qu'elle avançait dans la planification de l'installation. Sa technologie est basée sur la gazéification de la biomasse pour convertir les résidus de bois en biohydrogène et 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).

Raven SR. Inc, Chevron New Energies et Hyzon Motors Inc. ont annoncé récemment, en janvier 2023, qu'ils collaboraient pour commercialiser la production d'hydrogène à partir de résidus verts et déchets alimentaires. La technologie Raven SR est un procédé de reformage à la vapeur/CO₂ sans combustion qui convertit les déchets organiques en biohydrogène. L'installation de Richmond, en Californie, devrait démarrer ses activités commerciales en 2024 et utiliser le biohydrogène produit 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 par des usines de démonstration à l'étranger. Une usine de démonstration en Allemagne appelée *To-syn-fuel* a terminé son projet pilote en septembre 2022 et a converti avec succès les boues d'épuration en biohydrogène et en carburants synthétiques (TOSYNFUEL 2022).

3.5. Usages non énergétiques

Les ressources de la biomasse peuvent être utilisées pour la production des 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 : (Statistics Canada 2017)

3.5.1. Alimentation humaine et animale

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



Les quantités totales de chaque type de cultures agricoles utilisées spécifiquement pour l'alimentation humaine et animale n'ont pas été trouvées dans la littérature. Toutefois, les quantités de cultures céréalières et d'huiles végétales utilisées comme matières premières pour les biocarburants liquides sont présentées dans le Tableau 12 de la section 3.2. Nous pouvons donc estimer que la plupart des quantités restantes seront utilisées pour l'alimentation humaine. Les quantités exactes n'ayant pas été trouvées, cette catégorie n'a pas été présentée plus en détail dans ce rapport.

La consommation d'aliments du bétail au Canada a été estimée par l'Association de nutrition animale du Canada. Leurs résultats montrent qu'environ **28,9 Mt** d'aliments (sans compter les fourrages) ont été consommés par le bétail canadien en 2021. Outre les aliments produits dans les meuneries, les fourrages sont consommés par les bovins de boucherie, les bovins laitiers et les ovins au Canada. Les quantités de fourrages consommées par les bovins de boucherie, les bovins laitiers et les moutons en 2021 étaient respectivement de **27 Mt, 6 Mt et 0,4 Mt** (les quantités sont présentées sur une base sèche) (Animal Nutrition Association of Canada 2021).

3.5.2. 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 le premier exportateur mondial de bois d'œuvre. Le **Tableau 19** indique les quantités produites et consommées au Canada pour les principaux produits du secteur forestier.

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 : (NRCan 2022)

Les billes de bois récoltés dans les forêts canadiennes sont transportées vers différents types d'installations de transformation du bois (scieries, usines de copeaux, usines de placage et de panneaux OSB) ou exportées. L'estimation de la consommation de volume de billes, telle que déclarée pour la Colombie-Britannique en 2019, est d'environ 68 % pour les scieries, 11 % pour les usines de placage et de panneaux à copeaux orientés (OSB) et 10 % pour les usines de copeaux (y compris les locaux à bois dans les usines de pâte à papier). Les 8 % des billes restantes sont exportés et 3 % sont utilisées pour de petites opérations.

Les copeaux et la sciure obtenus à partir des résidus des scieries peuvent être utilisés comme matières premières pour d'autres usages (exemple : la production des granules de bois). L'estimation de la composition de la biomasse récupérée dans les scieries est de 46 % de bois d'œuvre, de 35 % de copeaux et de 17 % de sciure et de rabotures de bois. Cette estimation varie selon le type de scierie et les dimensions de la transformation du

bois. 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 la biomasse pour la production des granules de bois et d'autres utilisations énergétiques au Canada est expliquée dans la section 3.1 du présent rapport.

3.5.3. Bioproduits chimiques et biomatériaux

Les bioproduits comprennent également des produits chimiques intermédiaires et des biomatériaux (exemple : les bioplastiques) qui sont développés dans le monde entier 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 être utilisés pour remplacer les plastiques conventionnels à base de pétrole dans les emballages, les bouteilles, les conteneurs et de nombreuses autres applications.

L'un des plastiques biosourcés les plus courants est l'acide polylactique (PLA), qui est produit à partir des plantes telles que la canne à sucre ou le maïs (Alfa Laval n.d.). Le gouvernement du Canada a lancé le « Défi sur le plastique » pour encourager les entreprises à améliorer la compostabilité des bioplastiques dérivés de la biomasse agricole ou ligneuse et qui sont susceptibles de remplacer les plastiques à usage unique (I. Government of Canada 2021). Le gouvernement du Canada a annoncé également, en avril 2021, un investissement d'un million de dollars à 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 tel que des procédés de fabrication du papier (NRCan 2021a).

Un autre usage non énergétique de la biomasse est le biochar dans des applications agricoles. Le biochar est produit en utilisant le même processus que le biocharbon (*biocoal* en anglais), qui est basé sur la carbonisation ou la pyrolyse de la biomasse à des températures élevées. Le biochar peut être utilisé pour diverses applications non énergétiques, notamment pour amender les sols en le mélangeant à du compost ou à d'autres suppléments de sols riches en nutriments (Airex Energy 2016).

Il existe plusieurs producteurs de biochar au Canada, mais la quantité totale produite par an n'a pas été trouvée dans la littérature. Parmi les producteurs canadiens de biochar, citons Airex Energy qui possède une usine commerciale à l'échelle industrielle à Bécancour (Québec) et Canadian Agrichar qui est situé à Maple Ridge (Colombie-Britannique). BC Biocarbon, basé à Robson Valley (Colombie-Britannique), utilise la technologie de la pyrolyse pour convertir les résidus de bois forestiers en de nombreux bioproduits, dont le biochar.

4. Émissions et absorptions de GES dans les secteurs de la biomasse

L'affectation des terres et la récolte de la biomasse pour des fins énergétiques ou non énergétiques 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 résume les émissions de ces secteurs pour l'année 2021.

4.1. Secteur de l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et 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 associés au changement d'affectation des terres.

Les flux nets de GES dans le 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 du secteur ATCATF étaient de **- 13 Mt** de CO_{2e} en 2020 et de **- 17 Mt** en 2021 (Tableau 20).



*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 (Canada Energy Regulator 2023).*

Tableau 20 : Estimations des flux nets de GES en 2021 du secteur de l'ATCATF au Canada

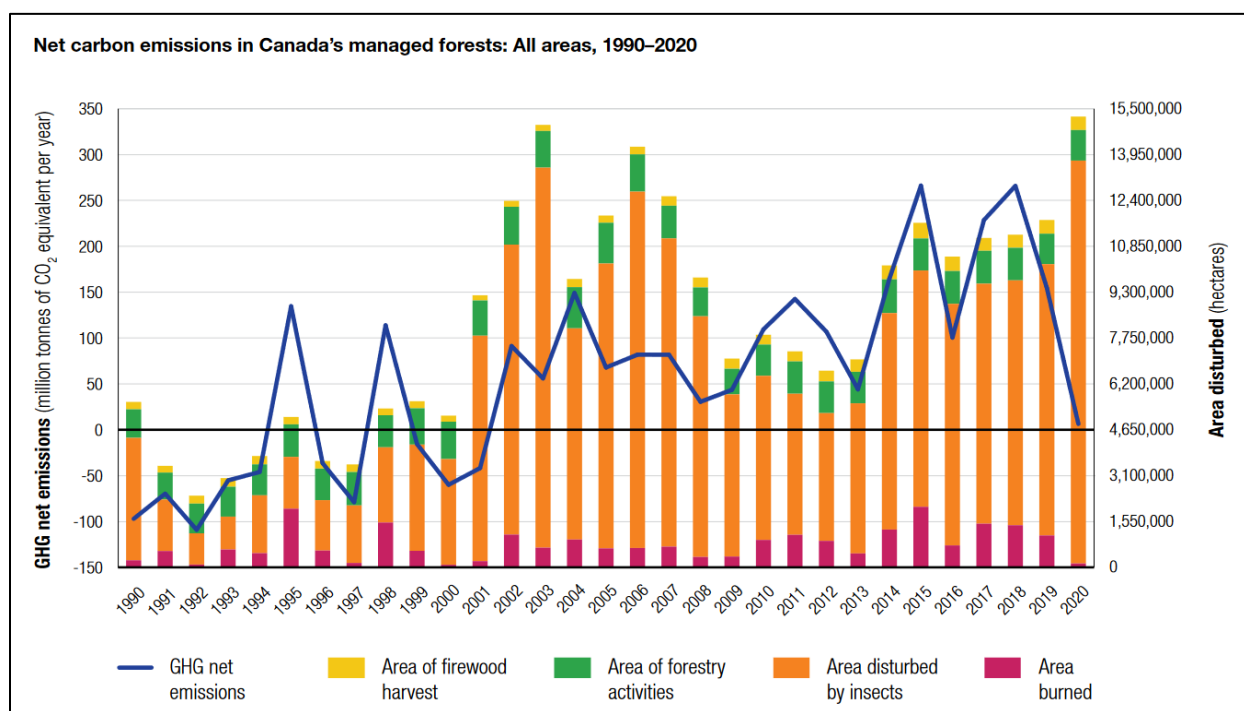
Catégories sectorielles	Flux net de GES (Mt de CO _{2e})
Terres forestières	-130
Terres cultivées	-18
Prairies	0.0
Terres humides	3.3
Établissements	2.0
Produits ligneux récoltés	130
Total de ATCATF	-17

Source : (Environment and Climate Change Canada 2023a)

Les émissions de GES dans les forêts aménagées sont également publiées dans le rapport « *L'état des forêts au Canada* » (NRCan 2022). La Figure 4 présente les émissions nettes de GES dans les forêts aménagées du Canada de 1990 à 2020. Les forêts aménagées canadiennes sont une source de GES depuis 2002. La superficie touchée par les incendies en 2020 était relativement faible par rapport aux années précédentes, ce qui s'est traduit par des émissions de GES de **3,5 Mt CO_{2e}** en 2020.



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



Source : (NRCan 2022)

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

Tableau 21 : Inventaire des émissions de GES des forêts canadiennes

Contributions des forêts canadiennes à l'inventaire des GES en 2020		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)	3.5
	(a) Émissions ou absorptions nettes dues à des perturbations naturelles (ne constitue pas une catégorie de déclaration dans le RIN)	8.8
	(b) Émissions ou absorptions nettes dues aux activités humaines d'aménagement des forêts et aux produits ligneux récoltés	-5.3
Terrains forestiers affectés par le changement d'affectation des terres	Émissions attribuables au boisement	0.2
	Émissions attribuables au déboisement	11.5

Source : (NRCan 2022)

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.

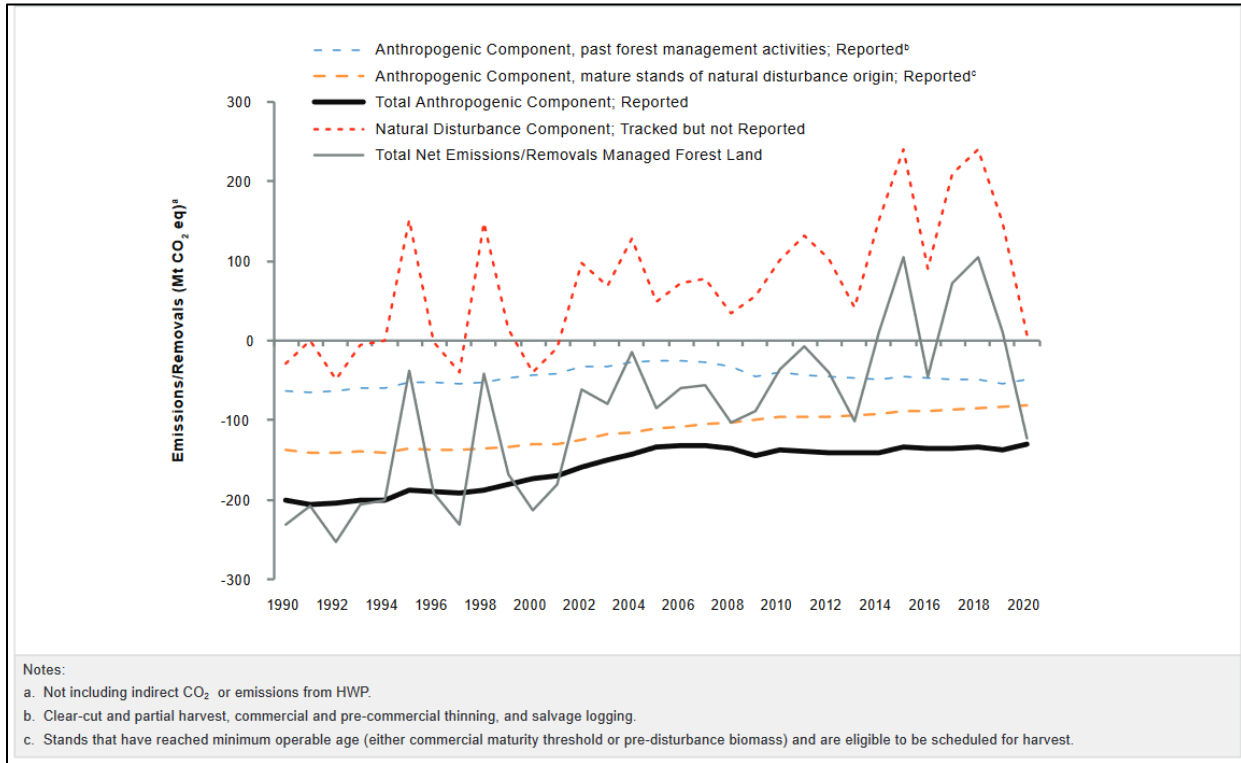
Dans l'approche utilisée pour quantifier les émissions de GES des forêts canadiennes, les émissions dues aux perturbations naturelles et l'absorption due à la repousse de ces mêmes peuplements forestiers (catégorie désignée comme étant issue des perturbations naturelles) sont séparées des autres peuplements des forêts aménagées qui ont atteint la maturité commerciale (catégorie désignée comme étant anthropique). La catégorie désignée comme étant anthropique représente les peuplements dont la trajectoire de croissance a été modifiée par une intervention humaine (associée à des activités d'aménagement forestier) et ceux qui ont atteint la maturité commerciale indépendamment de leur origine. Les peuplements des forêts aménagées qui sont affectés par des perturbations naturelles (telles que les incendies de forêt) sont séparés de cette catégorie jusqu'à ce qu'ils arrivent au stade de maturité commerciale. Ce n'est qu'à ce moment-là qu'ils sont transférés à la catégorie désignée comme étant anthropique. Par conséquent, chaque année, les peuplements affectés par des perturbations naturelles sont retirés des catégories déclarées et les peuplements précédemment retirés qui ont atteint le stade de maturité commerciale cette année-là sont réintégrés dans la catégorie déclarée.

Même si toutes les émissions et absorptions de ces catégories sont suivies et présentées dans le RIN (Figure 5), la déclaration des GES ne porte que sur la catégorie désignée comme étant anthropique. Les valeurs finales incluses dans le rapport des GES représentent uniquement « **tous 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** ».



La raison de cette approche, comme mentionné dans le RIN, est de permettre une meilleure distinction entre les émissions et les absorptions associées aux actions directes

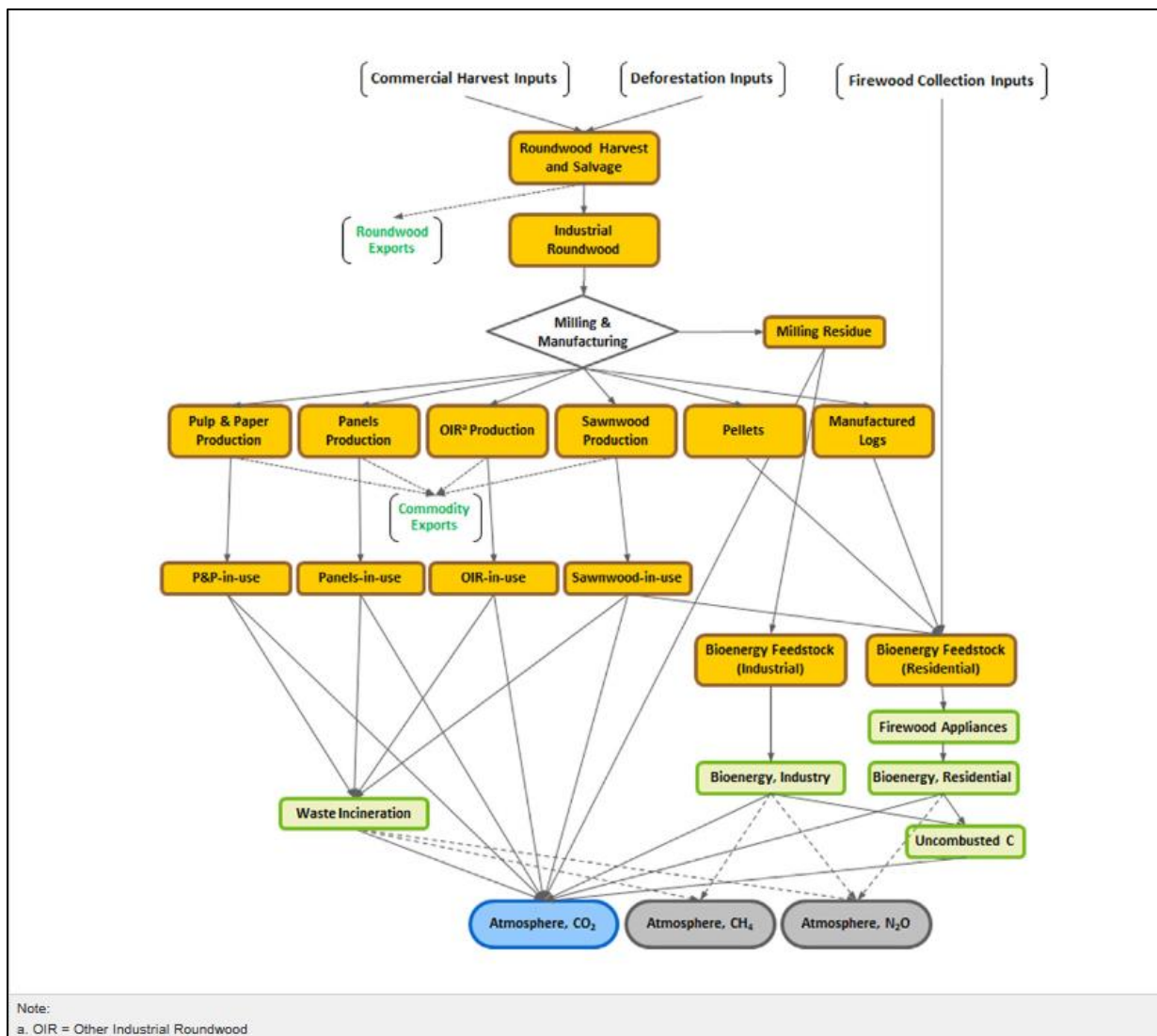
d'aménagement forestier et celles non anthropiques qui se produisent en raison des perturbations naturelles et de mieux informer les parties prenantes dans les secteurs forestiers (Environment and Climate Change Canada 2022e).



Source : (Environment and Climate Change Canada 2022e)

Figure 5 : Émissions et absorptions dans les « terres forestières restantes terres forestières » par composante de peuplement (ne tiens pas compte des émissions provenant des produits ligneux récoltés)

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



Source : (Environment and Climate Change Canada 2022e)

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

4.2. Secteur agricole

Le secteur agricole a contribué aux émissions totales de GES au Canada de **54 Mt** en 2021 (à l'exclusion des émissions liées à l'énergie) (Environment and Climate Change Canada 2023a). Les principales contributions à ces émissions sont dues à la fermentation entérique (24 Mt), suivie de l'impact de l'application d'engrais à base d'azote aux sols agricoles des cultures annuelles et pérennes (13 Mt). Les émissions qui sont 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. Ces émissions ont atteint leur minimum (2,2 Mt) en 2002, année de sécheresse, et leur maximum en 2020 (4,5 Mt). En 2021, les

émissions ont baissé à 3,4 Mt en raison d'une grave sécheresse, principalement dans les prairies (Environment and Climate Change Canada 2022e).

Notez que les émissions et l'absorption de CO₂ par les terres agricoles sont déclarées dans le secteur de l'ATCATF sous la catégorie des terres cultivées (Environment and Climate Change Canada 2023a).



Dans le rapport « Avenir énergétique du Canada en 2023 », les hypothèses relatives aux émissions du secteur de l'agriculture dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et au Canada étaient de 51 Mt en 2030 et de 41 Mt d'ici 2050 (Canada Energy Regulator 2023).

4.3. Secteur des déchets

Le secteur des déchets a contribué de **21 Mt** aux émissions totales de GES au Canada en 2021 (Environment and Climate Change Canada 2023a). Le secteur des déchets au Canada comprend les émissions provenant du traitement et de l'élimination des déchets (élimination des déchets solides, compostage, traitement biologique, incinération, combustion à l'air libre des déchets, traitement et rejet des eaux usées).

La principale contribution aux émissions du secteur des déchets est due à l'élimination des déchets solides dans les sites d'enfouissements (**17 Mt CO₂e**). Sur les **30 Mt** de CO₂e de CH₄ générées par les sites d'enfouissements de déchets solides municipaux en 2021, **11 Mt** ont été captés et brûlés par torchage ou utilisés pour produire de l'énergie. Les pratiques de détournement des déchets et le captage des gaz d'enfouissement ont augmenté au fil du temps et 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. Cependant, comme le CO₂ produit est biogénique, il n'est pas comptabilisé dans les émissions totales du secteur.



Dans le rapport « Avenir énergétique du Canada en 2023 », les hypothèses relatives aux émissions du secteur des déchets dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et au Canada étaient de 13 Mt en 2030 et de 11 Mt d'ici 2050 (Canada Energy Regulator 2023).

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

De nombreux règlements et programmes ont été annoncés au Canada au cours des années précédentes dans le but de réduire la pollution due au carbone provenant des combustibles fossiles. De nombreux programmes ont également été mis en place pour encourager l'utilisation des ressources de la biomasse et réduire les émissions de GES dans le secteur de l'énergie. Cette section résume les principaux règlements et programmes au Canada qui ont un impact (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. Système de tarification de carbone au Canada

L'approche pancanadienne de la tarification de la pollution par le carbone a été annoncée en octobre 2016. Le référentiel fédéral est la norme nationale minimale de rigueur et s'applique à toutes les provinces et à tous les territoires qui ne disposent pas de systèmes de tarification de la pollution par le carbone au moins équivalents au référentiel fédéral. La *loi sur la tarification de la pollution par les gaz à effet de serre (LTPGES)* a établi deux parties des systèmes fédéraux de tarification de la pollution par le carbone : une redevance réglementaire sur les combustibles (*redevance sur les combustibles*) et un système d'échange réglementaire pour les grandes industries émettrices (*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 augmenterait de 15 dollars par année civile jusqu'en 2030 pour atteindre 170 dollars par tonne de CO₂e (Government of Canada 2022a).

La redevance réglementaire sur les combustibles et le STFR s'appliquent à de nombreux combustibles fossiles couverts par le LTPGES et n'incluent pas les émissions de CO₂ provenant de la combustion de la biomasse (Canada Revenue Agency 2022).

Certaines provinces appliquent leur propre système de tarification qui remplace les systèmes fédéraux de la redevance sur les combustibles et de 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 uniquement le système fédéral (exemple : le Manitoba) ou d'appliquer l'une des deux parties du système fédéral (redevance sur les combustibles ou le STFR) et de remplacer l'autre par leur propre système de tarification du carbone (exemple : l'Alberta).

Notez que les émissions liées à l'utilisation des terres et les émissions du secteur agricole non liées à l'énergie ne sont jamais couvertes par les systèmes de tarification du carbone dans toutes les juridictions du Canada (Canadian Climate Institute 2021c).

5.2. Intensité en carbone des combustibles

Le règlement canadien sur les combustibles propres exige que les fournisseurs principaux de combustibles fossiles liquides réduisent progressivement l'intensité en carbone (IC) des combustibles qu'ils produisent et vendent pour être utilisés au Canada, en établissant des exigences en matière d'IC. L'IC d'un combustible tient compte des émissions liées aux matières premières (extraction), du processus de raffinage, de la distribution et de 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 de CO₂e/MJ 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 sert d'outil pour calculer l'intensité en carbone du cycle de vie de combustibles et de sources d'énergie utilisés et produits au Canada (Environment and Climate Change Canada 2022d). Selon le site internet du gouvernement du Canada, ce modèle est utilisé pour déterminer l'intensité en carbone des combustibles, des intrants et des sources d'énergie pour la création de crédits dans le cadre du Règlement sur les combustibles propres, et pour fournir des calculs transparents et traçables de l'intensité en carbone. La prochaine publication officielle du modèle est prévue pour juin 2024 (Environment and Climate Change 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 Alberta 2020) (Government of Manitoba 2009) (Government of Manitoba 2007) (Government of Ontario 2020) (Government of Saskatchewan 2012) (Government of British Columbia 2023)

5.3. Marché du carbone et crédits compensatoires

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

Le règlement canadien sur les combustibles propres a mis en place un marché de crédits sur lequel le fournisseur principal d'un combustible fossile peut recevoir des crédits en réduisant davantage l'IC des combustibles ou peut acheter des crédits auprès d'autres parties afin de pouvoir 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 réduiraient les émissions de GES en comparaison avec les pratiques du cours normal des affaires. Ces crédits

compensatoires peuvent être vendus et utilisés pour se conformer aux exigences de STFR ou être achetés pour se conformer à des objectifs climatiques volontaires.



Seules les activités de projet admissibles incluses dans les protocoles fédéraux de crédits compensatoires qui ont été publiées pourront générer des crédits compensatoires fédéraux dans le régime de crédits compensatoires pour les GES au Canada. Le Recueil des protocoles fédéraux de crédits compensatoires ne comprend actuellement que deux protocoles : « Récupération et destruction du méthane des sites d'enfouissement » et « Réduction des émissions de GES provenant des systèmes de réfrigération » (Environment and Climate Change Canada 2023b).

L'ECCC élabore actuellement des protocoles de crédits compensatoires à inclure dans le recueil des protocoles fédéraux de crédits compensatoires pour les types de projets suivants : Amélioration de l'aménagement forestier, gestion de l'alimentation du bétail, captage et séquestration du dioxyde de carbone direct de l'air, augmentation du carbone organique des sols, évitement d'émissions de méthane du lisier via la digestion anaérobie et autres traitements. ECCC envisage également la bioénergie avec captage et séquestration du dioxyde de carbone pour les futurs protocoles fédéraux.

Outre les marchés du carbone fédéraux qui sont utilisés pour se conformer aux exigences en matière d'émissions de GES, il existe également de nombreux marchés de carbone provinciaux qui 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), dont la consultation publique sur le dernier projet s'est achevée en avril 2023. Ce protocole comprend 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. Valeur potentielle du stock de carbone biogénique

La biomasse, y compris les arbres, les cultures agricoles et les résidus, emmagasine actuellement de grandes quantités de carbone. Lors de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques, le carbone est émis à l'atmosphère et ne sera séquestré qu'après plusieurs années de repousse de la végétation, si aucune perturbation naturelle n'intervient au cours de cette période. 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. Comme le mentionne le rapport d'évaluation des experts sur les systèmes de tarification du carbone en 2020 (*the 2020 expert assessment report of carbon pricing systems*), les crédits compensatoires n'étendent pas automatiquement la couverture des programmes de tarification du carbone, puisque la quantité totale d'émissions de conformité (ou d'émissions soumises à une exigence réglementaire) ne change pas (Canadian Climate Institute 2021a).

Le système de tarification des émissions de carbone ne s'applique pas à la bioénergie due à 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 proposition d'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 4.

^c La teneur en carbone de la biomasse se situe entre 44 % et 50 % pour les céréales et les oléagineux et 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 la 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 millions de m ³	42,9 à 100,1 millions de m 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



Quel autre mécanisme pourrait être utilisé pour évaluer le stock total de carbone dans la biomasse canadienne ?

5.5. Autres programmes et politiques au Canada ayant un impact sur la demande de la 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 en biomasse 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 (NRCan 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 pour 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 (Government of 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 (Government of Canada 2023d).
- **Le fonds pour une économie à faibles émissions de carbone** : Dans le cadre du défi de l'économie à faibles émissions de carbone, les projets admissibles pourraient inclure ceux qui utilisent la biomasse comme source d'énergie s'ils peuvent réduire les émissions de GES en 2030 et au cours de la durée de vie du projet (Government of 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 de son projet près de Portage la Prairie. Ce projet 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 (Government of Canada 2023a).
- **Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies** : Cette stratégie vise notamment à accroître le rôle de la bioénergie dans le portefeuille énergétique du Québec (Government of Quebec 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 (Government of Ontario 2022).
- **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 du 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).



Quelle réduction de GES pouvons-nous attendre des projets actuellement financés par ces initiatives dans les secteurs de la biomasse au Canada ?



Quelle quantité supplémentaire de biomasse ces programmes permettraient-ils de récolter ?



Ces programmes créeront-ils une concurrence pour les matières premières de la biomasse ?



Y a-t-il une réduction attendue des GES ou un objectif de réduction des GES associé à chacun de ces programmes ?

6. Références

- Adetona, Adekunbi B., and 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 Energy. 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, and Geoff Tauvette. 2023. *The C-SAF Roadmap: Building a Feedstocks-to-Fuels SAF Supply Chain in Canada*.
- Animal Nutrition Association of Canada. 2021. *Canadian Livestock Feed Consumption*.
- Anon. n.d. "BC Biocarbon." *BC Biocarbon*. Retrieved April 28, 2023 (<https://www.bcbiocarbon.com/services>).
- 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, and 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.
- Bull, Professor Gary, Mr Brad Bennett, Jim Thrower, and 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).
- Canada Energy Regulator. 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>).
- Canada Revenue Agency. 2022. "Fuel Charge Rates." Retrieved May 5, 2023 (<https://www.canada.ca/en/revenue-agency/services/forms-publications/publications/fcrates/fuel-charge-rates.html>).
- Canadian Biogas Association. 2022a. *Agricultural Regulatory Barriers Study | Canadian Biogas Association*.
- Canadian Biogas Association. 2022b. *Hitting Canada’s Climate Targets with Biogas & RNG*. Navius Research.
- Canadian Climate Institute. 2021a. *2020 Expert Assessment of Carbon Pricing Systems*.
- Canadian Climate Institute. 2021 b. *Canada’s Net Zero Future*. Canadian Climate Institute.
- Canadian Climate Institute. 2021c. *The State of Carbon Pricing in Canada*.
- Canadian Forest Service. 2023. *A Compendium of Operational Research - Eilerslie Short Rotation Woody Crops Technical Development Site, Edmonton, AB. Information Report FI-X-024*.
- Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association. 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, and 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/>).
- Drax. n.d.-c. "Pellet Sales." *Drax Canada*. Retrieved April 28, 2023 (<https://www.drax.com/ca/pellet-sales/>).
- 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>).
- Environment and Climate Change 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>).
- Environment and Climate Change 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>).
- Environment and Climate Change Canada. 2022a. *2030 EMISSIONS REDUCTION PLAN*.
- Environment and Climate Change Canada. 2022 b. *Canadian Environmental Sustainability Indicators: Solid Waste Diversion and Disposal*.
- Environment and Climate Change Canada. 2022c. *Federal Offset Protocol: Landfill Methane Recovery and Destruction Version 1.0*.
- Environment and Climate Change Canada. 2022d. "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>).
- Environment and Climate Change Canada. 2022e. *NATIONAL INVENTORY REPORT 1990 –2020: GREENHOUSE GAS SOURCES AND SINKS IN CANADA. Executive Summary*.
- Environment and Climate Change Canada. 2022f. "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>).

- Environment and Climate Change Canada. 2023a. *Canada. 2023 National Inventory Report (NIR)*.
- Environment and Climate Change Canada. 2023 b. "Canada's Greenhouse Gas Offset Credit System." Retrieved July 3, 2023 (<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>).
- 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. 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 Alberta. 2020. "Renewable Fuels Standards Regulation." Retrieved June 2, 2023 (https://kings-printer.alberta.ca/1266.cfm?page=2010_029.cfm&leg_type=Regs&isbncIn=9780779813650).
- Government of British Columbia. 2023. "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 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>).
- Government of 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>).
- Government of 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>).
- Government of 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>).
- Government of Canada. 2023b. "Indigenous Forestry Initiative." Retrieved June 28, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/forest-sector/indigenous-forestry-initiative/13125>).
- Government of 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>).
- Government of Canada. 2023d. "Net Zero Accelerator Initiative." Retrieved June 28, 2023 (<https://ised-isde.canada.ca/site/strategic-innovation-fund/en/net-zero-accelerator-initiative>).

- Government of 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>).
- Government of Canada, Canada Energy Regulator. 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>).
- Government of Canada, Innovation. 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>).
- Government of Canada, Statistics 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>).
- Government of Canada, Statistics 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 Quebec. 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/>).
- 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, and Research Institutes of Sweden. 2020. *On-Farm Biogas Development Handbook: For Farmers in British Columbia*.
- Hayes, Phil, and Harvey Bradford. 2019. "Biofuels Annual."
- Helwig, T., R. Jannasch, Roger Samson, A. DeMaio, and 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.
- IEA. 2020. *An Introduction to Biogas and Biomethane – Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth – Analysis*.
- IEA. 2021. *Net Zero by 2050 – Analysis*.
- IEA BioEnergy Task 37. 2021. *Potential and Utilization of Manure to Generate Biogas in Seven Countries | Bioenergy*.
- IEA Bioenergy Task 39. 2021. "Progress in Commercialization of Biojet." *IEA Bioenergy Task 39*.
- IEA-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.ioegen.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, and 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.
- Kim, Daegi, Ki Young Park, and 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, and Normand Mousseau. 2021. *Canadian Energy Outlook 2021*. Institut de l'énergie Trottier.
- Larsen, Ulrik, Troels Johansen, and 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, and 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/>).
- 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/>).
- NRCan. 2011a. "Ethanol." Retrieved April 28, 2023 (<https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/transportation-alternative-fuels/alternative-fuels/biofuels/ethanol/3493>).
- NRCan. 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>).
- NRCan. 2014. *Forest Biomass*.
- NRCan. 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>).
- NRCan. 2021b. "Clean Fuels Fund." Retrieved January 31, 2023 (<https://www.nrcan.gc.ca/climate-change/canadas-green-future/clean-fuels-fund/23734>).
- NRCan. 2022. *The State of Canada's Forests. Annual Report*.
- 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, and 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, and James Snider. 2022. "Large Soil Carbon Storage in Terrestrial Ecosystems of Canada." *Global Biogeochemical Cycles* 36(2). doi: 10.1029/2021GB007213.
- Statistics 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>).
- Statistics 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).
- Statistics 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>).
- Statistics Canada. 2022. "Corn, Sweet Corn." Retrieved May 4, 2023 (<https://www.statcan.gc.ca/o1/en/plus/1526-corn-sweet-corn>).

- Statistics 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/>).
- 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/s 10098-001-0131-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>).

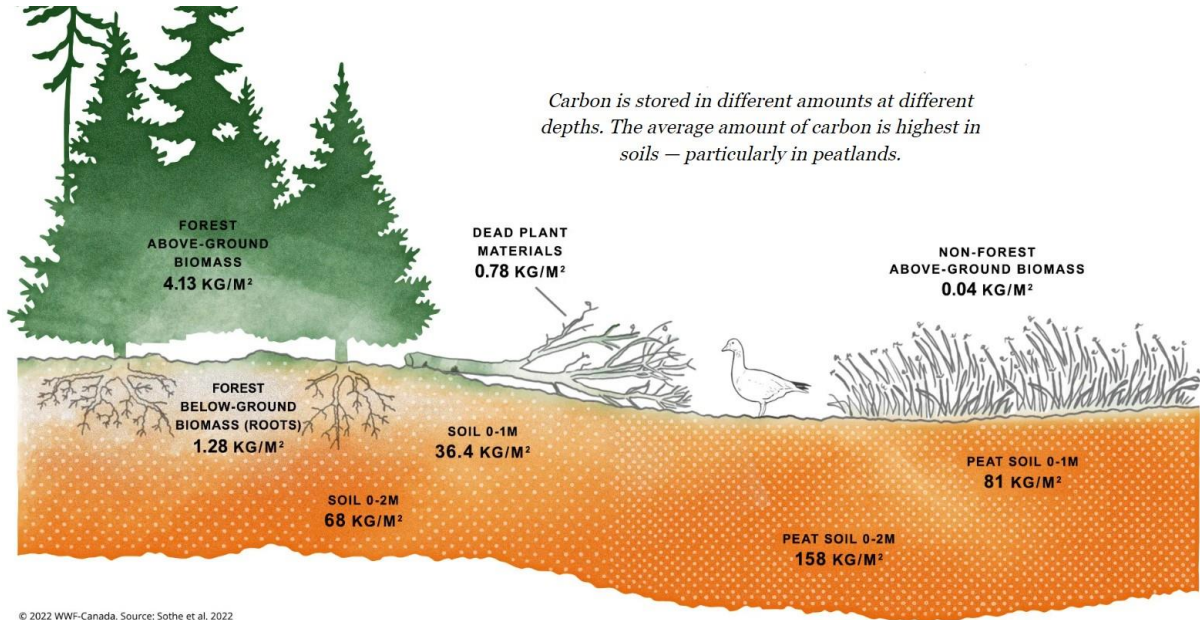
Watters, Alexandra. 2023. *Canada Wood Pellet Annual*. CA2023-0002. USDA FAS GAIN.

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 : 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	21 MJ/L	(Larsen, Johansen, and Schramm 2009; McGill, Aakko-Saksa, and Nylund 2008; REN21 n.d.)
Biodiesel	34 MJ/L	(McGill et al. 2008)
Le méthane	36 MJ/m ³	(Hallbar Consulting Inc and Research Institutes of Sweden 2020)
Bois frais (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, and Taylor 2016; WSP Canada Inc 2021)
Pâte de bois (papier)	15,5 MJ par kg	(Kim, Park, and 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)	17 MJ/kg	(Drax n.d.-c; Forest Research n.d.; IRENA 2019)
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 and Layzell 2019)
Ensilage de maïs et foin cultivé	18,0 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Blé	18,4 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Orge	18,2 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Maïs pour les grains	18,8 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Graines oléagineuses de Canola	27,8 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Graines oléagineuses de soja	23,4 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and Layzell 2019)
Graines oléagineuses de lin	30,8 MJ/kg (base sèche)	(Adetona and 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 and Layzell 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 : Facteurs de conversion utilisés pour estimer le contenu énergétique des déjections animales

Groupes d'animaux	Contenu énergétique (GJ/tonne sèche)
Bœuf	6.67
Veau	6.67
Vache laitière	6.67
Génisses de boucherie	6.67
Volaille : poulet de chair	7.81
Porc (plus de 60 kg)	8.36
Bouvillon	6.67
Génisse laitière	6.67
Taureau	6.67
Abattage des génisses de boucherie	6.67
Cheval	9.9
Dinde	7.81
Autres animaux ^a	6.67

Source : (WSP Canada Inc 2021)

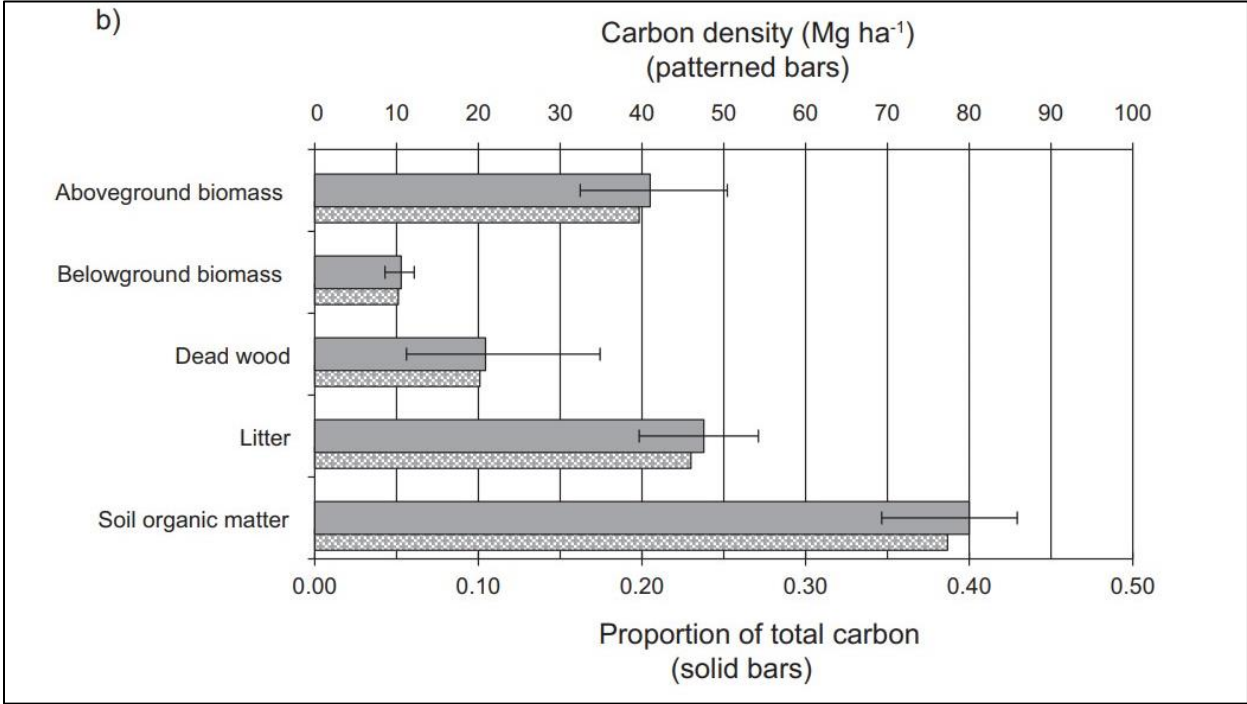
Note : ^a Pour les autres animaux, le facteur de conversion le plus bas des autres groupes d'animaux a été utilisé comme hypothèse pour éviter de surestimer le potentiel théorique.

Annexe 4 : 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

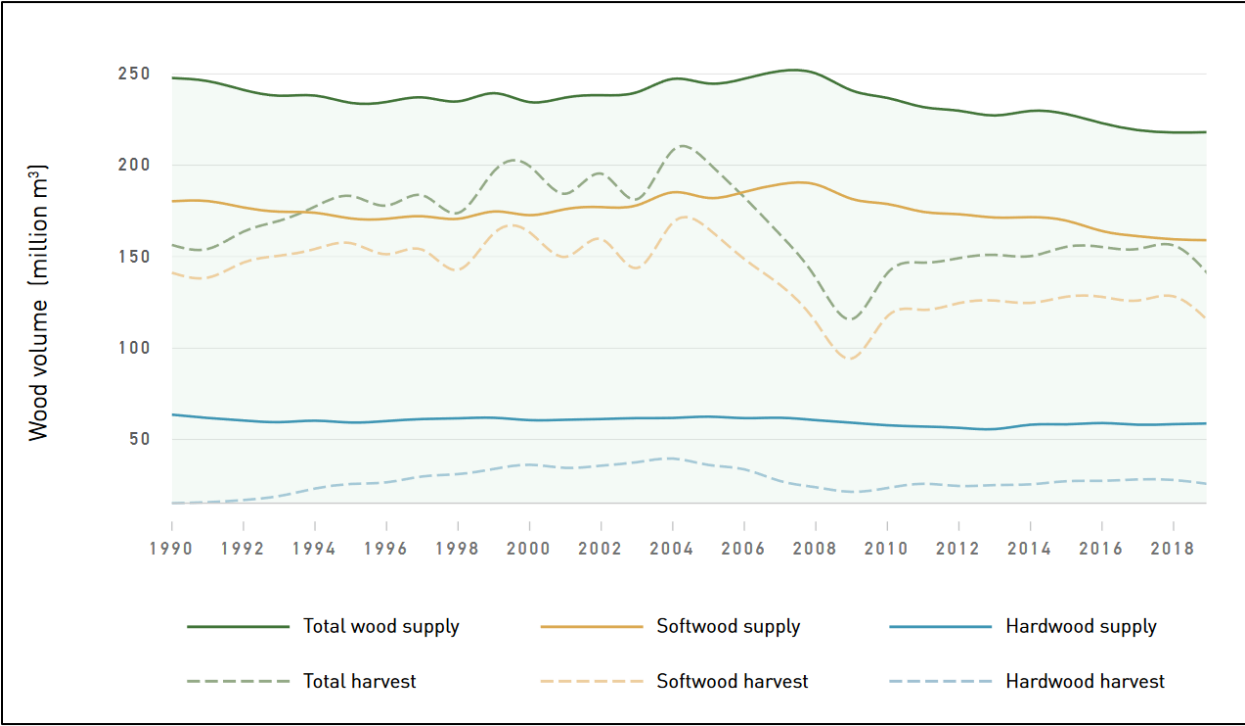
Source : (Adetona and Layzell 2019)

Annexe 5 : Densité du carbone et proportion du carbone total dans la biomasse des terres forestières canadiennes



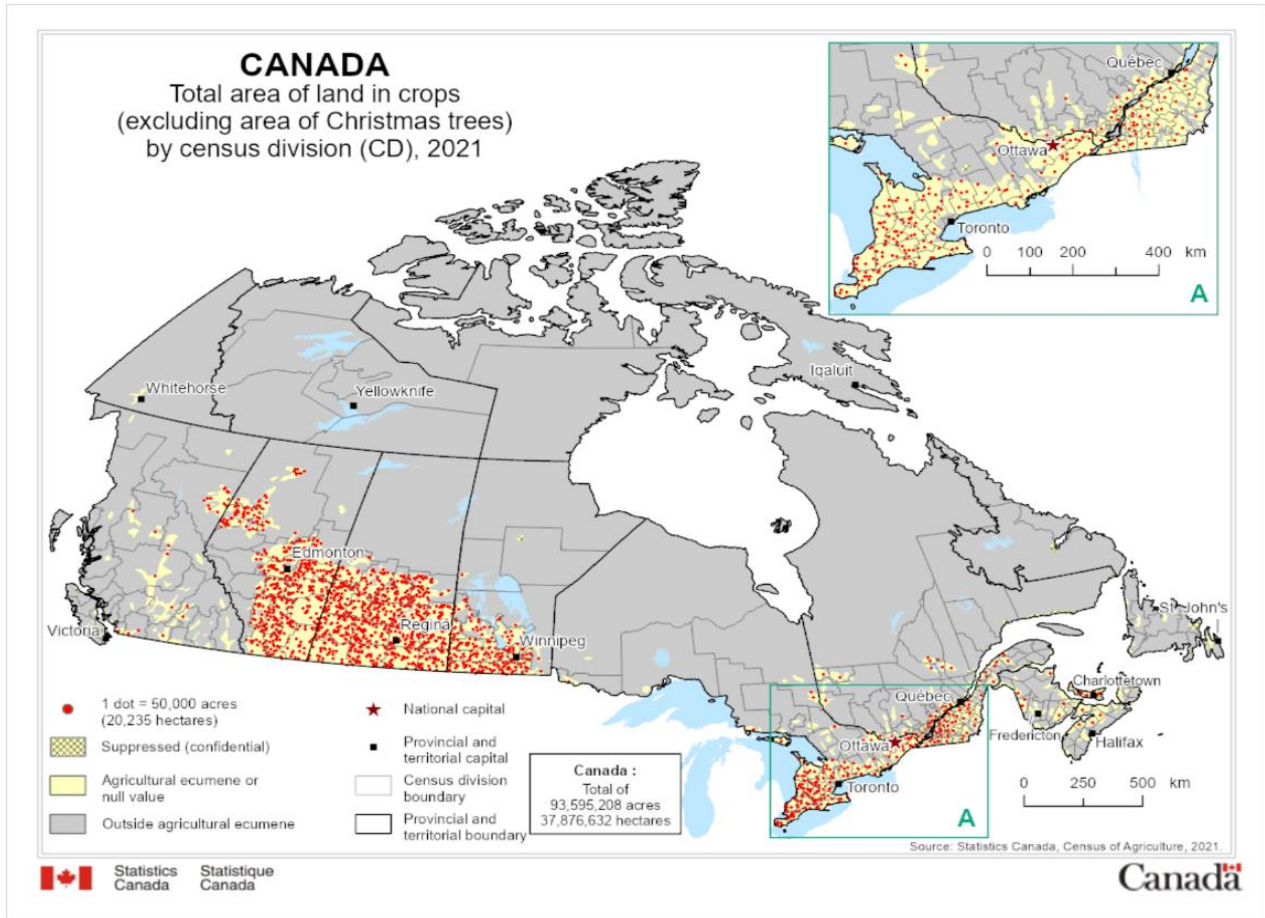
Source : (Kurz et al. 2013)

Annexe 6 : 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)

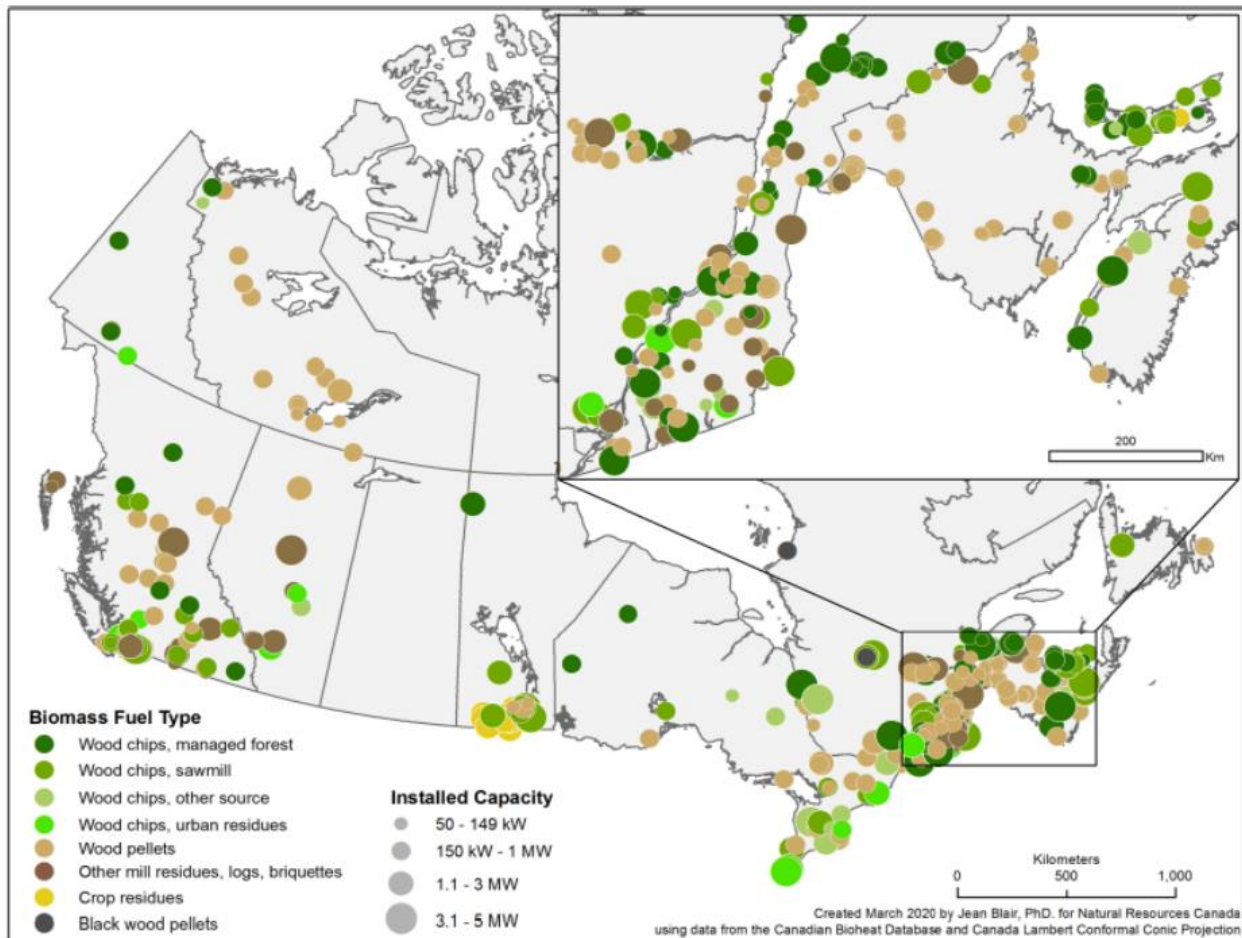
Annexe 7 : Figure montrant la superficie totale des terres cultivées par division de recensement en 2021



Source : (Statistique Canada 2021)

Annexe 8 : 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 utiliser la biomasse solide. Plusieurs types de biomasse sont utilisés dans les systèmes de biochauffage (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 de bois et les copeaux de bois sont les matières premières dominantes 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 du biochauffage au Canada par type de combustible et capacité installée.

Annexe 9 : 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	470,617
	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 10 : 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 émettent plus de 1 000 tonnes de méthane 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)

