



Mise à jour de l'Étude d'impact sur l'environnement (EIE) datée de décembre 2010 visant à permettre la poursuite de l'exploitation du lieu d'enfouissement technique de Saint-Nicéphore sur la phase 3B

Évaluation des émissions de gaz à effet de serre

Octobre 2019



PROJET N° : 191-10398-00

ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

MISE À JOUR DE L'ÉTUDE D'IMPACT SUR
L'ENVIRONNEMENT (EIE) DATÉE DE
DÉCEMBRE 2010 VISANT À PERMETTRE
LA POURSUITE DE L'EXPLOITATION DU
LIEU D'ENFOUISSEMENT TECHNIQUE DE
SAINT-NICÉPHORE SUR LA PHASE 3B

OCTOBRE 2019





ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

MISE À JOUR DE L'ÉTUDE
D'IMPACT SUR
L'ENVIRONNEMENT (EIE) DATÉE
DE DÉCEMBRE 2010 VISANT À
PERMETTRE LA POURSUITE DE
L'EXPLOITATION DU LIEU
D'ENFOUISSEMENT TECHNIQUE
DE SAINT-NICÉPHORE SUR LA
PHASE 3B

WM QUÉBEC INC.

VERSION FINALE

PROJET N° : 191-10398-00
DATE : OCTOBRE 2019

WSP CANADA INC.
1135, BOULEVARD LEBOURGNEUF
QUÉBEC (QUÉBEC) G2K 0M5
CANADA

TÉLÉPHONE : +1 418 623-2254
TÉLÉCOPIEUR : +1 418 624-1857
WSP.COM

HISTORIQUE DES RÉVISIONS

Version	Date	Description
00	2019-10-02	Version finale

SIGNATURES

PRÉPARÉ PAR

Catherine Verrault, M.Sc., M.Sc.A.
Chef d'équipe, GES et support à l'industrie
Environnement

RÉVISÉ PAR

Marc Bisson
Directeur de projet, GES et support à l'industrie
Environnement

ÉQUIPE DE RÉALISATION

WM QUÉBEC INC.

Directeur général adjoint de l'ingénierie et de l'environnement Ghislain Lacombe, ing.

WSP CANADA INC. (WSP)

Rédaction Catherine Verrault, M.Sc., M.Sc.A.

Révision Marc Bisson

Édition Cathia Gamache

Référence à citer :

WSP. 2019. *ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE. MISE À JOUR DE L'ÉTUDE D'IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT (EIE) DATÉE DE DÉCEMBRE 2010 VISANT À PERMETTRE LA POURSUITE DE L'EXPLOITATION DU LIEU D'ENFOUISSEMENT TECHNIQUE DE SAINT-NICÉPHORE SUR LA PHASE 3B. RAPPORT PRODUIT POUR WM QUÉBEC INC. 53 PAGES ET ANNEXES.*

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION.....	1
2	MÉTHODOLOGIE	3
2.1	DESCRIPTION DU PROJET	3
2.2	SOURCES D'ÉMISSION	3
2.2.1	SOURCES QUANTIFIÉES.....	3
2.2.2	SOURCES NON QUANTIFIÉES	4
2.3	GAZ À EFFET DE SERRE QUANTIFIÉS	5
2.4	PÉRIODE DE QUANTIFICATION	5
2.5	MÉTHODES DE CALCUL	6
2.5.1	ÉMISSIONS FUGITIVES DE BIOGAZ.....	6
2.5.2	SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU BIOGAZ.....	6
2.5.3	SUBSTITUTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES.....	7
2.5.4	SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU PROPANE OU AU GAZ NATUREL	7
2.5.5	SOURCES MOBILES – MACHINERIE LOURDE ET AUTRES VÉHICULES	8
2.5.6	PRÉTRAITEMENT DU LIXIVIAT	9
3	QUANTIFICATION DES ÉMISSIONS DU PROJET	11
3.1	ÉMISSIONS FUGITIVES DE BIOGAZ	11
3.1.1	HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION	11
3.1.2	RÉSULTATS	15
3.2	SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU BIOGAZ.....	25
3.3	SUBSTITUTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES	33
3.4	SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU PROPANE.....	34
3.5	SOURCES MOBILES – MACHINERIE LOURDE ET AUTRES VÉHICULES	35
3.6	PRÉTRAITEMENT DU LIXIVIAT	36
4	SOMMAIRE DES ÉMISSIONS DU PROJET	37
5	PLAN DE MESURES D'ATTÉNUATION.....	49
6	PLAN DE SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DE GES.....	51
	RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	53

TABLE DES MATIÈRES (suite)

TABLEAUX

TABLEAU 3-1	SCÉNARIO D'ENFOUISSEMENT 1984-2021	12
TABLEAU 3-2	PARAMÈTRES DE MODÉLISATION DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ	12
TABLEAU 3-3	SCÉNARIO D'AMÉNAGEMENT ET DE FERMETURE PHASE 3B	14
TABLEAU 3-4	GÉNÉRATION, COLLECTE ET ÉMISSIONS DE BIOGAZ	15
TABLEAU 3-5	ÉMISSIONS FUGITIVES DE CH ₄	18
TABLEAU 3-6	ÉMISSIONS FUGITIVES DE CO ₂ BIOGÉNIQUE	22
TABLEAU 3-7	RÉPARTITION DES VOLUMES DE MÉTHANE D'ENFOUISSEMENT COLLECTÉ PAR APPLICATION	25
TABLEAU 3-8	ÉMISSIONS DE GES – CENTRALE ÉLECTRIQUE	28
TABLEAU 3-9	ÉMISSIONS DE GES – CHAUDIÈRE DU COMPLEXE HORTICOLE	29
TABLEAU 3-10	ÉMISSIONS DE GES – CHAUDIÈRES DU RBS ET DU CFER	29
TABLEAU 3-11	ÉMISSIONS DE GES – TORCHÈRES	29
TABLEAU 3-12	ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES – SUBSTITUTION DE PROPANE AU CFER ET AU RBS	33
TABLEAU 3-13	ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES – SUBSTITUTION DE GAZ NATUREL AU COMPLEXE HORTICOLE PAR L'UTILISATION DIRECTE DE BIOGAZ	33
TABLEAU 3-14	ÉMISSIONS DE GES ÉVITÉES – SUBSTITUTION DE GAZ NATUREL AU COMPLEXE HORTICOLE PAR L'UTILISATION DE LA CHALEUR RÉSIDUELLE DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE	34
TABLEAU 3-15	ÉMISSIONS DE GES – CHAUDIÈRES ALIMENTÉES AU PROPANE	35

TABLE DES MATIÈRES (suite)

TABLEAUX (SUITE)

TABLEAU 3-16	ÉMISSIONS DE GES - ÉQUIPEMENTS MOBILES ALIMENTÉS AU DIESEL.....	35
TABLEAU 3-17	ÉMISSIONS DE GES - ÉQUIPEMENTS MOBILES ALIMENTÉS À L'ESSENCE	35
TABLEAU 3-18	ÉMISSIONS DE GES – ÉQUIPEMENTS MOBILES	36
TABLEAU 4-1	BILAN DES ÉMISSIONS DE GES DU PROJET	39
TABLEAU 4-2	SOMMAIRE DES ÉMISSIONS DE CO ₂ D'ORIGINE BIOGÉNIQUE	45
TABLEAU 6-1	PLAN DE SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DE GES	52

ANNEXE

ANNEXE 1	DÉMARCHE À SUIVRE POUR L'ÉVALUATION DES IMPACTS DU PROJET SUR LES ÉMISSIONS DE GES
----------	--

1 INTRODUCTION

Le projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement technique (LET) de Saint-Nicéphore a été soumis à la procédure d'évaluation des impacts sur l'environnement de 2010 à 2013. Le projet soumis proposait l'enfouissement de 14 Mm³ de matières résiduelles dans deux secteurs dénommés Phase 3A et Phase 3B, sur une durée de 20 ans. Le décret 551-2013, émis le 5 juin 2013 et modifié le 8 juillet 2019, a autorisé l'agrandissement du LET initialement dans la Phase 3A pour un tonnage total de 2,3 Mt de matières résiduelles sur une période maximale de huit ans. Le début de l'enfouissement de matières résiduelles dans la Phase 3A a eu lieu le 10 septembre 2013, ce qui amènerait la fin de l'exploitation de ce secteur d'enfouissement au 9 septembre 2021, au plus tard. Le Décret 551-2013 prévoit la possibilité de poursuivre les activités en demandant une nouvelle autorisation, processus que WM a entamé par l'envoi d'une lettre au MELCC le 11 avril 2019.

L'objet de la demande pour une nouvelle autorisation vise à poursuivre l'exploitation du LET sur la Phase 3B, conformément au projet évalué dans l'étude d'impact sur l'environnement (ÉIE) de 2010, à l'exception du taux d'enfouissement annuel qui serait réduit de 625 000 à 430 000 t/an.

L'objet du présent rapport est de présenter la quantification des émissions de gaz à effet de serre (GES) découlant de la mise en œuvre du projet, volet qui n'avait pas été abordé en détail dans l'ÉIE de 2010. À cet effet, le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) a émis une directive que l'on retrouve à l'annexe 1.

Conformément à cette directive, la démarche utilisée comporte les activités suivantes :

- identification des sources d'émission;
- identification des GES à quantifier;
- définition de la période de quantification;
- sélection des méthodes de quantification;
- quantification des émissions de gaz à effet de serre;
- définition d'un plan de mesures d'atténuation;
- définition d'un plan de surveillance des émissions de GES.

2 MÉTHODOLOGIE

2.1 DESCRIPTION DU PROJET

Le projet considéré dans le cadre de la présente étude correspond à l'agrandissement du LET de Saint-Nicéphore. Ce projet prévoit l'enfouissement de matières résiduelles dans un secteur d'enfouissement dénommé Phase 3B. L'exploitation de ce secteur est prévue sur la période 2021 à 2044 avec l'enfouissement de 430 000 tonnes (Mt) de matières résiduelles par année.

Afin de réduire les émissions de biogaz à l'atmosphère, le LET de Saint-Nicéphore est doté d'un système d'extraction des biogaz. La majeure partie du biogaz capté est valorisée à la centrale électrique, d'une capacité de 7,6 MW, aménagée sur le site du LET. L'électricité est produite par la combustion du biogaz dans des moteurs à combustion interne. La chaleur produite par ces moteurs est récupérée et transférée au complexe horticole des Serres Demers situé également sur la propriété du LET. Cette chaleur est utilisée pour le chauffage des serres d'une superficie de 10 ha. Deux autres sources d'énergie peuvent être utilisées pour combler les besoins énergétiques des serres, soit directement le biogaz produit par le LET et le gaz naturel.

Une partie du biogaz collecté sur le LET est également utilisée pour le chauffage du lixiviat afin de prolonger la saison de traitement, et du Centre de formation en entreprise et récupération (CFER) des Chênes, également situé sur la propriété. Ces deux chaudières peuvent également être alimentées au propane. Finalement, le biogaz résiduel est détruit dans des torchères à flamme invisible sur les lieux du LET.

Le présent projet prévoit le prolongement des infrastructures de collecte des biogaz dans la Phase 3B, et ce, au fur et à mesure de l'avancement des opérations d'enfouissement. La valorisation des biogaz à la centrale électrique ainsi qu'au complexe horticole est prévu se poursuivre jusqu'en 2052, soit pour deux périodes contractuelles consécutives de 20 ans avec Hydro-Québec et les Serres Demers.

2.2 SOURCES D'ÉMISSION

2.2.1 SOURCES QUANTIFIÉES

L'exploitation d'un lieu d'enfouissement entraîne des émissions de GES dues à la décomposition des matières résiduelles dans les cellules d'enfouissement, à la combustion en torchère du biogaz capté, à la combustion de biogaz et de combustibles fossiles à des fins de chauffage et de production d'électricité, au traitement du lixiviat ainsi qu'à l'utilisation de la machinerie lourde pour les opérations.

En contrepartie, la valorisation des biogaz permet une réduction des émissions de GES compte tenu que les émissions de CO₂ d'origine biogénique (combustion d'un biocombustible) ne sont pas comptabilisées comme elles font partie du cycle naturel du carbone ce qui n'est pas le cas des émissions de CO₂ résultant de la combustion de combustibles fossiles.

Les principales sources d'émission de GES identifiées pour le LET de Saint-Nicéphore sont donc les suivantes :

- émissions fugitives à la surface des cellules d'enfouissement résultant de la décomposition des matières résiduelles (CO₂ biogénique de fermentation, CH₄);
- émissions dues à la valorisation du biogaz (centrale électrique et systèmes de chauffage du RBS, du CFER et du complexe horticole) (CO₂ biogénique de combustion, CH₄, N₂O);

- émissions résultant de la combustion en torchère du biogaz excédentaire capté par le système de collecte aménagé sur le LET (CO₂ biogénique de combustion, CH₄, N₂O);
- émissions résultant de la combustion de propane en chaudière pour fin de chauffage du CFER et du système de prétraitement des lixiviats dans un réacteur biologique séquentiel (RBS) (CO₂ anthropogénique, CH₄, N₂O);
- émissions évitées dues à la substitution du gaz propane par du biogaz pour le chauffage au RBS et au CFER (CO₂ anthropogénique, CH₄, N₂O);
- émissions évitées dues à la substitution de gaz naturel par du biogaz et de la chaleur au complexe horticole (CO₂ anthropogénique, CH₄, N₂O);
- émissions dues à la machinerie lourde utilisée pour les opérations d'enfouissement (CO₂ anthropogénique, CH₄, N₂O);
- émissions reliées au prétraitement du lixiviat dans le RBS (CH₄, N₂O).

Les émissions fugitives de biogaz à la surface des cellules d'enfouissement représentent la plus importante source d'émissions de GES à l'atmosphère.

2.2.2 SOURCES NON QUANTIFIÉES

Les sources d'émissions suivantes ne sont pas quantifiées et ni incluses dans le bilan du projet :

- émissions dues au déboisement de la Phase 3B;
- émissions reliées à la construction;
- émissions reliées à la consommation d'électricité;
- émissions reliées au transport de matières résiduelles par les camions sous le contrôle de WM.

Une évaluation préliminaire estime les émissions reliées au déboisement de la Phase 3B à environ 6 500 tonnes CO₂ eq. pour une superficie d'environ 43 ha. Cette activité ne se produit qu'une seule fois alors que la durée du projet est de 28 ans en excluant la période postfermeture. La contribution de cette source est donc considérée comme négligeable comparativement aux émissions fugitives de biogaz qui représentent la source principale d'émissions de GES du projet.

De même, une évaluation préliminaire des émissions de GES reliées aux travaux de construction a été effectuée pour la première phase de construction, soit l'aménagement des cellules 1 à 4 de la Phase 3B. Cette phase de construction est la plus importante avec des travaux d'excavation de masse de 615 000 m³ ainsi que la pose de géosynthétiques et la mise en place de la couche drainante de lixiviat sur une superficie de 7,5 ha. En comparaison, les volumes d'excavation prévus pour les autres cellules varient de 40 000 à 120 000 m³ alors que les superficies à imperméabiliser varient de 1,7 à 2,7 ha.

Une évaluation de la machinerie requise et de la durée des travaux a été effectuée pour les besoins de l'étude de bruit présentée lors du processus d'évaluation des impacts du projet en 2010. Selon le calendrier des travaux et la machinerie lourde impliquée, les émissions de GES reliées aux travaux d'excavation de masse des cellules 1 à 4 s'élèveraient à environ 1650 tonnes CO₂ eq. incluant les émissions reliées au transport et à l'entreposage des matériaux excavés. Les émissions reliées à la mise en place des géosynthétiques sont estimées à environ 530 tonnes CO₂ eq. Finalement, les émissions reliées à l'aménagement de la couche drainante de lixiviat sont estimées à environ 615 tonnes CO₂ eq. incluant les émissions reliées au transport de la pierre en provenance d'une carrière située près du site.

Au total, on obtient donc des émissions totales de l'ordre de 2800 tonnes CO₂ eq. Cette source est considérée négligeable comparativement aux émissions totales moyennes du projet en phase d'exploitation qui sont de l'ordre de 66 000 tonnes CO₂ eq. par année, considérant que l'ampleur des travaux de construction sera beaucoup moindre pour les cellules suivantes tel qu'indiqué ci-haut. Cette source ne sera donc pas quantifiée ni incluse dans le bilan de projet.

Les émissions reliées à la consommation d'électricité sont également considérées négligeables compte tenu de la très faible intensité des émissions de GES reliées à la production et la consommation d'électricité au Québec, soit 1,5 g CO₂ eq./kWh (Environnement et Changement climatique Canada, 2019a).

Finalement, la consommation de diesel associée aux activités de transport et de collecte de matières résiduelles par des camions sous le contrôle de WM s'est élevée à 153 500 litres en 2018 pour l'élimination d'environ 340 000 tonnes de matières résiduelles. Si on recalcule la consommation de diesel en fonction du tonnage annuel prévu durant la phase d'exploitation de la Phase 3B, on obtient une consommation d'environ 190 000 litres ce qui donne des émissions de GES d'environ 525 tonnes CO₂ eq. par année ce qui est négligeable comparativement aux émissions totales moyennes du projet qui sont de l'ordre de 65 000 tonnes par année. Cette source d'émissions ne sera donc pas incluse dans le bilan.

2.3 GAZ À EFFET DE SERRE QUANTIFIÉS

Compte tenu des activités réalisées sur le site, les GES suivants sont quantifiés :

- CH₄;
- CO₂ d'origine anthropogénique;
- N₂O.

Le total des émissions pour chacun des gaz à effet de serre identifié est calculé puis le total des émissions de GES est exprimé en tonne métrique équivalent CO₂ en utilisant les pouvoirs de réchauffement planétaire actuellement en vigueur au Canada (Environnement et Changement climatique Canada, 2019b) :

GAZ À EFFET DE SERRE	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1
Méthane (CH ₄)	25
Oxyde nitreux (N ₂ O)	298

Les émissions de CO₂ d'origine biogénique (fermentation des matières résiduelles et combustion de biogaz) sont quantifiées et rapportées à part compte tenu qu'elles ne doivent pas être comptabilisées dans le total des émissions d'une installation conformément aux directives de déclaration fédérales (Environnement et Changement climatique Canada, 2019a).

2.4 PÉRIODE DE QUANTIFICATION

Conformément à la demande du MELCC, la quantification des émissions de GES a été réalisée pour chaque année pendant la période d'exploitation de la Phase 3B, soit de 2021 à 2044, puis sur une période de 100 ans suivant la fermeture du LET.

2.5 MÉTHODES DE CALCUL

2.5.1 ÉMISSIONS FUGITIVES DE BIOGAZ

Les émissions fugitives de biogaz sont déterminées par différence entre la quantité de biogaz produit et les quantités de biogaz collecté et de biogaz oxydé à travers le sol de recouvrement du LET.

L'estimation de la production et de la collecte des biogaz est effectuée à l'aide d'un logiciel développé par WSP incorporant l'équation de calcul du modèle LANDGEM. Le modèle WSP permet une certaine flexibilité au niveau de la variation de différentes valeurs de « Lo » et de « k » et d'efficacité de captage par secteur d'enfouissement ou par année.

Les différents intrants utilisés par ce modèle sont :

- taux d'enfouissement annuel de matières résiduelles;
- taux de production de méthane par tonne de matières résiduelles « Lo »;
- taux de décroissance de la génération de méthane « k »;
- concentration de méthane dans le biogaz produit;
- efficacité du système de captage des biogaz théorique en fonction de l'avancement des travaux de recouvrement et de mise en service des équipements de collecte des biogaz.

Le niveau d'oxydation à travers le sol de recouvrement du LET est ensuite déterminé au prorata des superficies recouvertes d'un recouvrement en sol par rapport aux superficies occupées.

2.5.2 SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU BIOGAZ

Conformément à la méthode QC.1.3.1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) (Gouvernement du Québec, 2019b), les émissions de CO₂ biogéniques reliées à la destruction du biogaz capté en torchère ou à la valorisation du biogaz dans les chaudières du RBS, du CFER et du complexe horticole ainsi que dans les moteurs de la centrale électrique sont calculées en utilisant le facteur d'émission du CO₂, et la quantité annuelle de méthane d'enfouissement brûlé à l'aide de l'équation 1-1.1 du Règlement, soit :

$$CO_2 = Combustible * FEG$$

Où :

CO₂ = Émissions annuelles de CO₂ biogénique (tonnes métriques)

Combustible = Volume de méthane d'enfouissement (10³ m³)

FEG = Facteur d'émission de CO₂ du méthane d'enfouissement (kg CO₂/m³)

Conformément à la méthode QC.1.4.1 du RDOCECA, les émissions de CH₄ reliées à cette source ont été calculées en utilisant le facteur d'émission du CH₄ et la quantité annuelle de méthane d'enfouissement brûlé à l'aide de l'équation 1-10.1 du Règlement, soit :

$$CH_4 = Combustible * FEG * 0,001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ (tonnes métriques)

Combustible = Volume de méthane d'enfouissement (10³ m³)

FEG = Facteur d'émission de CH₄ du méthane d'enfouissement (g CH₄/m³)

0,001 = Facteur de conversion de kilogramme à tonne métrique

Conformément à la méthode QC.1.4.1 du RDOCECA, les émissions de N₂O reliées à cette source ont été calculées en utilisant le facteur d'émission du N₂O, et la quantité annuelle de méthane d'enfouissement brûlé à l'aide de l'équation 1-10.1 du Règlement, soit :

$$N_2O = Combustible * FEG * 0,001$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O (tonnes métriques)

Combustible = Volume de méthane d'enfouissement (10³ m³)

FEG = Facteur d'émission de N₂O du méthane d'enfouissement (g N₂O/m³)

0,001 = Facteur de conversion de kilogramme à tonne métrique

2.5.3 SUBSTITUTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

Les émissions évitées par la substitution de gaz naturel ou de propane par du biogaz sont quantifiées en se basant sur la quantité d'énergie disponible pour la valorisation à partir du biogaz capté, une comparaison du pouvoir calorifique des différents combustibles et les facteurs d'émission de GES pour l'utilisation de gaz naturel en milieu agricole ou de propane. Les méthodes QC.1.3.1 et QC.1.4.1 du RDOCECA sont utilisées pour estimer les émissions et le détail des équations est présenté à la section 2.5.4.

La chaleur récupérée à la sortie des moteurs de la centrale électrique est utilisée au complexe horticole en remplacement de gaz naturel. Dans ce cas-ci, la quantité d'énergie sous forme de chaleur est directement utilisée pour déterminer la quantité équivalente de gaz naturel en utilisant le pouvoir calorifique de ce dernier.

2.5.4 SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU PROPANE OU AU GAZ NATUREL

Conformément à la méthode QC.1.3.1 du RDOCECA, les émissions de CO₂ anthropogéniques reliées à la combustion de propane dans les chaudières du RBS et du CFER ainsi que les émissions évitées dues au remplacement du gaz naturel par du biogaz dans la chaudière du complexe horticole sont calculées en utilisant le facteur d'émission du CO₂ et la quantité annuelle de propane ou de gaz naturel consommé à l'aide de l'équation 1-1.1 du Règlement, soit :

$$CO_2 = Combustible * FEG$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 (tonnes métriques)

Combustible = Volume de propane (kL) ou de gaz naturel ($10^3 m^3$)

FEG = Facteur d'émission de CO_2 du propane (kg CO_2/L) ou du gaz naturel (kg CO_2/m^3)

Conformément à la méthode QC.1.4.1 du RDOCECA, les émissions de CH_4 reliées à cette source ont été calculées en utilisant le facteur d'émission du CH_4 et la quantité annuelle de propane ou de gaz naturel consommé à l'aide de l'équation 1-10.1 du Règlement, soit :

$$CH_4 = Combustible * FEG * 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions annuelles de CH_4 (tonnes métriques)

Combustible = Volume de propane (kL) ou de gaz naturel ($10^3 m^3$)

FEG = Facteur d'émission de CH_4 du propane (g CH_4 /L) ou du gaz naturel (g CH_4/m^3)

0,001 = Facteur de conversion de kilogramme à tonne métrique

Conformément à la méthode QC.1.4.1 du RDOCECA, les émissions de N_2O reliées à cette source ont été calculées en utilisant le facteur d'émission du N_2O et la quantité annuelle de propane consommé à l'aide de l'équation 1-10.1 du Règlement, soit :

$$N_2O = Combustible * FEG * 0,001$$

Où :

N_2O = Émissions annuelles de N_2O (tonnes métriques)

Combustible = Volume de propane (kL) ou de gaz naturel ($10^3 m^3$)

FEG = Facteur d'émission de N_2O du propane (g N_2O/L) ou du gaz naturel (g N_2O/m^3)

0,001 = Facteur de conversion de gramme à tonne métrique

2.5.5 SOURCES MOBILES – MACHINERIE LOURDE ET AUTRES VÉHICULES

Conformément à la méthode QC.27.3.1 du RDOCECA, les émissions de CO_2 associées à la machinerie lourde et aux autres véhicules utilisés pour assurer l'exploitation des installations de l'exploitant, sont calculées en utilisant le facteur d'émission du CO_2 et la quantité annuelle de combustible consommé à l'aide de l'équation 27-1 du règlement, soit :

$$CO_2 = Combustible * FE * 1000 * 0,001$$

Où :

CO_2 = Émissions annuelles de CO_2 (tonnes métriques)

Combustible = Volume de diesel ou d'essence (kL)

FE = Facteur d'émission de CO₂ du diesel ou de l'essence (kg CO₂/L)

1000 = Facteur de conversion de litre à kilolitre

0,001 = Facteur de conversion de kilogramme à tonne métrique

Conformément à la méthode QC.27.4.1 du RDOCECA, les émissions de CH₄ associées à la machinerie lourde utilisée pour assurer l'exploitation des installations de l'exploitant, sont calculées en utilisant le facteur d'émission du CH₄ et la quantité annuelle de combustible consommé à l'aide de l'équation 27-2 du Règlement, soit :

$$CH_4 = Combustible * FE * 1000 * 0,000001$$

Où :

CH₄ = Émissions annuelles de CH₄ (tonnes métriques)

Combustible = Volume de diesel ou d'essence (kL)

FE = Facteur d'émission de CH₄ du diesel ou de l'essence (g CH₄/L)

1000 = Facteur de conversion de litre à kilolitre

0,000001 = Facteur de conversion de gramme à tonne métrique

Conformément à la méthode QC.27.4.1 du RDOCECA, les émissions de N₂O associées à la machinerie lourde utilisée pour assurer l'exploitation des installations de l'exploitant, sont calculées en utilisant le facteur d'émission du N₂O et la quantité annuelle de combustible consommé à l'aide de l'équation 27-2 du Règlement, soit :

$$N_2O = Combustible * FE * 1000 * 0,000001$$

Où :

N₂O = Émissions annuelles de N₂O (tonnes métriques)

Combustible = Volume de diesel ou d'essence (kL)

FE = Facteur d'émission de N₂O du diesel ou de l'essence (g N₂O/L)

1000 = Facteur de conversion de litre à kilolitre

0,000001 = Facteur de conversion de gramme à tonne métrique

2.5.6 PRÉTRAITEMENT DU LIXIVIAT

Le prétraitement du lixiviat au RBS peut entraîner l'émission de GES. Compte tenu que le traitement est un procédé biologique aérobie et que les eaux sont rejetées à l'égout, les émissions de CH₄ sont considérées nulles (IPCC, 2019).

Toutefois, des émissions de N₂O peuvent être produites. Deux sources d'émission doivent être considérées, soit les émissions produites directement par le procédé de traitement et les émissions produites suite au rejet des eaux dans le milieu naturel.

Comme aucun rejet de lixiviat prétraité n'est effectué au milieu naturel et que la totalité du lixiviat prétraité est acheminée à la station de traitement des eaux usées de Drummondville, seules les émissions directement reliées au procédé de traitement doivent être quantifiées.

En premier lieu, la charge annuelle d'azote dans l'affluent de la station de traitement est déterminée à l'aide de l'équation 16 de la directive du MELCC incluse à l'annexe 1, soit :

$$N = \text{Débitannuel} * CAzote$$

Où :

N = Charge annuelle d'azote (kg N/an)

Débitannuel = Débit annuel des eaux à l'affluent du traitement (m³/an)

CAzote = Concentration d'azote dans les eaux à l'affluent (kg N/m³)

Par la suite, les émissions annuelles de N₂O découlant du procédé sont déterminées à l'aide de l'équation 13 de la directive du MELCC, soit :

$$EN_{2O} = FEN_{2O} * N * 44/28 * 0,001$$

Où :

EN_{2O} = Émissions annuelles de N₂O (tonnes N₂O/an)

FEN_{2O} = Facteur d'émission de N₂O applicable au procédé de traitement (kg N₂O-N/kg N)

N = Charge annuelle d'azote (kg N/an)

44/28 = Ratio stoechiométrique pour la conversion de kg N₂O-N à N₂O

0,001 = Facteur de conversion de kilogramme à tonne métrique

3 QUANTIFICATION DES ÉMISSIONS DU PROJET

3.1 ÉMISSIONS FUGITIVES DE BIOGAZ

3.1.1 HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION

Les différentes hypothèses servant d'intrants au modèle de génération et à l'estimation des émissions de biogaz à l'atmosphère sont présentées aux sous-sections suivantes. Ces hypothèses sont basées sur les données transmises par WM et la documentation existante typique d'un LET.

Les différents intrants utilisés pour la présente estimation sont :

- taux d'enfouissement annuel de matières résiduelles;
- taux de production de méthane par tonne de matières résiduelles « Lo »;
- taux de décroissance de la génération de méthane « k »;
- concentration de méthane dans le biogaz produit;
- efficacité du système de captage des biogaz théorique en fonction de l'avancement des travaux de recouvrement et de mise en service des équipements de collecte des biogaz;
- oxydation du méthane à travers les sols de recouvrement.

QUANTITÉS DE MATIÈRES RÉSIDUELLES

Le lieu d'enfouissement de Saint-Nicéphore est en exploitation depuis 1984. Le scénario d'enfouissement retenu pour les années 1984 à 2021 est présenté au tableau 3-1. Les données d'enfouissement de 1984 à 2007 correspondent aux données utilisées dans le cadre de l'étude de dispersion atmosphérique de 2010. Les données d'enfouissement pour les années 2008 à 2018 proviennent des rapports annuels d'exploitation. En ce qui concerne la Phase 3B, un taux d'enfouissement annuel de 430 000 t a été retenu jusqu'à l'atteinte de la capacité totale présentée dans l'ÉIE, soit 9 737 359 t en 2044.

VALEURS DE « K » ET « LO »

Le niveau de production de biogaz a été estimé à l'aide de l'équation de calcul du modèle LANDGEM. Ce modèle couramment utilisé dans l'industrie est un modèle d'ordre 1 impliquant un taux de génération du biogaz décroissant dans le temps. En plus du taux d'enfouissement, deux intrants sont requis par ce modèle, soit le taux de décroissance de la génération du méthane « k » et la production totale de méthane par tonne de matières résiduelles « Lo ».

Le Rapport d'inventaire national des émissions de GES du Canada (Environnement Canada, 2019a) présente les valeurs applicables pour le taux de décroissance de la génération de méthane « k » et la production totale de méthane par tonne de déchets « Lo », selon les provinces du Canada et les années d'enfouissement, et ce, pour les sites d'enfouissement de déchets municipaux. Le tableau 3-2 présente les valeurs recommandées pour le Québec pour un biogaz à 50 % de CH₄.

Tableau 3-1 Scénario d'enfouissement 1984-2021

ANNÉE	TONNAGE ANNUEL (t)	SECTEUR	TONNAGE CUMULATIF (t)
1984	30 000	<i>Phase 1</i>	30 000
1985	30 000		60 000
1986	30 000		90 000
1987	30 000		120 000
1988	30 000		150 000
1989	50 000		200 000
1990	246 000		446 000
1991	315 000		761 000
1992	478 000		1 239 000
1993	577 000		1 816 000
1994	643 000		2 459 000
1995	600 000		3 059 000
1996	721 257		3 780 257
1997	800 563	4 580 820	
1998	679 296	5 260 116	
1999	683 435	5 943 551	
2000	747 458	6 691 009	
2001	449 582	7 140 591	
2002	647 814	7 788 405	
2003	637 246	8 425 651	
2003	94 374	8 520 025	
2004	679 755	9 199 780	
2005	579 630	9 779 410	
2006	641 175	10 420 585	
2007	684 395	11 104 980	
2008	543 151	11 648 131	
2009	462 454	12 110 585	
2010	415 457	12 526 042	
2011	298 008	12 824 050	
2012	398 492	13 222 542	
2013	266 975	13 489 517	
2013	63 664	13 553 181	
2014	232 406	13 785 587	
2015	293 152	14 078 739	
2016	269 815	14 348 553	
2017	407 660	14 756 213	
2018	343 442	15 099 654	
2019	229 954	15 329 609	
2020	229 954	15 559 563	
2021	229 954	15 789 517	
Phase 1	3 059 000		
Cellules 1 à 4	5 366 651		
Cellules 5 à 8	5 063 866		
Phase 3A	2 300 000		
TOTAL	15 789 517		

Tableau 3-2 Paramètres de modélisation de la production de biogaz

VALEURS DE k ET Lo @ 50 % CH4 Selon le <i>Rapport d'inventaire national du Canada (2019)</i>				
Période	Valeur de k (an ⁻¹)	Valeur de COD (%)	Valeur de Lo	
			(kg CH ₄ / TM déchets)	(m ³ CH ₄ / TM déchets)
1941 - 1975	0,053	39	130,00	194,90
1976 - 1989	0,057	21	70,00	104,95
1990 - 2007	0,059	20	66,67	99,95
2008- à ce jour	0,056	21	70,00	104,95

EFFICACITÉ DE CAPTAGE

Une nouvelle séquence d'exploitation de la Phase 3B a été développée en fonction du nouveau taux d'enfouissement de manière à établir le calendrier d'aménagement, d'exploitation et de fermeture de chacune des cellules d'enfouissement.

Le tableau 3-3 présente le scénario d'aménagement et de fermeture de la Phase 3B défini selon la capacité totale, la géométrie du site et le taux d'enfouissement annuel. Les efficacités de captage du biogaz et les facteurs d'oxydation du biogaz applicables sont calculés à partir de ce scénario d'aménagement et de fermeture.

Le réseau de captage du biogaz au LET de Saint-Nicéphore est composé de tranchées horizontales aménagées au fur et à mesure de l'enfouissement des matières résiduelles. À la fin de l'exploitation d'un secteur, le réseau est bonifié par l'ajout de puits d'extraction verticaux. Le recouvrement final de la Phase 3B sera constitué d'une géomembrane conformément aux engagements pris par WM lors de l'autorisation de la Phase 3A.

L'US EPA (2008) considère que l'efficacité de collecte du biogaz peut être supérieure à 85 % et même atteindre 95 % pour les sites munis d'un système d'imperméabilisation en géomembranes et d'un réseau complet d'extraction du biogaz.

Tableau 3-3 Scénario d'aménagement et de fermeture Phase 3B

ANNÉE	SUPERFICIE OCCUPÉE CUMULATIVE (ha)	SUPERFICIE ANNUELLE NETTE REC. INTERMÉDIAIRE (ha)	SUPERFICIE ANNUELLE FERMETURE (ha)	SUPERFICIE FERMÉE CUMULATIVE (ha)	PROPORTION SUPERFICIES REC. INTERMÉDIAIRE (%)	PROPORTION SUPERFICIES FERMÉES (%)	EFFICACITÉ DE CAPTAGE RÉSULTANTE (%)	TAUX D'OXYDATION (%)
2021	5,62	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	10,00
2022	7,38	0,00	0,00	0	0,00	0	70,00	10,00
2023	9,12	0,50	0,25	0,25	5,48	2,74	72,06	9,18
2024	11,19	0,50	0,50	0,75	4,47	6,70	72,79	8,88
2025	13,21	1,50	1,00	1,75	11,36	13,25	76,15	7,54
2026	15,22	2,50	1,00	2,75	16,42	18,06	78,62	6,55
2027	15,22	2,00	1,00	3,75	13,14	24,63	79,44	6,22
2028	17,24	2,25	1,25	5,00	13,05	29,00	80,51	5,79
2029	19,26	3,00	1,25	6,25	15,57	32,45	82,01	5,20
2030	21,31	3,25	1,75	8,00	15,25	37,54	83,20	4,72
2031	21,31	2,00	1,50	9,50	9,38	44,57	83,49	4,60
2032	23,37	2,00	2,00	11,50	8,56	49,20	84,44	4,22
2033	25,42	2,50	1,50	13,00	9,83	51,14	85,24	3,90
2034	27,45	2,50	2,00	15,00	9,11	54,64	85,94	3,63
2035	29,55	3,00	1,50	16,50	10,15	55,85	86,50	3,40
2036	31,43	2,50	3,00	19,50	7,96	62,05	87,50	3,00
2037	33,20	2,00	2,00	21,50	6,02	64,76	87,70	2,92
2038	34,98	2,00	2,00	23,50	5,72	67,19	88,23	2,71
2039	36,69	1,50	2,50	26,00	4,09	70,87	88,74	2,50
2040	38,61	1,00	2,00	28,00	2,59	72,52	88,78	2,49
2041	40,35	0,00	3,50	31,50	0,00	78,07	89,52	2,19
2042	43,02	0,00	3,50	35,00	0,00	81,36	90,34	1,86
2043	43,02	0,00	3,50	38,50	0,00	89,50	92,37	1,05
2044	43,02	0,00	4,52	43,02	0,00	100,00	95,00	0,00

L'efficacité de captage globale du réseau de captage du biogaz de la Phase 3B est calculée au prorata de la superficie fermée par rapport à la superficie occupée en assumant que l'efficacité de captage est de 95 % dans les secteurs fermés et de 70 % dans les secteurs en exploitation.

Afin de minimiser les émissions à l'atmosphère et les volumes de lixiviat produit durant la phase d'exploitation, l'utilisation d'une géomembrane sacrificielle est envisagée pour la Phase 3B. Une efficacité de 95 % a été retenue dans ce cas.

L'efficacité de captage globale du réseau de captage du biogaz de la Phase 3B est calculée au prorata de la superficie fermée par rapport à la superficie occupée en assumant que l'efficacité de captage est de 95 % dans les secteurs fermés, de 70 % dans les secteurs en exploitation sans recouvrement intermédiaire et de 95 % pour les secteurs en opération de la Phase 3B avec recouvrement intermédiaire.

Le passage du biogaz à travers un recouvrement final constitué de sols entraîne une oxydation d'une partie du méthane non collecté. Selon le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPÉDE) (Gouvernement du Québec, 2019a), un facteur d'oxydation du méthane de 10 % est considéré pour les lieux d'enfouissement dotés d'un recouvrement final en sols alors qu'il est nul pour les lieux dotés d'un recouvrement final en géomembrane conforme au Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles (REIMR).

Les émissions de biogaz à l'atmosphère ont été déterminées en retranchant le débit de biogaz capté du débit de biogaz produit puis en retranchant la portion oxydée calculée au prorata des superficies non fermées avec une géomembrane par rapport aux superficies occupées.

3.1.2 RÉSULTATS

Les résultats du calcul des émissions de biogaz à l'atmosphère sont présentés au tableau 3-4. Les émissions maximales de biogaz à l'atmosphère sont obtenues en 2028 avec un débit de 10,09 Mm³/an. Les estimations des émissions de biogaz à l'atmosphère y sont également présentées pour la période 2021-2144. Les tableaux 3-5 et 3-6 présentent les quantités de CH₄ et de CO₂ biogénique émis chaque année à l'atmosphère pour cette période.

Tableau 3-4 Génération, collecte et émissions de biogaz

ANNÉE	BIOGAZ GÉNÉRÉ (Mm ³ /an)	BIOGAZ CAPTÉ (Mm ³ /an)	BIOGAZ ÉMIS ATMOSPHÈRE (Mm ³ /an)
2021	74,30	65,16	8,33
2022	74,28	65,07	8,42
2023	75,06	65,02	9,18
2024	75,81	65,03	9,82
2025	76,52	65,51	9,95
2026	77,19	66,10	9,93
2027	77,84	66,50	10,03
2028	78,45	67,02	10,09
2029	79,04	67,73	9,85
2030	79,59	68,43	9,60
2031	80,12	68,85	9,52
2032	80,63	69,55	9,34
2033	81,11	70,21	9,03
2034	81,57	70,86	8,72
2035	82,01	71,46	8,42
2036	82,42	72,29	7,95
2037	82,82	72,73	7,75
2038	83,20	73,34	7,43
2039	83,55	73,95	7,10
2040	83,90	74,29	6,95
2041	84,22	75,03	6,51
2042	84,53	75,84	6,06
2043	84,82	77,41	5,11
2044	85,10	79,42	4,08

Tableau 3-4 Génération, collecte et émissions de biogaz (suite)

ANNÉE	BIOGAZ GÉNÉRÉ (Mm³/an)	BIOGAZ CAPTÉ (Mm³/an)	BIOGAZ ÉMIS ATMOSPHÈRE (Mm³/an)
2045	82,12	76,67	3,90
2046	77,62	72,47	3,69
2047	73,37	68,50	3,48
2048	69,35	64,75	3,29
2049	65,55	61,21	3,11
2050	61,96	57,86	2,93
2051	58,57	54,69	2,77
2052	55,36	51,70	2,62
2053	52,33	48,86	2,47
2054	49,46	46,19	2,34
2055	46,75	43,66	2,21
2056	44,19	41,27	2,09
2057	41,77	39,01	1,97
2058	39,48	36,88	1,86
2059	37,32	34,86	1,76
2060	35,28	32,95	1,66
2061	33,34	31,15	1,57
2062	31,52	29,44	1,48
2063	29,79	27,83	1,40
2064	28,16	26,31	1,32
2065	26,62	24,87	1,25
2066	25,16	23,50	1,18
2067	23,78	22,22	1,11
2068	22,48	21,00	1,05
2069	21,25	19,85	0,99
2070	20,09	18,77	0,94
2071	18,99	17,74	0,89
2072	17,95	16,77	0,84
2073	16,96	15,85	0,79
2074	16,03	14,98	0,75
2075	15,16	14,16	0,71
2076	14,33	13,39	0,67
2077	13,54	12,65	0,63
2078	12,80	11,96	0,60
2079	12,10	11,31	0,56
2080	11,44	10,69	0,53
2081	10,81	10,10	0,50
2082	10,22	9,55	0,47
2083	9,66	9,03	0,45
2084	9,13	8,53	0,42
2085	8,63	8,07	0,40

Tableau 3-4 Génération, collecte et émissions de biogaz (suite)

ANNÉE	BIOGAZ GÉNÉRÉ (Mm³/an)	BIOGAZ CAPTÉ (Mm³/an)	BIOGAZ ÉMIS ATMOSPHÈRE (Mm³/an)
2086	8,16	7,63	0,38
2087	7,71	7,21	0,36
2088	7,29	6,81	0,34
2089	6,89	6,44	0,32
2090	6,51	6,09	0,30
2091	6,16	5,76	0,28
2092	5,82	5,44	0,27
2093	5,50	5,14	0,25
2094	5,20	4,86	0,24
2095	4,92	4,60	0,23
2096	4,65	4,34	0,21
2097	4,39	4,11	0,20
2098	4,15	3,88	0,19
2099	3,92	3,67	0,18
2100	3,71	3,47	0,17
2101	3,51	3,28	0,16
2102	3,31	3,10	0,15
2103	3,13	2,93	0,14
2104	2,96	2,77	0,14
2105	2,80	2,62	0,13
2106	2,65	2,47	0,12
2107	2,50	2,34	0,11
2108	2,36	2,21	0,11
2109	2,24	2,09	0,10
2110	2,11	1,98	0,10
2111	2,00	1,87	0,09
2112	1,89	1,77	0,09
2113	1,78	1,67	0,08
2114	1,69	1,58	0,08
2115	1,59	1,49	0,07
2116	1,51	1,41	0,07
2117	1,42	1,33	0,06
2118	1,35	1,26	0,06
2119	1,27	1,19	0,06
2120	1,20	1,13	0,05
2121	1,14	1,06	0,05
2122	1,08	1,01	0,05
2123	1,02	0,95	0,05
2124	0,96	0,90	0,04
2125	0,91	0,85	0,04
2126	0,86	0,81	0,04

Tableau 3-4 Génération, collecte et émissions de biogaz (suite)

ANNÉE	BIOGAZ GÉNÉRÉ (Mm ³ /an)	BIOGAZ CAPTÉ (Mm ³ /an)	BIOGAZ ÉMIS ATMOSPHÈRE (Mm ³ /an)
2127	0,82	0,76	0,04
2128	0,78	0,72	0,04
2129	0,73	0,69	0,03
2130	0,70	0,65	0,03
2131	0,66	0,62	0,03
2132	0,63	0,59	0,03
2133	0,59	0,56	0,03
2134	0,56	0,53	0,03
2135	0,54	0,50	0,03
2136	0,51	0,47	0,02
2137	0,48	0,45	0,02
2138	0,46	0,43	0,02
2139	0,44	0,41	0,02
2140	0,41	0,39	0,02
2141	0,39	0,37	0,02
2142	0,37	0,35	0,02
2143	0,36	0,33	0,02
2144	0,34	0,31	0,02

Tableau 3-5 Émissions fugitives de CH₄

ANNÉE	CH ₄ ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CH ₄ ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CH ₄ ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2021	2 777	0	2 777	0
2022	2 665	142	2 806	5
2023	2 515	548	3 063	18
2024	2 374	901	3 275	28
2025	2 241	1 078	3 319	32
2026	2 115	1 198	3 313	36
2027	1 996	1 351	3 346	40
2028	1 884	1 482	3 366	44
2029	1 778	1 508	3 286	46
2030	1 678	1 522	3 200	48
2031	1 584	1 592	3 176	50
2032	1 495	1 620	3 115	52
2033	1 411	1 600	3 011	53
2034	1 332	1 576	2 908	54
2035	1 257	1 552	2 809	55

Tableau 3-5 Émissions fugitives de CH₄ (suite)

ANNÉE	CH ₄ ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CH ₄ ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CH ₄ ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2036	1 186	1 465	2 651	55
2037	1 120	1 465	2 585	57
2038	1 057	1 421	2 478	57
2039	997	1 371	2 369	58
2040	941	1 375	2 316	59
2041	889	1 283	2 172	59
2042	839	1 181	2 020	58
2043	792	914	1 705	54
2044	747	613	1 360	45
2045	705	596	1 301	46
2046	666	563	1 229	46
2047	628	533	1 161	46
2048	593	504	1 097	46
2049	560	476	1 036	46
2050	528	450	979	46
2051	499	426	924	46
2052	471	403	873	46
2053	444	381	825	46
2054	419	360	779	46
2055	396	340	736	46
2056	374	322	695	46
2057	353	304	657	46
2058	333	288	621	46
2059	314	272	586	46
2060	296	257	554	46
2061	280	243	523	46
2062	264	230	494	47
2063	249	217	467	47
2064	235	206	441	47
2065	222	194	417	47
2066	210	184	394	47
2067	198	174	372	47
2068	187	164	351	47
2069	176	155	332	47
2070	166	147	313	47
2071	157	139	296	47
2072	148	131	280	47
2073	140	124	264	47
2074	132	117	250	47

Tableau 3-5 Émissions fugitives de CH₄ (suite)

ANNÉE	CH ₄ ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CH ₄ ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CH ₄ ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2075	125	111	236	47
2076	118	105	223	47
2077	111	99	210	47
2078	105	94	199	47
2079	99	89	188	47
2080	93	84	177	47
2081	88	79	168	47
2082	83	75	158	47
2083	79	71	150	47
2084	74	67	141	47
2085	70	63	133	48
2086	66	60	126	48
2087	62	57	119	48
2088	59	54	113	48
2089	56	51	106	48
2090	52	48	100	48
2091	50	45	95	48
2092	47	43	90	48
2093	44	41	85	48
2094	42	38	80	48
2095	39	36	76	48
2096	37	34	71	48
2097	35	32	67	48
2098	33	31	64	48
2099	31	29	60	48
2100	29	27	57	48
2101	28	26	54	48
2102	26	24	51	48
2103	25	23	48	48
2104	23	22	45	48
2105	22	21	43	48
2106	21	20	40	48
2107	20	19	38	48
2108	19	17	36	48
2109	18	17	34	49
2110	17	16	32	49
2111	16	15	30	49
2112	15	14	29	49
2113	14	13	27	49

Tableau 3-5 Émissions fugitives de CH₄ (suite)

ANNÉE	CH ₄ ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CH ₄ ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CH ₄ ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2114	13	13	26	49
2115	12	12	24	49
2116	12	11	23	49
2117	11	11	22	49
2118	10	10	20	49
2119	10	9	19	49
2120	9	9	18	49
2121	9	8	17	49
2122	8	8	16	49
2123	8	8	15	49
2124	7	7	15	49
2125	7	7	14	49
2126	7	6	13	49
2127	6	6	13	48
2128	6	6	12	48
2129	6	5	11	47
2130	6	5	11	47
2131	6	5	10	47
2132	5	5	10	46
2133	5	4	9	46
2134	5	4	9	45
2135	5	4	9	45
2136	5	4	8	44
2137	4	3	8	44
2138	4	3	8	43
2139	4	3	7	43
2140	4	3	7	42
2141	4	3	7	42
2142	4	3	6	41
2143	4	2	6	40
2144	4	2	6	40

Tableau 3-6 Émissions fugitives de CO₂ biogénique

ANNÉE	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2021	7 620	0	7 620	0
2022	7 312	388	7 700	5
2023	6 901	1 503	8 404	18
2024	6 513	2 473	8 986	28
2025	6 147	2 958	9 105	32
2026	5 802	3 287	9 089	36
2027	5 476	3 705	9 181	40
2028	5 168	4 066	9 234	44
2029	4 878	4 138	9 016	46
2030	4 604	4 176	8 780	48
2031	4 345	4 367	8 712	50
2032	4 101	4 444	8 545	52
2033	3 871	4 391	8 262	53
2034	3 653	4 324	7 977	54
2035	3 448	4 259	7 708	55
2036	3 255	4 018	7 273	55
2037	3 072	4 020	7 092	57
2038	2 899	3 899	6 798	57
2039	2 737	3 762	6 499	58
2040	2 583	3 772	6 355	59
2041	2 438	3 521	5 959	59
2042	2 301	3 241	5 542	58
2043	2 172	2 507	4 679	54
2044	2 050	1 683	3 732	45
2045	1 935	1 635	3 570	46
2046	1 826	1 546	3 372	46
2047	1 724	1 462	3 185	46
2048	1 627	1 382	3 009	46
2049	1 536	1 307	2 842	46
2050	1 449	1 236	2 685	46
2051	1 368	1 168	2 536	46
2052	1 291	1 105	2 396	46
2053	1 219	1 044	2 263	46
2054	1 150	988	2 138	46
2055	1 086	934	2 020	46
2056	1 025	883	1 908	46
2057	967	835	1 802	46
2058	913	789	1 702	46
2059	862	746	1 608	46
2060	813	706	1 519	46
2061	768	667	1 435	46

Tableau 3-6 Émissions fugitives de CO2 biogénique (suite)

ANNÉE	CO₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CO₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CO₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2062	725	631	1 356	47
2063	684	597	1 281	47
2064	646	564	1 210	47
2065	609	533	1 143	47
2066	575	504	1 080	47
2067	543	477	1 020	47
2068	513	451	963	47
2069	484	426	910	47
2070	457	403	860	47
2071	431	381	812	47
2072	407	360	767	47
2073	384	341	725	47
2074	363	322	685	47
2075	342	305	647	47
2076	323	288	611	47
2077	305	272	577	47
2078	288	258	545	47
2079	272	244	515	47
2080	256	230	487	47
2081	242	218	460	47
2082	228	206	434	47
2083	216	195	410	47
2084	204	184	388	47
2085	192	174	366	48
2086	181	165	346	48
2087	171	156	327	48
2088	162	147	309	48
2089	153	139	292	48
2090	144	132	276	48
2091	136	124	260	48
2092	128	118	246	48
2093	121	111	232	48
2094	114	105	219	48
2095	108	99	207	48
2096	102	94	196	48
2097	96	89	185	48
2098	91	84	175	48
2099	86	79	165	48
2100	81	75	156	48
2101	76	71	147	48
2102	72	67	139	48

Tableau 3-6 Émissions fugitives de CO2 biogénique (suite)

ANNÉE	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS SITE AUTORISÉ (tonnes)	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS PHASE 3B (tonnes)	CO ₂ BIOGÉNIQUE ÉMIS TOTALITÉ DU SITE (tonnes)	PROPORTION PHASE 3B VS TOTALITÉ DU SITE (%)
2103	68	64	132	48
2104	64	60	124	48
2105	61	57	117	48
2106	57	54	111	48
2107	54	51	105	48
2108	51	48	99	48
2109	48	45	94	49
2110	45	43	88	49
2111	43	41	83	49
2112	41	38	79	49
2113	38	36	75	49
2114	36	34	70	49
2115	34	32	67	49
2116	32	31	63	49
2117	30	29	59	49
2118	29	27	56	49
2119	27	26	53	49
2120	26	25	50	49
2121	24	23	47	49
2122	23	22	45	49
2123	21	21	42	49
2124	20	20	40	49
2125	19	19	38	49
2126	19	18	36	49
2127	18	17	34	48
2128	17	16	33	48
2129	16	15	31	47
2130	16	14	30	47
2131	15	13	28	47
2132	15	13	27	46
2133	14	12	26	46
2134	13	11	25	45
2135	13	11	24	45
2136	13	10	23	44
2137	12	9	22	44
2138	12	9	21	43
2139	11	8	20	43
2140	11	8	19	42
2141	11	8	18	42
2142	10	7	17	41
2143	10	7	17	40
2144	10	6	16	40

3.2 SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU BIOGAZ

Comme indiqué à la section 2.1, la majeure partie du biogaz capté est valorisée à la centrale électrique, d'une capacité de 7,6 MW, aménagée sur le site du LET. L'électricité est produite par la combustion du biogaz dans des moteurs à combustion interne. La chaleur produite par ces moteurs est récupérée et transférée au complexe horticole situé également sur la propriété du LET. Cette chaleur est utilisée pour le chauffage des serres d'une superficie de 10 hectares. Deux autres sources d'énergie peuvent être utilisées pour combler les besoins énergétiques des serres, soit directement le biogaz produit par le LET et le gaz naturel.

Une partie du biogaz collecté sur le LET est également utilisée pour le chauffage du lixiviat afin de prolonger la saison de traitement ainsi qu'au Centre de formation en entreprise et récupération (CFER) des Chênes, également situé sur la propriété. Ces deux chaudières peuvent également être alimentées au propane. Finalement, le biogaz résiduel est détruit dans des torchères à flamme invisible sur les lieux du LET.

Selon les données d'utilisation de 2018, les volumes de méthane d'enfouissement suivants ont été utilisés pour évaluer les volumes de méthane d'enfouissement excédentaire qui seront brûlés en torchère. :

- Centrale électrique : 19 534 278 m³;
- Chaudière du complexe horticole : 2 136 115 m³;
- Chaudières du RBS et du CFER : 218 460 m³.

La fin de la valorisation du biogaz à la centrale électrique ainsi que dans la chaudière du complexe horticole est prévue pour l'année 2052, soit à la suite de deux périodes de 20 ans à partir de 2012. Le tableau 3-7 présente les volumes de méthane d'enfouissement excédentaire qui seront brûlés en torchère.

Tableau 3-7 Répartition des volumes de méthane d'enfouissement collecté par application

ANNÉE	MÉTHANE CAPTÉ (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CENTRALE (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CFER/RBS/SERRE (Mm ³ /an)	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)
2021	32,58	19,53	2,35	10,69
2022	32,54	19,53	2,35	10,65
2023	32,51	19,53	2,35	10,62
2024	32,52	19,53	2,35	10,63
2025	32,76	19,53	2,35	10,87
2026	33,05	19,53	2,35	11,16
2027	33,25	19,53	2,35	11,36
2028	33,51	19,53	2,35	11,62
2029	33,87	19,53	2,35	11,98
2030	34,21	19,53	2,35	12,32
2031	34,43	19,53	2,35	12,54
2032	34,77	19,53	2,35	12,88
2033	35,11	19,53	2,35	13,22
2034	35,43	19,53	2,35	13,54
2035	35,73	19,53	2,35	13,84
2036	36,15	19,53	2,35	14,26
2037	36,37	19,53	2,35	14,48

Tableau 3-7 Répartition des volumes de méthane d'enfouissement collecté par application (suite)

ANNÉE	MÉTHANE CAPTÉ (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CENTRALE (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CFER/RBS/SERRE (Mm ³ /an)	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)
2038	36,67	19,53	2,35	14,78
2039	36,98	19,53	2,35	15,09
2040	37,15	19,53	2,35	15,26
2041	37,52	19,53	2,35	15,63
2042	37,92	19,53	2,35	16,03
2043	38,71	19,53	2,35	16,82
2044	39,71	19,53	2,35	17,82
2045	38,33	19,53	2,35	16,45
2046	36,24	19,53	2,35	14,35
2047	34,25	19,53	2,35	12,36
2048	32,38	19,53	2,35	10,49
2049	30,60	19,53	2,35	8,72
2050	28,93	19,53	2,35	7,04
2051	27,34	19,53	2,35	5,46
2052	25,85	19,53	2,35	3,96
2053	24,43	0,00	0,22	24,21
2054	23,09	0,00	0,22	22,88
2055	21,83	0,00	0,22	21,61
2056	20,64	0,00	0,22	20,42
2057	19,51	0,00	0,22	19,29
2058	18,44	0,00	0,22	18,22
2059	17,43	0,00	0,22	17,21
2060	16,47	0,00	0,22	16,26
2061	15,57	0,00	0,22	15,35
2062	14,72	0,00	0,22	14,50
2063	13,91	0,00	0,22	13,70
2064	13,15	0,00	0,22	12,93
2065	12,43	0,00	0,22	12,21
2066	11,75	0,00	0,22	11,53
2067	11,11	0,00	0,22	10,89
2068	10,50	0,00	0,22	10,28
2069	9,93	0,00	0,22	9,71
2070	9,38	0,00	0,22	9,16
2071	8,87	0,00	0,22	8,65
2072	8,38	0,00	0,22	8,17
2073	7,93	0,00	0,22	7,71
2074	7,49	0,00	0,22	7,27
2075	7,08	0,00	0,22	6,86
2076	6,69	0,00	0,22	6,48
2077	6,33	0,00	0,22	6,11
2078	5,98	0,00	0,22	5,76

Tableau 3-7 Répartition des volumes de méthane d'enfouissement collecté par application (suite)

ANNÉE	MÉTHANE CAPTÉ (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CENTRALE (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CFER/RBS/SERRE (Mm ³ /an)	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)
2079	5,65	0,00	0,22	5,44
2080	5,34	0,00	0,22	5,13
2081	5,05	0,00	0,22	4,83
2082	4,78	0,00	0,22	4,56
2083	4,51	0,00	0,22	4,30
2084	4,27	0,00	0,22	4,05
2085	4,03	0,00	0,22	3,82
2086	3,81	0,00	0,22	3,59
2087	3,60	0,00	0,22	3,39
2088	3,41	0,00	0,22	3,19
2089	3,22	0,00	0,22	3,00
2090	3,04	0,00	0,22	2,83
2091	2,88	0,00	0,22	2,66
2092	2,72	0,00	0,22	2,50
2093	2,57	0,00	0,22	2,35
2094	2,43	0,00	0,22	2,21
2095	2,30	0,00	0,22	2,08
2096	2,17	0,00	0,22	1,95
2097	2,05	0,00	0,22	1,83
2098	1,94	0,00	0,22	1,72
2099	1,83	0,00	0,22	1,62
2100	1,73	0,00	0,22	1,52
2101	1,64	0,00	0,22	1,42
2102	1,55	0,00	0,22	1,33
2103	1,46	0,00	0,22	1,25
2104	1,38	0,00	0,22	1,17
2105	1,31	0,00	0,22	1,09
2106	1,24	0,00	0,22	1,02
2107	1,17	0,00	0,22	0,95
2108	1,11	0,00	0,22	0,89
2109	1,05	0,00	0,22	0,83
2110	0,99	0,00	0,22	0,77
2111	0,93	0,00	0,22	0,72
2112	0,88	0,00	0,22	0,66
2113	0,83	0,00	0,22	0,62
2114	0,79	0,00	0,22	0,57
2115	0,75	0,00	0,22	0,53
2116	0,70	0,00	0,22	0,49
2117	0,67	0,00	0,22	0,45
2118	0,63	0,00	0,22	0,41
2119	0,60	0,00	0,22	0,38

Tableau 3-7 Répartition des volumes de méthane d'enfouissement collecté par application (suite)

ANNÉE	MÉTHANE CAPTÉ (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CENTRALE (Mm ³ /an)	MÉTHANE VALORISÉ CFER/RBS/SERRE (Mm ³ /an)	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)
2120	0,56	0,00	0,22	0,34
2121	0,53	0,00	0,22	0,31
2122	0,50	0,00	0,22	0,28
2123	0,48	0,00	0,22	0,26
2124	0,45	0,00	0,22	0,23
2125	0,43	0,00	0,22	0,21
2126	0,40	0,00	0,22	0,18
2127	0,38	0,00	0,22	0,16
2128	0,36	0,00	0,22	0,14
2129	0,34	0,00	0,22	0,12
2130	0,33	0,00	0,22	0,11
2131	0,31	0,00	0,22	0,09
2132	0,29	0,00	0,22	0,07
2133	0,28	0,00	0,22	0,06
2134	0,26	0,00	0,22	0,04
2135	0,25	0,00	0,22	0,03
2136	0,24	0,00	0,22	0,02
2137	0,23	0,00	0,22	0,01
2138	0,21	0,00	0,00	0,21
2139	0,20	0,00	0,00	0,20
2140	0,19	0,00	0,00	0,19
2141	0,18	0,00	0,00	0,18
2142	0,17	0,00	0,00	0,17
2143	0,17	0,00	0,00	0,17
2144	0,16	0,00	0,00	0,16

Les tableaux 3-8 à 3-11 présentent le résultat du calcul des émissions de GES pour chacune des applications.

Tableau 3-8 Émissions de GES – Centrale électrique

	FACTEUR ÉMISSION (kg CO ₂ /m ³) (g CH ₄ /m ³) (g N ₂ O/m ³)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO ₂ eq.)
CO ₂	2,175	42 487	1	42 487
CH ₄	0,04	7,81E-01	25	19,53
N ₂ O	0,004	7,81E-02	298	23,28
CO ₂ biocombustible		42 487	tonnes	

Tableau 3-9 Émissions de GES – Chaudière du complexe horticole

	FACTEUR ÉMISSION (kg CO₂/m³) (g CH₄/m³) (g N₂O/m³)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂	2,175	4 646,05	1	4 646,05
CH ₄	0,04	8,54E-02	25	2,14
N ₂ O	0,004	8,54E-03	298	2,55
TOTAL				4 650,73
CO ₂ biocombustible		4 646,05	tonnes	

Tableau 3-10 Émissions de GES – Chaudières du RBS et du CFER

	FACTEUR ÉMISSION (kg CO₂/m³) (g CH₄/m³) (g N₂O/m³)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂	2,175	475,15	1	475,15
CH ₄	0,04	8,74E-03	25	2,18E-01
N ₂ O	0,004	8,74E-04	298	2,60E-01
CO ₂ biocombustible		475,15	tonnes	

Tableau 3-11 Émissions de GES – Torchères

ANNÉE	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm³/an)	ÉMISSIONS CH₄ (tonnes)	ÉMISSIONS N₂O (tonnes)	ÉMISSIONS GES (tonnes CO₂ eq)	ÉMISSIONS CO₂ BIOGÉNIQUE (tonnes)
2021	10,69	0,43	0,04	23,43	23 250
2022	10,65	0,43	0,04	23,34	23 156
2023	10,62	0,42	0,04	23,28	23 102
2024	10,63	0,43	0,04	23,29	23 112
2025	10,87	0,43	0,04	23,82	23 637
2026	11,16	0,45	0,04	24,47	24 280
2027	11,36	0,45	0,05	24,91	24 712
2028	11,62	0,46	0,05	25,47	25 275
2029	11,98	0,48	0,05	26,25	26 048
2030	12,32	0,49	0,05	27,02	26 806
2031	12,54	0,50	0,05	27,48	27 271
2032	12,88	0,52	0,05	28,24	28 023
2033	13,22	0,53	0,05	28,97	28 749

Tableau 3-11 Émissions de GES – Torchères (suite)

ANNÉE	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)	ÉMISSIONS CH ₄ (tonnes)	ÉMISSIONS N ₂ O (tonnes)	ÉMISSIONS GES (tonnes CO ₂ eq)	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE (tonnes)
2034	13,54	0,54	0,05	29,68	29 450
2035	13,84	0,55	0,06	30,34	30 105
2036	14,26	0,57	0,06	31,25	31 009
2037	14,48	0,58	0,06	31,73	31 488
2038	14,78	0,59	0,06	32,41	32 154
2039	15,09	0,60	0,06	33,07	32 816
2040	15,26	0,61	0,06	33,44	33 183
2041	15,63	0,63	0,06	34,26	33 990
2042	16,03	0,64	0,06	35,14	34 864
2043	16,82	0,67	0,07	36,87	36 580
2044	17,82	0,71	0,07	39,07	38 763
2045	16,45	0,66	0,07	36,05	35 770
2046	14,35	0,57	0,06	31,45	31 205
2047	12,36	0,49	0,05	27,10	26 889
2048	10,49	0,42	0,04	22,99	22 811
2049	8,72	0,35	0,03	19,10	18 955
2050	7,04	0,28	0,03	15,43	15 311
2051	5,46	0,22	0,02	11,96	11 866
2052	3,96	0,16	0,02	8,68	8 610
2053	24,21	0,97	0,10	53,08	52 665
2054	22,88	0,92	0,09	50,15	49 756
2055	21,61	0,86	0,09	47,37	47 006
2056	20,42	0,82	0,08	44,75	44 407
2057	19,29	0,77	0,08	42,28	41 950
2058	18,22	0,73	0,07	39,94	39 627
2059	17,21	0,69	0,07	37,72	37 432
2060	16,26	0,65	0,07	35,63	35 357
2061	15,35	0,61	0,06	33,66	33 396
2062	14,50	0,58	0,06	31,79	31 541
2063	13,70	0,55	0,05	30,02	29 789
2064	12,93	0,52	0,05	28,35	28 132
2065	12,21	0,49	0,05	26,77	26 566
2066	11,53	0,46	0,05	25,28	25 086
2067	10,89	0,44	0,04	23,87	23 687
2068	10,28	0,41	0,04	22,54	22 365
2069	9,71	0,39	0,04	21,28	21 114
2070	9,16	0,37	0,04	20,09	19 933

Tableau 3-11 Émissions de GES – Torchères (suite)

ANNÉE	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)	ÉMISSIONS CH ₄ (tonnes)	ÉMISSIONS N ₂ O (tonnes)	ÉMISSIONS GES (tonnes CO ₂ eq)	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE (tonnes)
2071	8,65	0,35	0,03	18,96	18 816
2072	8,17	0,33	0,03	17,90	17 760
2073	7,71	0,31	0,03	16,89	16 762
2074	7,27	0,29	0,03	15,94	15 818
2075	6,86	0,27	0,03	15,04	14 927
2076	6,48	0,26	0,03	14,19	14 084
2077	6,11	0,24	0,02	13,39	13 287
2078	5,76	0,23	0,02	12,63	12 534
2079	5,44	0,22	0,02	11,91	11 822
2080	5,13	0,21	0,02	11,24	11 149
2081	4,83	0,19	0,02	10,59	10 513
2082	4,56	0,18	0,02	9,99	9 911
2083	4,30	0,17	0,02	9,42	9 343
2084	4,05	0,16	0,02	8,87	8 806
2085	3,82	0,15	0,02	8,36	8 298
2086	3,59	0,14	0,01	7,88	7 818
2087	3,39	0,14	0,01	7,42	7 364
2088	3,19	0,13	0,01	6,99	6 935
2089	3,00	0,12	0,01	6,58	6 530
2090	2,83	0,11	0,01	6,19	6 146
2091	2,66	0,11	0,01	5,83	5 784
2092	2,50	0,10	0,01	5,48	5 441
2093	2,35	0,09	0,01	5,16	5 118
2094	2,21	0,09	0,01	4,85	4 812
2095	2,08	0,08	0,01	4,56	4 522
2096	1,95	0,08	0,01	4,28	4 249
2097	1,83	0,07	0,01	4,02	3 990
2098	1,72	0,07	0,01	3,78	3 746
2099	1,62	0,06	0,01	3,54	3 515
2100	1,52	0,06	0,01	3,32	3 297
2101	1,42	0,06	0,01	3,11	3 090
2102	1,33	0,05	0,01	2,92	2 895
2103	1,25	0,05	0,00	2,73	2 711
2104	1,17	0,05	0,00	2,56	2 537
2105	1,09	0,04	0,00	2,39	2 372
2106	1,02	0,04	0,00	2,23	2 216
2107	0,95	0,04	0,00	2,09	2 069

Tableau 3-11 Émissions de GES – Torchères (suite)

ANNÉE	MÉTHANE BRÛLÉ TORCHÈRE (Mm ³ /an)	ÉMISSIONS CH ₄ (tonnes)	ÉMISSIONS N ₂ O (tonnes)	ÉMISSIONS GES (tonnes CO ₂ eq)	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE (tonnes)
2108	0,89	0,04	0,00	1,94	1 930
2109	0,83	0,03	0,00	1,81	1 798
2110	0,77	0,03	0,00	1,69	1 674
2111	0,72	0,03	0,00	1,57	1 556
2112	0,66	0,03	0,00	1,46	1 445
2113	0,62	0,02	0,00	1,35	1 340
2114	0,57	0,02	0,00	1,25	1 241
2115	0,53	0,02	0,00	1,16	1 147
2116	0,49	0,02	0,00	1,07	1 058
2117	0,45	0,02	0,00	0,98	974
2118	0,41	0,02	0,00	0,90	895
2119	0,38	0,02	0,00	0,83	820
2120	0,34	0,01	0,00	0,76	749
2121	0,31	0,01	0,00	0,69	682
2122	0,28	0,01	0,00	0,62	619
2123	0,26	0,01	0,00	0,56	559
2124	0,23	0,01	0,00	0,51	503
2125	0,21	0,01	0,00	0,45	451
2126	0,18	0,01	0,00	0,41	402
2127	0,16	0,01	0,00	0,36	356
2128	0,14	0,01	0,00	0,32	313
2129	0,12	0,00	0,00	0,27	272
2130	0,11	0,00	0,00	0,23	233
2131	0,09	0,00	0,00	0,20	196
2132	0,07	0,00	0,00	0,16	161
2133	0,06	0,00	0,00	0,13	129
2134	0,04	0,00	0,00	0,10	98
2135	0,03	0,00	0,00	0,07	68
2136	0,02	0,00	0,00	0,04	41
2137	0,01	0,00	0,00	0,01	14
2138	0,21	0,01	0,00	0,47	465
2139	0,20	0,01	0,00	0,44	441
2140	0,19	0,01	0,00	0,42	419
2141	0,18	0,01	0,00	0,40	398
2142	0,17	0,01	0,00	0,38	378
2143	0,17	0,01	0,00	0,36	360
2144	0,16	0,01	0,00	0,34	342

3.3 SUBSTITUTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

Le biogaz produit par la décomposition des matières résiduelles est capté et utilisé en partie en remplacement de combustibles fossiles. Les applications de substitution sont :

- utilisation de biogaz en remplacement de propane dans les chaudières du CFER et du RBS;
- utilisation de biogaz en remplacement de gaz naturel dans la chaudière du complexe horticole;

Les émissions évitées par ces substitutions ont été estimées en se basant sur la quantité d'énergie disponible pour valorisation à partir du biogaz produit et valorisé, une comparaison du pouvoir calorifique du biogaz et du gaz naturel ou du propane selon l'application et les facteurs d'émissions pour le propane et le gaz naturel pour usage agricole présentés aux tableaux 1-3, 1-4 et 1-7 du RDOCECA.

Un total de 218 460 m³ de méthane d'enfouissement a été valorisé en 2018 au CFER et au RBS en remplacement de 343 700 L de propane. Le tableau 3-12 présente le calcul des émissions de GES évitées découlant de cette substitution.

Tableau 3-12 Émissions de GES évitées – Substitution de propane au CFER et au RBS

	FACTEUR D'ÉMISSION (g CO ₂ /L) (g CH ₄ /L) (g N ₂ O/L)	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes CO ₂ eq.)
CO ₂ anthropogénique	1510	518,99	1	518,99
CH ₄	0,024	0,01	25	0,21
N ₂ O	0,108	0,04	298	11,06
TOTAL				530,26

Également en 2018, un volume de 2 136 115 m³ de méthane d'enfouissement a été valorisé dans la chaudière du complexe horticole en remplacement de 2 219 730 m³ de gaz naturel. Le tableau 3-13 présente le calcul des émissions de GES évitées découlant de cette substitution.

Tableau 3-13 Émissions de GES évitées – Substitution de gaz naturel au complexe horticole par l'utilisation directe de biogaz

	FACTEUR D'ÉMISSION (kg CO ₂ /m ³) (g CH ₄ /m ³) (g N ₂ O/m ³)	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes CO ₂ eq)
CO ₂ anthropogénique	1,878	4 168,66	1	4 169
CH ₄	0,037	8,21E-02	25	2,05
N ₂ O	0,035	7,77E-02	298	23,15
TOTAL				4 194

Par ailleurs, l'utilisation de la chaleur résiduelle produite par la centrale électrique alimentée au biogaz, pour le chauffage des serres permet de réduire la consommation de gaz naturel du complexe horticole. Dans ce cas, les émissions évitées sont calculées en fonction de l'énergie livrée sous forme de chaleur, du pouvoir calorifique du gaz naturel et des facteurs d'émission du gaz naturel pour usage agricole.

En 2018, 12 059 501 kWh (43 414 GJ) d'énergie ont été livrés sous forme de chaleur aux serres en remplacement de 1 132 940 m³ de gaz naturel. Le tableau 3-14 présente les émissions de GES évitées découlant de cette substitution.

Tableau 3-14 Émissions de GES évitées – Substitution de gaz naturel au complexe horticole par l'utilisation de la chaleur résiduelle de la centrale électrique

	FACTEUR D'ÉMISSION (kg CO₂/m³) (g CH₄/m³) (g N₂O/m³)	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS ÉVITÉES (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂ anthropogénique	1,878	2 128	1	2 128
CH ₄	0,037	0,04	25	1,05
N ₂ O	0,035	0,04	298	11,82
TOTAL				2 141

La réduction totale d'émissions de GES à l'atmosphère découlant de ces activités de valorisation s'élève à 6 865 tonnes CO₂ eq./an durant la période de fonctionnement de la centrale électrique et à 530 tonnes CO₂ eq./an par la suite.

3.4 SOURCES DE COMBUSTION FIXES ALIMENTÉES AU PROPANE

Du propane est consommé dans deux chaudières au LET de Saint-Nicéphore, soit pour le chauffage du CFER et pour le chauffage du lixiviat au système de prétraitement. Comme il n'est pas prévu de changement de niveau d'activité au centre de formation, on peut assumer que les besoins en chauffage du bâtiment ne changeront pas. En ce qui concerne le système de prétraitement du lixiviat, une baisse du volume à l'affluent est prévue. En effet, le volume de lixiviat prétraité en 2018 s'est élevé à 292 000 m³ alors que le volume annuel moyen prévu durant la période d'exploitation de la Phase 3B est estimé à environ 263 000 m³.

En 2018, un volume de 11 644 L de propane a été consommé pour le chauffage du CFER et un volume de 58 134 L pour le chauffage du lixiviat. La consommation de propane au RBS a été réajustée pour le traitement de 263 000 m³/an. Le tableau 3-15 présente les émissions de GES liées à la combustion de propane en chaudière du projet.

Tableau 3-15 Émissions de GES – Chaudières alimentées au propane

	FACTEUR ÉMISSION (g CO₂/L) (g CH₄/L) (g N₂O/L)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂eq.)
CO ₂	1510	96,65	1	96,65
CH ₄	0,024	1,54E-03	25	3,84E-02
N ₂ O	0,108	6,91E-03	298	2,06
TOTAL				98,74

3.5 SOURCES MOBILES – MACHINERIE LOURDE ET AUTRES VÉHICULES

WM utilise des véhicules et de la machinerie lourde dans le cadre de ses opérations quotidiennes. En 2018, 360 635 litres de diesel et 19 431 litres d'essence ont été utilisés pour l'enfouissement de 343 000 tonnes métriques de matières résiduelles. La consommation de carburants a été réajustée pour l'enfouissement d'un tonnage annuel de 430 000 tonnes. Les tableaux 3-16 à 3-18 présentent les émissions de GES reliées à la combustion de diesel et d'essence pour les sources mobiles.

Tableau 3-16 Émissions de GES - Équipements mobiles alimentés au diesel

	FACTEUR D'ÉMISSION (g/L)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂	2681	1210,5	1	1210,5
CH ₄	0,11	0,050	21	1,043
N ₂ O	0,151	0,068	310	21,14
TOTAL				1232,7

Tableau 3-17 Émissions de GES - Équipements mobiles alimentés à l'essence

	FACTEUR D'ÉMISSION (g/L)	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂	2307	56,13	1	56,13
CH ₄	10,61	0,258	25	6,453
N ₂ O	0,013	3,16E-04	298	0,094
TOTAL				62,67

Tableau 3-18 Émissions de GES – Équipements mobiles

	ÉMISSIONS (tonnes)	POTENTIEL DE RÉCHAUFFEMENT	ÉMISSIONS (tonnes CO₂ eq.)
CO ₂	1266,67	1	1266,7
CH ₄	0,31	25	7,695
N ₂ O	0,07	298	20,41
TOTAL			1294,8

3.6 PRÉTRAITEMENT DU LIXIVIAT

Tel qu'indiqué à la section 3.4, le débit moyen de lixiviat qui sera prétraité sera de l'ordre de 263 000 m³/an durant la phase d'exploitation de la Phase 3B. Les données d'opération de la station de prétraitement des cinq dernières années indiquent que la concentration moyenne d'azote ammoniacal dans le lixiviat à l'affluent est de 890 mg/L. La charge moyenne annuelle d'azote ammoniacal est donc de 234 tonnes NH₄-N/an.

Le facteur d'émission de N₂O applicable pour un procédé de traitement aérobie est de 0,016 kg N₂O/kg N (IPCC, 2019). Les émissions de N₂O sont donc estimées à 5,88 tonnes ou 1 753 tonnes CO₂ eq. par année.

Le volume annuel de lixiviat produit décroîtra de façon importante à la suite de la fermeture du lieu d'enfouissement en raison de la mise en place du recouvrement final. De même, la concentration en azote ammoniacal devrait décroître en raison de l'avancement de la décomposition des matières résiduelles. Comme ces deux aspects n'ont pas à être quantifiés pour l'évaluation des besoins du système de prétraitement du lixiviat en période postfermeture, les données de volume et de qualité du lixiviat ne sont pas disponibles. Les émissions de GES associées au prétraitement du lixiviat ont donc été laissées inchangées pour la période postfermeture et sont donc conservatrices.

4 SOMMAIRE DES ÉMISSIONS DU PROJET

Le sommaire des émissions de GES du projet est présenté pour la période 2021 à 2144 au tableau 4-1. Les résultats indiquent que les émissions moyennes de GES durant la phase d'exploitation de la Phase 3B sont de l'ordre de 66 000 tonnes par année. Ces émissions diminuent à environ 16 000 tonnes par année en moyenne pour la première tranche de la période postfermeture d'une durée de 30 ans.

Les émissions de CO₂ provenant de la fermentation de la matière organique, qu'elles soient transférées hors site ou non, et provenant de l'utilisation de biocombustible (méthane d'enfouissement) sont indiquées séparément (voir tableau 4-2). Conformément aux directives d'Environnement et Changement climatique Canada, ces émissions ne sont pas comptabilisées dans le total des émissions du projet.

Tableau 4-1 Bilan des émissions de GES du projet

ANNÉE	BILAN GES									
	ÉMISSIONS FUGITIVES SITE AUTORISÉ (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS FUGITIVES PHASE 3B (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS TORCHÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CENTRALE BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES PROPANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	SUBSTITUTION COMBUSTIBLES FOSSILES (tonnes CO ₂ eq.)	ÉQUIPEMENTS MOBILES SUR SITE (tonnes CO ₂ eq.)	TRAITEMENT LIXIVIAT (tonnes CO ₂ eq.)	BILAN ANNUEL (tonnes CO ₂ eq.)
2021	69 430	0	23,43	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	65 783
2022	66 623	3 539	23,34	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	66 515
2023	62 880	13 695	23,28	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	72 927
2024	59 347	22 534	23,29	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	78 234
2025	56 013	26 954	23,82	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	79 320
2026	52 866	29 953	24,47	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	79 173
2027	49 896	33 764	24,91	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	80 015
2028	47 093	37 051	25,47	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	80 500
2029	44 448	37 703	26,25	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	78 506
2030	41 951	38 053	27,02	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	76 360
2031	39 595	39 794	27,48	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	75 745
2032	37 371	40 493	28,24	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	74 221
2033	35 272	40 009	28,97	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	71 639
2034	33 291	39 398	29,68	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	69 048
2035	31 421	38 810	30,34	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	66 591
2036	29 656	36 614	31,25	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	62 632
2037	27 991	36 634	31,73	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	60 987
2038	26 419	35 526	32,41	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	58 307
2039	24 936	34 281	33,07	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	55 579
2040	23 535	34 373	33,44	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	54 271
2041	22 214	32 080	34,26	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	50 658
2042	20 967	29 532	35,14	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	46 864
2043	19 789	22 843	36,87	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	38 999
2044	18 678	15 332	39,07	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	30 379
2045	17 630	14 896	36,05	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	28 892
2046	16 640	14 085	31,45	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	27 086
2047	15 706	13 318	27,10	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	25 381
2048	14 824	12 592	22,99	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1294,77	1752,85	23 769
2049	13 992	11 907	19,10	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1752,85	1752,85	20 953
2050	13 207	11 258	15,43	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1752,85	1752,85	19 515
2051	12 465	10 645	11,96	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1752,85	1752,85	18 157
2052	11 766	10 065	8,68	42,82	98,74	5,16	-6 864,64	1752,85	1752,85	16 875
2053	11 105	9 517	53,08	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	21 998
2054	10 482	8 999	50,15	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	20 853
2055	9 894	8 509	47,37	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	19 772
2056	9 339	8 045	44,75	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	18 751
2057	8 815	7 607	42,28	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	17 786
2058	8 320	7 193	39,94	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	16 875
2059	7 853	6 801	37,72	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	16 014
2060	7 412	6 431	35,63	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	15 201
2061	6 997	6 081	33,66	0	98,74	0,48	-530,26	1752,85	1752,85	14 433

Tableau 4-1 Bilan des émissions de GES du projet (suite)

ANNÉE	BILAN GES									
	ÉMISSIONS FUGITIVES SITE AUTORISÉ (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS FUGITIVES PHASE 3B (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS TORCHÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CENTRALE BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES PROPANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	SUBSTITUTION COMBUSTIBLES FOSSILES (tonnes CO ₂ eq.)	ÉQUIPEMENTS MOBILES SUR SITE (tonnes CO ₂ eq.)	TRAITEMENT LIXIVIAT (tonnes CO ₂ eq.)	BILAN ANNUEL (tonnes CO ₂ eq.)
2062	6 604	5 749	31,79	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	13 707
2063	6 234	5 436	30,02	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	13 022
2064	5 884	5 140	28,35	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	12 374
2065	5 554	4 860	26,77	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	11 763
2066	5 242	4 596	25,28	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	11 185
2067	4 948	4 345	23,87	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	10 639
2068	4 671	4 109	22,54	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	10 124
2069	4 409	3 885	21,28	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	9 637
2070	4 161	3 673	20,09	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	9 177
2071	3 928	3 473	18,96	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	8 742
2072	3 708	3 284	17,90	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	8 331
2073	3 500	3 105	16,89	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	7 944
2074	3 303	2 936	15,94	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	7 577
2075	3 118	2 776	15,04	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	7 231
2076	2 943	2 625	14,19	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	6 904
2077	2 778	2 482	13,39	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	6 596
2078	2 622	2 347	12,63	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	6 304
2079	2 475	2 219	11,91	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	6 028
2080	2 337	2 098	11,24	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	5 768
2081	2 206	1 984	10,59	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	5 522
2082	2 082	1 876	9,99	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	5 290
2083	1 965	1 774	9,42	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	5 070
2084	1 855	1 677	8,87	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	4 863
2085	1 751	1 586	8,36	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	4 667
2086	1 653	1 499	7,88	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	4 482
2087	1 560	1 418	7,42	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	4 307
2088	1 473	1 341	6,99	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	4 142
2089	1 390	1 268	6,58	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 986
2090	1 312	1 199	6,19	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 839
2091	1 239	1 133	5,83	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 700
2092	1 169	1 072	5,48	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 568
2093	1 104	1 013	5,16	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 444
2094	1 042	958	4,85	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 327
2095	984	906	4,56	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 216
2096	928	857	4,28	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 111
2097	876	810	4,02	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	3 012
2098	827	766	3,78	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 919
2099	781	724	3,54	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 830
2100	737	685	3,32	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 747
2101	696	647	3,11	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 668
2102	657	612	2,92	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 594

Tableau 4-1 Bilan des émissions de GES du projet (suite)

ANNÉE	BILAN GES									
	ÉMISSIONS FUGITIVES SITE AUTORISÉ (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS FUGITIVES PHASE 3B (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS TORCHÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CENTRALE BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES PROPANE (tonnes CO ₂ eq.)	ÉMISSIONS CHAUDIÈRES BIOMÉTHANE (tonnes CO ₂ eq.)	SUBSTITUTION COMBUSTIBLES FOSSILES (tonnes CO ₂ eq.)	ÉQUIPEMENTS MOBILES SUR SITE (tonnes CO ₂ eq.)	TRAITEMENT LIXIVIAT (tonnes CO ₂ eq.)	BILAN ANNUEL (tonnes CO ₂ eq.)
2103	620	579	2,73	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 523
2104	585	547	2,56	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 457
2105	553	517	2,39	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 394
2106	522	489	2,23	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 335
2107	492	463	2,09	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 279
2108	465	437	1,94	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 226
2109	439	414	1,81	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 176
2110	414	391	1,69	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 129
2111	391	370	1,57	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 084
2112	369	350	1,46	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 042
2113	348	331	1,35	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	2 002
2114	329	313	1,25	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 965
2115	311	296	1,16	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 929
2116	293	279	1,07	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 895
2117	277	264	0,98	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 864
2118	261	250	0,90	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 834
2119	247	236	0,83	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 805
2120	233	223	0,76	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 779
2121	220	211	0,69	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 753
2122	207	200	0,62	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 730
2123	196	189	0,56	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 707
2124	185	179	0,51	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 686
2125	177	169	0,45	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 668
2126	169	160	0,41	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 651
2127	162	151	0,36	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 636
2128	156	143	0,32	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 621
2129	149	135	0,27	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 607
2130	144	128	0,23	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 593
2131	138	121	0,20	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 581
2132	133	114	0,16	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 569
2133	128	108	0,13	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 558
2134	123	102	0,10	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 547
2135	119	96	0,07	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 537
2136	114	91	0,04	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 527
2137	110	86	0,01	0	98,74	0,48	-530,26		1752,85	1 518
2138	107	82	0,47	0	98,74	0	0		1752,85	2 040
2139	103	77	0,44	0	98,74	0	0		1752,85	2 032
2140	100	73	0,42	0	98,74	0	0		1752,85	2 025
2141	97	69	0,40	0	98,74	0	0		1752,85	2 018
2142	94	65	0,38	0	98,74	0	0		1752,85	2 011
2143	91	62	0,36	0	98,74	0	0		1752,85	2 005
2144	88	58	0,34	0	98,74	0	0		1752,85	1 999

Tableau 4-2 Sommaire des émissions de CO₂ d'origine biogénique

ANNÉE	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE				
	ÉMISSIONS FUGITIVES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ TORCHÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CHAUDIÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CENTRALE (tonnes)	TOTAL (tonnes)
2021	7 620	23 250	5 121,20	42 487	78 478
2022	7 700	23 156	5 121,20	42 487	78 464
2023	8 404	23 102	5 121,20	42 487	79 114
2024	8 986	23 112	5 121,20	42 487	79 707
2025	9 105	23 637	5 121,20	42 487	80 350
2026	9 089	24 280	5 121,20	42 487	80 977
2027	9 181	24 712	5 121,20	42 487	81 502
2028	9 234	25 275	5 121,20	42 487	82 118
2029	9 016	26 048	5 121,20	42 487	82 672
2030	8 780	26 806	5 121,20	42 487	83 194
2031	8 712	27 271	5 121,20	42 487	83 592
2032	8 545	28 023	5 121,20	42 487	84 177
2033	8 262	28 749	5 121,20	42 487	84 619
2034	7 977	29 450	5 121,20	42 487	85 036
2035	7 708	30 105	5 121,20	42 487	85 421
2036	7 273	31 009	5 121,20	42 487	85 890
2037	7 092	31 488	5 121,20	42 487	86 188
2038	6 798	32 154	5 121,20	42 487	86 560
2039	6 499	32 816	5 121,20	42 487	86 923
2040	6 355	33 183	5 121,20	42 487	87 146
2041	5 959	33 990	5 121,20	42 487	87 557
2042	5 542	34 864	5 121,20	42 487	88 014
2043	4 679	36 580	5 121,20	42 487	88 867
2044	3 732	38 763	5 121,20	42 487	90 104
2045	3 570	35 770	5 121,20	42 487	86 948
2046	3 372	31 205	5 121,20	42 487	82 185
2047	3 185	26 889	5 121,20	42 487	77 683
2048	3 009	22 811	5 121,20	42 487	73 428
2049	2 842	18 955	5 121,20	42 487	69 406
2050	2 685	15 311	5 121,20	42 487	65 604
2051	2 536	11 866	5 121,20	42 487	62 011
2052	2 396	8 610	5 121,20	42 487	58 614
2053	2 263	52 665	475,15		55 404
2054	2 138	49 756	475,15		52 369
2055	2 020	47 006	475,15		49 501
2056	1 908	44 407	475,15		46 790
2057	1 802	41 950	475,15		44 227
2058	1 702	39 627	475,15		41 805

Tableau 4-2 Sommaire des émissions de CO2 d'origine biogénique (suite)

ANNÉE	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE				TOTAL (tonnes)
	ÉMISSIONS FUGITIVES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ TORCHÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CHAUDIÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CENTRALE (tonnes)	
2059	1 608	37 432	475,15		39 515
2060	1 519	35 357	475,15		37 351
2061	1 435	33 396	475,15		35 306
2062	1 356	31 541	475,15		33 372
2063	1 281	29 789	475,15		31 545
2064	1 210	28 132	475,15		29 817
2065	1 143	26 566	475,15		28 184
2066	1 080	25 086	475,15		26 641
2067	1 020	23 687	475,15		25 182
2068	963	22 365	475,15		23 803
2069	910	21 114	475,15		22 500
2070	860	19 933	475,15		21 268
2071	812	18 816	475,15		20 103
2072	767	17 760	475,15		19 002
2073	725	16 762	475,15		17 962
2074	685	15 818	475,15		16 978
2075	647	14 927	475,15		16 049
2076	611	14 084	475,15		15 170
2077	577	13 287	475,15		14 339
2078	545	12 534	475,15		13 554
2079	515	11 822	475,15		12 812
2080	487	11 149	475,15		12 111
2081	460	10 513	475,15		11 448
2082	434	9 911	475,15		10 821
2083	410	9 343	475,15		10 228
2084	388	8 806	475,15		9 669
2085	366	8 298	475,15		9 139
2086	346	7 818	475,15		8 639
2087	327	7 364	475,15		8 166
2088	309	6 935	475,15		7 719
2089	292	6 530	475,15		7 296
2090	276	6 146	475,15		6 897
2091	260	5 784	475,15		6 519
2092	246	5 441	475,15		6 162
2093	232	5 118	475,15		5 825
2094	219	4 812	475,15		5 506
2095	207	4 522	475,15		5 205
2096	196	4 249	475,15		4 920
2097	185	3 990	475,15		4 651

Tableau 4-2 Sommaire des émissions de CO2 d'origine biogénique (suite)

ANNÉE	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE				TOTAL (tonnes)
	ÉMISSIONS FUGITIVES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ TORCHÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CHAUDIÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CENTRALE (tonnes)	
2098	175	3 746	475,15		4 396
2099	165	3 515	475,15		4 155
2100	156	3 297	475,15		3 928
2101	147	3 090	475,15		3 713
2102	139	2 895	475,15		3 510
2103	132	2 711	475,15		3 318
2104	124	2 537	475,15		3 136
2105	117	2 372	475,15		2 964
2106	111	2 216	475,15		2 802
2107	105	2 069	475,15		2 649
2108	99	1 930	475,15		2 504
2109	94	1 798	475,15		2 367
2110	88	1 674	475,15		2 237
2111	83	1 556	475,15		2 115
2112	79	1 445	475,15		1 999
2113	75	1 340	475,15		1 890
2114	70	1 241	475,15		1 786
2115	67	1 147	475,15		1 689
2116	63	1 058	475,15		1 596
2117	59	974	475,15		1 509
2118	56	895	475,15		1 426
2119	53	820	475,15		1 348
2120	50	749	475,15		1 274
2121	47	682	475,15		1 205
2122	45	619	475,15		1 139
2123	42	559	475,15		1 076
2124	40	503	475,15		1 018
2125	38	451	475,15		964
2126	36	402	475,15		914
2127	34	356	475,15		866
2128	33	313	475,15		821
2129	31	272	475,15		778
2130	30	233	475,15		738
2131	28	196	475,15		700
2132	27	161	475,15		664
2133	26	129	475,15		630
2134	25	98	475,15		597
2135	24	68	475,15		567
2136	23	41	475,15		538

Tableau 4-2 Sommaire des émissions de CO2 d'origine biogénique (suite)

ANNÉE	ÉMISSIONS CO ₂ BIOGÉNIQUE				TOTAL (tonnes)
	ÉMISSIONS FUGITIVES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ TORCHÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CHAUDIÈRES (tonnes)	ÉMISSIONS COMBUSTION BIOGAZ CENTRALE (tonnes)	
2137	22	14	475,15		511
2138	21	465	0		485
2139	20	441	0		461
2140	19	419	0		438
2141	18	398	0		416
2142	17	378	0		396
2143	17	360	0		376
2144	16	342	0		358

5 PLAN DE MESURES D'ATTÉNUATION

Les émissions fugitives de biogaz à la surface des cellules d'enfouissement représentent la source d'émission de GES la plus importante du projet. Le projet intègre la mise en place d'infrastructures de gestion du biogaz et de matériaux de recouvrement performants afin de limiter les émissions de GES, le dégagement d'odeurs et les émissions d'autres contaminants.

L'impact de la mise en œuvre de ces mesures au fur et à mesure de l'avancement des activités d'enfouissement dans la Phase 3B, se reflète par le calcul de l'efficacité de captage du biogaz présenté au tableau 3-3. Ce tableau indique que l'efficacité de captage moyenne pendant la période d'exploitation est de 80,2 % pour atteindre 95 % lors de la fermeture. La réduction des émissions fugitives de GES s'établit donc en moyenne à 80,2 % durant la période d'exploitation pour atteindre 95 % lors de la fermeture.

En plus d'atteindre ces objectifs de réduction des impacts pour l'environnement, la mise en œuvre de ces mesures permet de développer l'avenue de valorisation des biogaz. Actuellement, le biogaz collecté est valorisé en substitution à des combustibles fossiles dans les chaudières du complexe horticole, du CFER et du RBS. Le biogaz est également valorisé pour la production d'électricité. La chaleur résiduelle à la sortie des moteurs de la centrale électrique sert au chauffage des serres en remplacement de gaz naturel.

WM est en train d'examiner de nouvelles avenues de valorisation des biogaz excédentaires qui sont actuellement détruits aux torchères. Comme aucune entente n'est conclue pour l'instant, il serait prématuré de dévoiler les discussions en cours et de présenter des réductions d'émissions de GES qui pourraient en découler.

6 PLAN DE SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DE GES

Le tableau 6-1 présente le plan de surveillance des émissions de GES proposé pour le présent projet. Il est à noter que la plupart des données présentées dans ce tableau sont déjà produites et déposées au MELCC à travers les déclarations obligatoires de certaines émissions de contaminants à l'atmosphère chaque année (émissions fugitives de biogaz, consommation de biogaz et de combustibles fossiles dans des équipements de combustion fixes et mobiles ainsi que la quantité de gaz à effet de serre transférés à une autre partie). Les données relatives aux matières résiduelles enfouies, au débit de lixiviat traité ainsi qu'à la concentration d'azote ammoniacal à l'affluent sont quant à elles présentées dans le rapport annuel de l'exploitant du lieu d'enfouissement. En fait, la seule donnée qui n'est pas actuellement transmise au MELCC est la quantité d'énergie transférée sous forme de chaleur au complexe horticole. Ces données sont toutefois déjà compilées, car elles sont utilisées à des fins de facturation.

Tableau 6-1 Plan de surveillance des émissions de GES

SOURCES D'ÉMISSIONS	PARAMÈTRES DE SUIVI	UNITÉS	SOURCES DES DONNÉES	FRÉQUENCE
Sources mobiles sur le site	Quantité de carburant consommé	litres	Compilation des volumes indiqués sur les compteurs des pompes à carburant	Mensuelle/Annuelle
Bâtiments et procédés	Consommation de propane	litres	Factures	Mensuelle/Annuelle
Émissions fugitives de biogaz	Quantité de matières résiduelles enfouies	tonnes	Registre de la balance	Mensuelle/Annuelle
	Quantité de biogaz et de méthane produit	m ³	Modélisation	Annuelle
	Quantité de biogaz et de méthane collecté	m ³	Débitmètres et analyseur	Mensuelle/Annuelle
	Quantité de biogaz et de méthane brûlé	m ³	Débitmètres et analyseur	Mensuelle/Annuelle
	Quantité de biogaz et de méthane valorisé	m ³	Débitmètres et analyseur	Mensuelle/Annuelle
	Quantité de biogaz et de méthane émis	m ³	Calcul	Annuelle
Chaleur produite par la centrale électrique	Quantité de chaleur valorisée en remplacement de gaz naturel	kWh	Compteur	Mensuelle/Annuelle
Prétraitement du lixiviat	Volume de lixiviat à l'affluent du système de prétraitement	m ³	Débitmètre	Journalière/Annuelle
	Concentration d'azote ammoniacal à l'affluent	mg/L	Analyse en laboratoire	Annuelle

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA. 2019a. « *Rapport national d'inventaire 1990-2017 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* ». Déclaration du Canada à la CCNUCC.
- ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA. 2019b. « *Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES) pour 2018* ». Gazette du Canada Partie 1, Vol. 153, n°3, 19 janvier 2019.
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2019a : « *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre* », Loi sur la qualité de l'environnement, chapitre Q-2, r. 46.1. Version en date du 1er juin 2019.
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2019b : « *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* ». Loi sur la qualité de l'environnement, chapitre Q-2, r. 15. Version en date du 1^{er} juin 2019.
- IPCC. 2019 : « *Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* ». Volume 5 Waste, Chapter 6 Wastewater treatment and discharge.
- US EPA. 2008 : « *Background Information Document for Updating AP42 Section 2.4 Municipal Solid Waste Landfills* ». EPA/600/R-08-116, September 2008.

ANNEXE

1

**DÉMARCHE À SUIVRE POUR
L'ÉVALUATION DES IMPACTS DU
PROJET SUR LES ÉMISSIONS DE GES**

Annexe A

Démarche à suivre pour l'évaluation des impacts du projet sur les émissions de GES

Afin d'évaluer les émissions de GES tout au long du projet, l'initiateur devra identifier et quantifier toutes les sources d'émission de GES reliées au projet pour les différentes phases du projet ainsi que les impacts potentiels du projet sur les réservoirs de carbone (ex. : le déboisement).

L'annexe comporte les deux sections suivantes : la méthodologie générale pour la quantification des émissions de GES ainsi que le Plan des mesures d'atténuation et le Plan de surveillance des émissions de GES (section A) et les formules de calcul des émissions de GES (section B).

A. Méthodologie générale pour la quantification des émissions de GES

A.1 Sources d'émissions de GES à considérer (non limitatives)

À titre indicatif, des sources spécifiques d'émission de GES à considérer dans l'étude d'impact sont présentées ci-dessous. Il est à noter que cette liste est non exhaustive et qu'il est de la responsabilité de l'initiateur du projet d'établir la liste complète des sources potentielles d'émissions de GES.

Toutes les sources jugées non pertinentes ainsi que toutes les sources qui, cumulativement, représentent moins de 3 % des émissions totales de GES du projet, peuvent être considérées comme négligeables. Pour ces dernières, une quantification sommaire de ces sources devra être effectuée, à titre de justification. Dans tous les cas, le retrait d'une source doit être justifié.

Phase de construction (agrandissement)

- systèmes de combustion fixes (ex. : génératrices);
- systèmes de combustion mobiles (ex. : niveleuses, chargeuses-pelleteuses);
- transport des matériaux de construction, ainsi que le transport des matériaux d'excavation et de remblai;
- activités de déboisement;

Phase d'exploitation et post-fermeture (si applicable)

- systèmes de combustion fixes;
- systèmes de combustion mobiles (tels que les véhicules et la machinerie utilisée);
- transport des matières résiduelles, intrants et consommables;
- émissions indirectes reliées à la consommation d'électricité;
- émissions de méthane attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles;
- consommation énergétique lors de l'épuration du biogaz;
- destruction de biogaz à la torchère;

- compression du biogaz;
- compostage de matières organiques;
- traitement et rejets des eaux usées.

A.2 Les GES pour l'évaluation des émissions de GES du projet

Tableau 1. Les GES à considérer lors de l'évaluation des émissions de GES

Type de GES	Potentiel de réchauffement planétaire (PRP-100)	Référence
Dioxyde de carbone (CO ₂)	1	4 ^e rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)
Méthane (CH ₄)	25	
Oxyde nitreux (N ₂ O)	298	

A.3 Les émissions biogéniques de CO₂

Les émissions de CO₂ provenant de la biomasse sont nommées émissions biogéniques. Elles sont des émissions associées au cycle court du carbone, à la décomposition et/ou combustion des matières organiques en présence d'oxygène. Ces émissions sont considérées carboneutres et doivent être considérées distinctement des émissions de GES non biogéniques. Ces émissions doivent être présentées à part lors de la présentation des résultats de la quantification. À noter cependant que les émissions de CH₄ et de N₂O issues de la biomasse ne sont pas carboneutres.

A.4 Plan des mesures de réduction des émissions de GES

Le plan de réduction des émissions de GES présenté par l'initiateur doit décrire comment les possibilités de réduction des émissions de GES sont incorporées dans la conception ou dans les opérations subséquentes du projet et il peut inclure aussi des mesures applicables aux puits de carbone associés ou affectés par le projet. Ces réductions doivent être quantifiées.

La DEC considère nécessaire que l'initiateur présente les mesures d'atténuation des émissions de GES envisagées pour son projet surtout du fait que les lieux d'enfouissement contenant des matières organiques émettent du méthane, un GES 25 fois plus puissant que le CO₂. Voici certains exemples de mesures permettant la réduction des émissions de GES qui pourraient être présentées dans l'étude d'impact.

Tableau 2. Exemples de réduction des émissions de GES

Exemples de mesures de réduction des émissions de GES (non limitatifs)
Phase de construction :
<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des matériaux provenant de sites plus près;

<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation du bois coupé au site du LET;
Phase d'exploitation :
<ul style="list-style-type: none"> • Réduction à la source /valorisation des matières organiques;
<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation d'équipements mobiles électriques
<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation du biogaz (pour remplacer un combustible fossile);
<ul style="list-style-type: none"> • Limiter le transport des matières résiduelles;
Phase de fermeture, post-fermeture :
<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des matériaux provenant de sites plus près;
<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation du biogaz (pour remplacer un combustible fossile).

A.5 Plan de surveillance des émissions de GES

Typiquement, un Plan de surveillance permet de quantifier les émissions et les réductions de GES engendrées par le projet et de suivre leur évolution à travers le temps. Il vise surtout à faciliter le travail d'un initiateur dans la mise en place de bonnes pratiques en matière de quantification des émissions de GES. Le Plan de surveillance qui peut s'inspirer de la norme ISO 14 064 ou du Mitigation Goal Standard du GHG Protocol (World Resources Institute, 2018) peut inclure le type de données à recueillir (ex. : la consommation de carburant d'un équipement), le processus et les méthodes pour recueillir ces données (ex. : mesure de gaz à la torchère), la fréquence, etc. Étant donné le grand nombre de cas de figure possibles, un exemple de Plan de surveillance et de suivi des émissions de GES est présenté ci-après. La DEC considère pertinent pour le promoteur de réaliser un tel plan.

Tableau 3. Plan de surveillance des émissions de GES

Exemple de Plan de surveillance des émissions de GES				
Catégorie	Types de données	Unités	Source des données	Fréquence
Équipements motorisés	Consommation de carburant de chacun des véhicules	Litres	Factures	Mensuelle/annuelle
	Kilométrage de chacun des véhicules	km	Odomètres	Mensuelle/annuelle
	Heures d'utilisation des véhicules hors route	h	Registre des opérations	Mensuelle/annuelle
	Acquisition de nouveaux véhicules	Litres/100 km	Factures	Annuelle
Bâtiments et procédés	Consommation de gaz naturel	m ³	Factures	Mensuelle
	Consommation d'électricité	kWh	Factures	Mensuelle
	Consommation de mazout	litres	Factures	Mensuelle

Exemple de Plan de surveillance des émissions de GES				
Catégorie	Types de données	Unités	Source des données	Fréquence
Projets de matières résiduelles	Pourcentage de biogaz émis qui est capté dans le LET	%	Mesure	Mensuelle
	Pourcentage de méthane dans le biogaz capté dans le LET	%	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz brûlée dans le LET	m ³ ou tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz purifié	m ³ ou tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz compressé	m ³ ou tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de biogaz valorisé	m ³ ou tonnes	Mesure	Mensuelle
	Quantité de matières organiques traitées par compostage	tonnes	Mesure	Mensuelle
	Composition des matières résiduelles enfouies	%	Registre	Mensuelle

B. Formules de calcul des émissions de GES

Cette section présente les équations et les méthodes de calcul pour évaluer les émissions de GES selon différentes sources d'émission.

B.1 Calcul des émissions des systèmes de combustion fixes

Les émissions de GES attribuables à la production d'énergie sous la forme d'électricité, de chaleur ou de vapeur par des systèmes de combustion fixes (ex. four ou appareil de combustion, chaudière, génératrice, etc.) doivent être calculées conformément à l'équation 1. Les facteurs d'émission à utiliser sont ceux des tableaux 1-1 à 1-8 de l'annexe A.2 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certains contaminants atmosphériques (RDOCECA).

Les émissions de GES des systèmes de combustion fixes se calculent à l'aide de l'estimation de la quantité de divers types de combustibles consommés et des facteurs d'émission de GES correspondant à chaque type de combustible (i) tel que présenté à l'équation 1.

Équation 1. Émissions de GES attribuables à des sources de combustion fixes

$$\text{Émissions de gaz à effet de serre} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Quantité de combustible } i \text{ consommée} \times \text{Facteur d'émission}_i$$

Cette équation peut être utilisée pour tous les types de combustibles y compris les combustibles dont la source est la biomasse.

B.2 Calcul des émissions des systèmes de combustion mobiles

Les sources visées, incluant leur utilisation par des sous-traitants, sont :

- Tout équipement mobile typiquement utilisé sur le site d'une installation ou d'un établissement pour le transport ou le déplacement de substances, de matériaux ou de produits;
- Tout équipement mobile (ex. tracteur, grue, niveleuse, chargeuse-pelleteuse, bouteur) utilisé pour réaliser les activités de construction, d'exploitation (ex. activités de transbordement, transport du minerai) ou de fermeture du projet;
- Les émissions attribuables au transport des matériaux entrant nécessaires à la construction et à l'exploitation;
- Les émissions attribuables au transport des matériaux d'excavation et de remblai sortant générées par la construction et l'exploitation;
- Les émissions attribuables aux équipements mobiles utilisés directement ou indirectement par certaines activités comme le transport des travailleurs, des matières premières ou des produits finis.

Les émissions des systèmes de combustion mobiles sont estimées à partir de l'équation 2 pour chaque type de combustible (i). À noter que l'équation 2 est la même que l'équation 1, à la différence que les facteurs d'émissions diffèrent :

Équation 2. Émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements mobiles

$$\text{Émissions de gaz à effet de serre} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Quantité de carburant } i \text{ consommée} \times \text{Facteur d'émission}_i$$

Pour ce qui est des facteurs d'émission de GES des carburants, référer aux tableaux ci-après.

Tableau 4. Facteurs d'émission des carburants et biocarburants

Facteurs d'émission des carburants ou des combustibles, en équivalent CO ₂					
Carburants et combustibles liquides	gCO ₂ /litre	gCH ₄ /litre	gN ₂ O/litre	gCO ₂ e/litre	Référence
Essence pour automobile	2307	0,14	0,022	2317	*
Carburants diesels	2681	0,11	0,151	2729	*
Propane	1515	0,64	0,028	1539	*
Véhicules hors route à essence	2307	10,61	0,013	2576	*

Véhicules hors route au diesel	2681	0,073	0,022	2689	*
Véhicules au gaz naturel	1,9	0,009	0,00006	2,143	*, ***
Essence d'aviation	2365	2,2	0,23	2489	*
Carburéacteur	2560	0,029	0,071	2582	*
Trains alimentés au diesel	2681	0,15	1	2983	*
Bateaux à essence	2307	0,22	0,063	2331	*
Navires à moteur diesel	2681	0,25	0,072	2709	*
Navires au mazout léger	2753	0,26	0,073	2781	*
Navires au mazout lourd	3156	0,29	0,082	3188	*

Facteurs d'émission des biocarburants, en équivalent CO ₂				
Biocarburants liquides	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques		Référence
	Facteur d'émission (gCO ₂ /litre)	Facteur d'émission (gCH ₄ /litre)	Facteur d'émission (gN ₂ O/litre)	
Éthanol (100 %)	1508	0,14	0,022	*
Biodiesel (100 %)	2472	0,11	0,151	*
Biocarburants gazeux	Émissions biogéniques	Émissions non biogéniques		Référence
	Facteur d'émission (gCO ₂ /m ³)	Facteur d'émission (gCH ₄ /m ³)	Facteur d'émission (gN ₂ O/m ³)	
Biogaz	1887	0,037	0,033	**

* Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2017. Partie II. Tableau A6-13 – Coefficients d'émission pour les sources de combustion mobiles du secteur de l'énergie.

** RIN 1990-2017. Partie II. Tableaux A6-1 et A6-2.

*** Aux conditions standards de température et pression.

Pour ce qui est des émissions de GES attribuables à l'utilisation d'équipements mobiles hors route, il est aussi possible d'estimer la consommation de combustible à partir du facteur BSFC (Brake Specific Fuel Consumption) qui représente la consommation de diesel des équipements par puissance (HP) et par heure d'utilisation. Ce facteur est exprimé en livres de diesel par HP et par heure et peut être déterminé à partir des tableaux A4, C1 et C2 du document « Exhaust and Crankcase Emission Factors for Nonroad Engine Modeling-Compression-Ignition in MOVES201X », publié par l'United States Environmental Protection Agency (USEPA)¹.

¹ <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/P10005B1.PDF?Dockkey=P10005B1.PDF>

B.3 Calcul des émissions de GES attribuables au transport des matières résiduelles, intrants et consommables

Les émissions attribuables au transport des matières résiduelles, intrants et consommables du projet doivent être calculées en utilisant la méthodologie présentée à la section sur les systèmes de combustion mobiles.

B.4 Calcul des émissions de GES attribuables aux activités de déboisement lors de la construction du projet

Les activités de déboisement peuvent avoir des impacts importants sur les changements climatiques, lesquels sont documentés notamment par le GIEC sous le vocable « changement d'affectation des terres ». Le secteur forestier a la capacité de séquestrer le carbone atmosphérique dans la biomasse et, par conséquent, de réduire sa concentration atmosphérique. Selon la documentation scientifique les écosystèmes forestiers constituent des réservoirs de carbone et certains projets de grande envergure spatiale (ex. : construction de routes, exploitation d'une mine, construction d'un lieu d'enfouissement technique, exploitation des hydrocarbures, etc.) peuvent affecter ces réservoirs.

Si, des activités de déboisement sont réalisées (surtout présentes en phase de construction), un calcul des émissions de GES qui lui est attribuable doit être effectué. S'il est anticipé des activités de déboisement lors d'autres phases du projet, elles devront aussi être considérées.

Pour calculer les émissions de GES reliées au déboisement le document du GIEC 2019 « Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use »² sont recommandées. Ces émissions peuvent être calculées en réalisant un bilan de la quantité de carbone présente dans un réservoir de carbone avant et après le projet, à partir de l'équation suivante.

Équation 3. Émissions de CO₂ attribuables au déboisement

$$\text{Émissions de GES (tonnes}_{CO_2}) = N_H \times t_{MSh} \times (1 + T_x) \times CC \times \frac{44}{12}$$

Où :

tonnesCO₂ = Émissions de CO₂ attribuables au déboisement, exprimées en tonnes;

N_H = Nombre d'hectares déboisés;

https://cfpub.epa.gov/si/si_public_file_download.cfm?p_download_id=534575.

<https://nepis.epa.gov/EPA/html/DLwait.htm?url=/Exe/ZyPDF.cgi/P10005BI.PDF?Dockey=P10005BI.PDF>

² <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>

t_{MSH} = Tonnes de matières sèches par hectare;

T_x = Taux de biomasse souterraine par rapport à la biomasse aérienne;

CC = Contenu en carbone du bois, en tonnes de carbone par tonne de matières sèches;

44/12 = Ratio masse moléculaire de CO₂ par rapport à la masse moléculaire de C.

Étant donné les particularités propres à un projet et qu'il n'est pas possible de toutes les présenter dans ce guide, le tableau qui suit présente les références suggérées pour déterminer les valeurs des variables de l'équation précédente.

Tableau 5. Paramètres pour les émissions de CO₂

Paramètres de l'équation pour déterminer les émissions de CO ₂ reliées aux activités de déboisement	
Paramètre	Références du GIEC
t_{MSH}	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Tableau 4.7
T_x	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Tableau 4.4
CC	Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 4 : Agriculture, Forestry and Other Land Use. Valeur par défaut = 0,47.

Les émissions de GES dues à la consommation de combustibles ou de carburants des équipements fixes ou mobiles utilisés lors des activités de déboisement doivent être calculées à l'aide des méthodologies présentées aux sections sur les systèmes de combustion fixes et mobiles.

De plus, le cas échéant les émissions (ou réductions) de GES dues à l'utilisation du bois coupé ou à la décomposition des résidus de coupe laissés sur place doivent être calculées. Toute méthodologie reconnue, basée sur des hypothèses crédibles et vérifiables peut être utilisée pour faire l'estimation de ces émissions (ou réductions).

B.5 Calcul des émissions indirectes de GES attribuables à l'utilisation d'énergie électrique

Les émissions annuelles de GES indirectes attribuables à la consommation électrique (en réseau) reliée au projet peuvent être déterminées à partir de la consommation annuelle d'électricité et du facteur d'émission de GES de la production d'électricité au Québec. Le tableau A13-6 du Rapport d'inventaire

national d'Environnement et Changement climatique Canada³ donne les grammes d'équivalents CO₂ émis par kilowattheure d'électricité générée au Québec. Comme les rapports d'inventaire sont annuels, les facteurs à utiliser doivent être les plus récents.

B.6 Calcul des émissions fugitives de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles

L'enfouissement des matières résiduelles a pour effet de décomposer la matière organique en absence d'oxygène (anaérobie) et de générer du biogaz principalement constitué du CH₄ et du CO₂. Tel que déjà mentionné, les émissions de CO₂ provenant de la biomasse sont considérées biogéniques (carboneutres) mais ce n'est pas le cas des émissions de CH₄. Compte tenu que le CH₄ est 25 fois plus émissif que le CO₂ et du processus temporel des émissions, il est important de prévoir des mesures d'atténuation dès la conception du projet.

Pour la quantification des émissions de GES il importe de savoir que :

- La production de CH₄ d'un lieu d'enfouissement dépend de plusieurs variables, notamment la composition de la matière organique enfouie ainsi que la température et l'humidité issues des précipitations.
- Les émissions atmosphériques de CH₄ vont par la suite dépendre de l'efficacité du système de captage et de destruction du biogaz ainsi que du taux d'oxydation des émissions par le recouvrement des cellules d'enfouissement.
- Pour l'agrandissement d'un lieu d'enfouissement, il faut tenir compte des émissions de méthane en cours ou à venir incluent celles associées aux matières enfouies pour les zones déjà autorisées.
- La période à considérer pour ces émissions inclut la phase d'exploitation et au-delà de la phase post fermeture.
- Le calcul des émissions générées de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles peut être réalisé soit en;

a) Utilisant le modèle Landfill Gas Emissions Generation Model (Landgem) de l'USEPA;

b) Utilisant les équations présentées à la section 3.12.2 ci-après.

Les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des matières résiduelles, pour une année donnée, peuvent être estimées avec l'équation 1 suivante. Ces émissions correspondent aux quantités générées moins, le cas échéant, celles qui ont été récupérées et celles qui pourraient être oxydées en CO₂.

³ *Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2017. Partie III, Tableau A13-6 - Données sur la production d'électricité et les émissions de gaz à effet de serre pour le Québec.*

Équation 4. Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement de matières résiduelles

$$E_{CH_4\text{Enf}} = [CH_4\text{génééré}_T - R_T] \times (1 - OX_T)$$

Où :

$E_{CH_4\text{Enf}}$ = Émissions de CH₄ dans l'année T, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

T = Année;

CH₄ génér_T = CH₄ généré à partir de la matière décomposable x durant l'année T, en tonnes de CH₄ par année;

R_T = CH₄ récupéré durant l'année T, en tonnes de CH₄ par année;

OX_T = Facteur d'oxydation de l'année T, fraction.

Le potentiel de production de méthane repose sur la quantité de *carbone organique dégradable et décomposable* (CODDm) des matières résiduelles enfouies. Tel que défini à l'équation 2, le CODDm est la portion de carbone organique qui se dégradera sous les conditions anaérobies du lieu d'enfouissement.

Équation 5. Calcul du carbone organique dégradable et décomposable (CODDm)⁴

$$\text{CODDm} = M \times \text{COD} \times \text{COD}_f \times \text{MCF}$$

Où :

CODDm = Masse de COD décomposable enfoui, en tonnes;

M = Masse de matières résiduelles enfouies, en tonnes;

COD = Carbone organique dégradable dans l'année d'enfouissement, fraction, tonnes de carbone par tonne de matières résiduelles;

COD_f = Fraction de COD susceptible de se décomposer, fraction;

MCF = Coefficient de correction du CH₄ pour la décomposition anaérobie de l'année d'enfouissement, fraction.

La base du calcul des émissions de CH₄ repose sur un modèle de décomposition de premier ordre fondé sur un facteur exponentiel qui décrit la fraction de matière dégradable qui, chaque année, se décompose en CH₄ et CO₂. Les équations 6 et 7 suivantes permettent de calculer, pour une année donnée, le carbone organique dégradable et décomposable accumulé et décomposé.

⁴ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de GES, volume 5, chapitre 3, équation 3.2.

Équation 6. Calcul du carbone dégradé et décomposable accumulé⁵

$$\text{CODDma}_T = \text{CODDmd}_T + (\text{CODDma}_{T-1} \times e^{-k})$$

Équation 7. Calcul du CODDm décomposé⁶

$$\text{CODDm decomp}_T = \text{CODDma}_{T-1} \times (1 - e^{-k})$$

Où :

T = Année

CODDma_T = CODDm accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année T , en tonnes;

CODDma_{T-1} = CODDm accumulé dans le lieu d'enfouissement à la fin de l'année $(T-1)$, en tonnes;

CODDmd_T = CODDm déposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T , en tonnes;

CODDm decomp_T = CODDm décomposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T , en tonnes;

k = Constante de réaction, $k = \ln(2)/t_{1/2}$;

$t_{1/2}$ = temps de demi-vie (années).

L'équation 8 suivante permet de calculer les émissions de CH_4 générées par les matières résiduelles enfouies en fonction du carbone organique dégradé et décomposable décomposé.

Équation 8. Émissions de CH_4 générées en fonction du carbone organique dégradé et décomposable décomposé⁷

$$\text{CH}_4 \text{ généré}_T = \text{CODDm decomp}_T \times F \times 16/12$$

Où :

$\text{CH}_4 \text{ généré}_T$ = Quantité de CH_4 générée à partir de la matière décomposable durant l'année T , exprimée en tonnes de CH_4 ;

CODDm decomp_T = CODDm décomposé dans le lieu d'enfouissement pendant l'année T , exprimé en tonnes de CH_4 ;

⁵ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de GES, volume 5, chapitre 3, équation 3.4.

⁶ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de GES, volume 5, chapitre 3, équation 3.5.

⁷ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de GES, volume 5, chapitre 3, équation 3.6.

F = Fraction de CH_4 , par volume, contenue dans le gaz produit dans le lieu d'enfouissement;

$16/12$ = Rapport moléculaire pondéral CH_4/C .

Le tableau 6 suivant présente les paramètres et facteurs à utiliser avec les équations 4, 5, 6, 7 et 8 pour les émissions de CH_4 de l'enfouissement des matières résiduelles. Les valeurs de k et COD sont celles associées au Québec. L'utilisation de toutes autres valeurs que celles présentées au tableau 6 doit être justifiée. Le CH_4 récupéré durant l'année T (R_T) doit être déterminé et justifié en fonction du système de captage et destruction ou valorisation du biogaz et du lieu d'enfouissement (ex. : torchère).

Tableau 6. Paramètres et facteurs pour les émissions de CH_4

Paramètres et facteurs pour les émissions de CH_4 de l'enfouissement des matières résiduelles						
Paramètres et facteurs	Période				Unités	Références
	1941-1975	1976-1989	1990-2007	2008-présent		
k	0,053	0,057	0,059	0,056	Année ⁻¹	RIN 1990-2017. Tableau A3-76
COD	0,39	0,21	0,20	0,21	Fraction	RIN 1990-2017. Tableau A3-75
OX_T	0 ou 0,1				Fraction	SPEDE
R_T	À déterminer				Tonnes CH_4	En fonction du lieu
COD_t	0,5				Fraction	RIN 1990-2017. Sect. A3.6.1.2.2
MCF	1				Fraction	RIN 1990-2017. Sect. A3.6.1.2.2
F	0,5				Fraction	RIN 1990-2017. Sect. A3.6.1.2.2
$16/12$	$16/12$				Ratio	N/A

Sources : Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2017, Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada; Règlement concernant le SPEDE, protocole 2, lieux d'enfouissement-destruction ou traitement du CH_4 , éq. 3.

B.7 Calcul des émissions de GES attribuables à la consommation énergétique lors de l'épuration du biogaz

Les émissions de GES attribuables à la consommation d'énergie nécessaire aux opérations d'épuration du biogaz sont calculées aux sections sur les systèmes de combustion fixes et mobiles.

B.8 Calcul des émissions de CH₄ attribuables à la destruction du biogaz

Les émissions de CH₄ relatives à cette opération peuvent être estimées à partir de l'équation 9 qui tient compte de la quantité de CH₄ envoyée à la torchère et du facteur d'efficacité de destruction de CH₄ dans la torchère (ED).

Équation 9. Émissions de méthane attribuables à la combustion du biogaz

$$E_{CH_4Comb} = Q_{CH_4Comb} \times (1 - ED)$$

Où :

E_{CH_4Comb} = Émissions de méthane dues à la combustion du biogaz, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

Q_{CH_4Comb} = Quantité totale de CH₄ envoyée à la torchère par année, exprimée en tonnes de CH₄ par année;

ED = Efficacité de destruction du biogaz.

Le tableau 7 présente le facteur ED pour les différents dispositifs de destruction du biogaz.

Tableau 7. Facteur ED des différents dispositifs de destruction

<i>Efficacité de destruction du biogaz</i>	
Système de destruction ou de valorisation du biogaz	Facteur d'efficacité
Torchère à flamme visible	0,96
Torchère à flamme invisible	0,995
Moteur à combustion interne	0,936
Chaudière	0,98
Microturbine ou grande turbine à gaz	0,995
Utilisation du gaz comme carburant GNC/GNL	0,95
Injection dans un réseau de transmission et distribution de gaz naturel (Le facteur inclut les pertes dans le réseau et les fuites à l'utilisateur final)	0,98
Utilisation du gaz hors site en vertu d'un accord d'utilisation directe	Facteur selon l'accord

Source : RSPED, protocole 2, lieux d'enfouissement-destruction ou traitement du CH₄, tableau 1.

B.9 Calcul des émissions de GES attribuables à la compression et la liquéfaction du biogaz

Pour les émissions de GES dues à la compression et la liquéfaction du méthane, il est suggéré de référer au protocole (QC.29) du RDOCECA sur les émissions résultantes des procédés et équipements utilisés pour le transport et la distribution de gaz naturel.

B.10 Calcul des émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement par compostage de matières résiduelles organiques, si applicable

Le compostage est une mesure de réduction des matières organiques et des émissions de GES. Ce sont surtout les petites et moyennes municipalités qui choisissent ce mode de gestion des matières organiques. Le compostage est un procédé de traitement biologique (fermentation aérobie i.e. en présence d'oxygène) des matières organiques. Ces dernières sont mélangées à du matériel structurant qui favorise l'aération (ex. : des copeaux de bois) et placées en andain, en pile ou en réacteur. On obtient le compost après fermentation et maturation. Le compostage génère surtout du CO₂ et de faibles quantités de CH₄ et N₂O.

Les émissions de GES liées au compostage peuvent être quantifiées à l'aide des équations et facteurs suivants :

Équation 10. Émissions de méthane attribuables au compostage de matières résiduelles

$$E_{CH_4_COM} = FE_{CH_4_COM} \times Qt_{MRO_COM} \times 0,001$$

Où :

$E_{CH_4_COM}$ = Émissions annuelles de CH₄ dues au traitement par compostage, exprimées en tonnes de CH₄ par année;

$FE_{CH_4_COM}$ = Facteur d'émission de CH₄ pour le traitement par compostage, exprimé en kilogramme de CH₄ par tonne de matières résiduelles organiques (MRO);

Qt_{MRO_COM} = Quantité de MRO traitée par compostage, exprimée en tonnes;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

Équation 11. Émissions de N₂O attribuables au compostage de matières organiques

$$E_{N_2O_COM} = FE_{N_2O_COM} \times Qt_{MRO_COM}$$

Où :

$E_{N_2O_COM}$ = Émissions annuelles de N₂O dues au traitement par compostage, en tonnes de N₂O par année;

$FE_{N_2O_COM}$ = Facteur d'émission de N_2O pour le traitement par compostage, kg N_2O par tonne de MRO;

Qt_{MRO_COM} = Quantité de MRO traitée par compostage, en tonnes;

0,001 = Facteur de conversion des kilogrammes en tonnes métriques.

Le tableau 8 ci-dessous présente les facteurs d'émission de CH_4 et de N_2O attribuables au compostage des matières résiduelles organiques.

Tableau 8. Facteurs d'émission de CH_4 et de N_2O du compostage

Facteurs d'émission de CH_4 et de N_2O associés au compostage de MRO			
Facteurs d'émission	Valeur	Unités	Référence
$FE_{CH_4_COM}$	4	kg CH_4 /tonnes MRO	RIN 1990–2017, partie 2, p.183
$FE_{N_2O_COM}$	0,24	kg N_2O /tonnes MRO	

B.11 Émissions provenant du traitement et du rejet des eaux usées

Ces émissions comprennent les émissions de CH_4 et de N_2O provenant du traitement des eaux usées municipales et industrielles ainsi que les émissions de CH_4 et de N_2O provenant du rejet des eaux usées non traitées.

Émissions de CH_4 provenant du traitement ou du rejet des eaux usées

L'estimation des émissions de CH_4 des eaux usées présentée suit les recommandations des lignes directrices du GIEC. Les émissions de CH_4 sont estimées en fonction de la charge de matières organiques dans les eaux usées, de la capacité maximale de production de méthane (Bo) et du facteur de correction du méthane (FCM) qui est fonction du type de traitement des eaux usées réalisé. L'équation 12 présente les émissions de méthane issues du traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de CH_4 par année.

Équation 12. Émissions de CH_4 provenant du traitement ou du rejet des eaux usées

$$CH_4 = FE_{CH_4} \times Charge_Organique_Annuelle \times 0,001$$

Où :

CH_4 = Émissions de CH_4 issues du traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de CH_4 par année;

FE_{CH_4} = Facteur d'émission de CH_4 issues du traitement des eaux usées, exprimées en kg de CH_4 par kg de DBO par année = $kgCH_4/kgDBO$ FCM = Facteur de correction du méthane, fraction;

Charge_Organique_Annuelle = Charge organique annuelle totale de l'usine de traitement des eaux usées, exprimée en kgDBO par année;

0,001 = facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

L'équation 13 présente le facteur d'émission de CH₄ en fonction de la DBO et du type de traitement.

Équation 13. Facteur d'émission de CH₄ selon la DBO et le type traitement⁹

$$FE_{CH_4} = B_o \times FCM$$

Où :

FE_{CH4} = Facteur d'émission de CH₄ issues du traitement des eaux usées, exprimées en kg de CH₄ par kg de DBO par année = kgCH₄/kgDBO;

B_o = Capacité maximale de production de méthane = 0,36 kgCH₄/kgDBO;⁹

FCM = Facteur de correction du méthane, fraction.

Le FCM indique dans quelle mesure la capacité maximale de production de méthane (*B_o*) est réalisée dans chaque type de traitement et de voie d'élimination. Autrement dit, le FCM indique dans quelle mesure le système est anaérobie.

Le tableau suivant présente les facteurs d'émission de méthane pour les eaux usées municipales et industrielles des différents types de traitement ou voies d'élimination.

Tableau 9. Facteurs d'émission de méthane

Facteurs d'émission de méthane pour les différents types de traitement ou voies d'élimination des eaux usées		
Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	<i>FE_{CH4}</i> (kgCH ₄ /kgDBO) municipales /industrielles
<i>Eaux usées non traitées</i>		
Rejets dans les milieux aquatiques (niveau 1)	La plupart des milieux aquatiques, y compris les rivières, sont sursaturés en CH ₄ . Une offre excédentaire en nutriments augmentera les émissions de CH ₄ . Les environnements où le carbone s'accumule dans les sédiments ont un	0,0396

⁹ Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de GES, volume 5, chapitre 6, équation 6.2.

⁹ Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2017. Partie II, sect. A3.6.4.1.

Facteurs d'émission de méthane pour les différents types de traitement ou voies d'élimination des eaux usées		
Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	FE_{CH_4} (kgCH ₄ /kgDBO) municipales /industrielles
	potentiel plus élevé de génération de méthane.	
Rejets dans des milieux aquatiques autres que les réservoirs, les lacs et les estuaires (niveau 2)	La plupart des milieux aquatiques, y compris les rivières, sont sursaturés en CH ₄ . Une offre excédentaire en nutriments augmentera les émissions de CH ₄ .	0,0126
Rejets dans des réservoirs, des lacs et des estuaires (niveau 2)	Les environnements où le carbone s'accumule dans les sédiments ont un potentiel plus élevé de génération de méthane.	0,0684
Rejets dans des eaux stagnantes		0,18
Égout en écoulement (ouvert ou fermé)	En mouvement rapide, propre. (Quantités négligeables de CH ₄ provenant des stations de pompage, etc.).	0
Eaux usées traitées		
Installation centrale de traitement aérobie	Une partie du CH ₄ peut être émise par les bassins de décantation et d'autres poches anaérobies. Peut également émettre du CH ₄ généré dans les réseaux d'assainissement en amont lors de processus de traitement turbulent et/ou aérobie. Pour les stations d'épuration recevant des eaux usées dépassant la capacité nominale, les responsables de l'inventaire doivent évaluer en conséquence la quantité de matière organique éliminée dans les boues.	0,0108/0
Biofiltration sur boues anaérobies. Réacteur UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket)	La récupération du CH ₄ n'est pas considérée ici.	0,288
Lagune anaérobie peu profonde et lagunes facultatives	Profondeur inférieure à 2 mètres, faire appel à un expert.	0,072
Lagune anaérobie profonde	Profondeur de plus de 2 mètres.	0,288
Milieu humide artificiel	Regarder le document : <i>2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Wetlands (IPCC 2014)</i>	

Facteurs d'émission de méthane pour les différents types de traitement ou voies d'élimination des eaux usées		
Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	FE_{CH_4} (kgCH ₄ /kgDBO) municipales /industrielles
Fosse septique	Les fosses septiques émettent du CH ₄ .	0,18
Fosse septique + champ d'épuration	Les fosses septiques émettent du CH ₄ ; le champ d'épuration est une source négligeable de CH ₄ .	0,18
Latrine	Climat sec, nappe phréatique plus profonde que la latrine, famille réduite (3 à 5 personnes).	0,036
Latrine	Climat sec, nappe phréatique plus profonde que la latrine, collective (nombreux utilisateurs)	0,18
Latrine	Climat humide. Eau d'entraînement, nappe phréatique moins profonde que la latrine.	0,252

Source : *Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 Waste. Chapter 6. Wastewater treatment and discharge. Table 6.3 and 6.8 (adapté).*

Émissions de N₂O provenant du traitement et du rejet des eaux usées

Les émissions de N₂O peuvent provenir directement des installations d'épuration ou indirectement à partir des eaux usées après rejet de l'effluent dans des cours d'eau, des lacs ou dans la mer. Les émissions directes, résultant de la nitrification et la dénitrification, au niveau des installations d'eaux usées, peuvent être considérées comme des sources mineures et elles peuvent être considérées négligeables, sauf pour les installations plus sophistiquées possédant la capacité de faire la nitrification et la dénitrification des effluents (GIEC, 2006).

L'équation 13 présente les émissions de N₂O issues du traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de N₂O par année.¹⁰

Équation 13. Émissions de N₂O provenant du traitement des eaux usées

$$E_{N_2O} = FE_{N_2O} \times N \times \frac{44}{28} \times 0,001$$

Où,

E_{N_2O} = Émissions de N₂O issues du traitement des eaux usées, exprimées en tonnes de N₂O par année;

¹⁰ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6_Volume 5 (Waste), Eq. 6.9, 6.11 (adaptée).

FE_{N_2O} = Coefficient d'émission de N_2O provenant des eaux usées;

N = Quantité totale d'azote présente dans les eaux usées, en kg N par année;

$44/28$ = Facteur stœchiométrique utilisé pour convertir l'azote moléculaire en N_2O ;

$0,001$ = facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

L'équation 14 présente les émissions de N_2O issues du rejet des eaux usées, exprimées en tonnes de N_2O par année.¹¹

Équation 14. Émissions de N_2O provenant du rejet des eaux usées

$$E_{N_2O} = FE_{N_2O} \times N_{EFF} \times \frac{44}{28} \times 0,001$$

Où,

E_{N_2O} = Émissions de N_2O issues du rejet des eaux usées, exprimées en tonnes de N_2O par année, en tonnes N_2O par année;

FE_{N_2O} = Coefficient d'émission de N_2O -N provenant des eaux usées;

N_{EFF} = Quantité d'azote présente à l'effluent, en kg N par année;

$44/28$ = Facteur stœchiométrique utilisé pour convertir l'azote moléculaire en N_2O ;

$0,001$ = facteur de conversion de kilogrammes à tonnes.

Par conséquent, selon les équations 13 et 14, les émissions de N_2O sont directement proportionnelles à la quantité d'azote présente dans les eaux usées à traiter ou rejetées et au facteur d'émission de N_2O . Ce dernier est caractéristique de chaque type de traitement ou de rejet et peut être estimé à partir du tableau suivant.

Le tableau suivant présente les facteurs d'émission de N_2O -N pour les eaux usées municipales et industrielles des différents types de traitement ou voies d'élimination.

¹¹ 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6_Volume 5 (Waste), Eq. 6.7, 6.12 (adaptée).

Tableau 10. Facteurs d'émission de N₂O-N selon les traitements et rejets

Facteurs d'émission de N ₂ O-N pour les différents types de traitement et rejets des eaux usées municipales et industrielles		
Type de traitement ou voie d'élimination des eaux usées	Observations	FE _{N₂O} (kgN ₂ O-N /kgN)
Eaux usées non traitées		
Rejets en eau douce, estuaires et en mer (niveau 1)	Sur la base de données de terrain limitées et d'hypothèses spécifiques concernant l'occurrence de la nitrification et de la dénitrification dans les rivières et les estuaires.	0,005
Rejets dans des environnements impactés par l'eutrophisation et/ou hypoxiques (niveau, si nécessaire)	Des émissions plus élevées sont associées aux eaux hypoxiques ou aux eaux impactées par des éléments nutritifs telles que les lacs, les estuaires et les rivières eutrophisées, ou aux endroits où règnent des conditions stagnantes.	0,019
Eaux usées traitées		
Stations d'épuration aérobies centralisées	N ₂ O est variable et peut être significatif.	0,016
Réacteur anaérobie	N ₂ O n'est pas significatif.	0
Lagune anaérobie	N ₂ O n'est pas significatif.	0
Milieu humide artificiel	Référer au document : <i>2013 Supplement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories : Wetlands (IPCC 2014)</i> .	
Fosse septique	N ₂ O n'est pas significatif.	0
Fosse septique + champ d'épuration	N ₂ O est émis par le champ d'épuration.	0,0045
Latrine	N ₂ O n'est pas significatif.	0
Digesteur anaérobie des boues	N ₂ O n'est pas significatif.	0

Source : *Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5 Waste. Chapter 6. Wastewater treatment and discharge. Table 6.8A.*

Pour déterminer la quantité d'azote à l'effluent (N_{EFF}), il faut d'abord calculer la quantité totale d'azote à traiter et cette dernière peut être estimée en fonction de la population desservie par l'usine d'épuration (eaux usées municipales) ou de la charge en azote à traiter par l'usine d'épuration des eaux industrielles (eaux usées industrielles). Les équations 15 et 16 permettent d'estimer la quantité totale d'azote à traiter pour les eaux usées domestiques et industrielles respectivement.

Équation 15. Quantité totale d'azote présente dans les eaux usées municipales

$$N = \text{Protéines} \times \text{Population} \times F_{NPR} \times N_{\text{ménage}} \times F_{NC}$$

Où :

N = Quantité d'azote totale présente dans les eaux usées municipales, en kg N par année;

Protéines = Consommation annuelle de protéines par personne = 67,74 kg par personne par an¹² ;

Population = Population desservie par les installations de traitement des eaux usées;

F_{NPR} = Fraction d'azote dans les protéines = 0,16 kg de N par kg de protéine¹³;

$F_{ménage}$ = Fraction additionnelle d'azote issue des produits de ménage = 1,17¹⁴ ;

F_{NC} = Fraction de protéine non consommée = 1,13¹⁵.

Pour ce qui est des stations d'épuration des eaux usées industrielles, l'équation 16 permet d'estimer la quantité totale d'azote traitée à la station d'épuration, en multipliant le débit annuel des eaux usées traitées par la concentration d'azote totale de l'affluent.

Équation 16. Quantité totale d'azote présente dans les eaux usées industrielles

$$N = \text{Débit}_{\text{Annuel}} \times \text{CAzote}_{\text{Aff}}$$

Où :

N = Quantité d'azote présente dans les eaux usées industrielles, exprimée en kg N par année;

$\text{Débit}_{\text{Annuel}}$ = Débit annuel des eaux usées traitées à la station d'épuration, en m³ par année;

$\text{CAzote}_{\text{Aff}}$ = Concentration totale d'azote de l'affluent traité à la station d'épuration, en kg N par m³.

Par la suite, en employant l'équation 17, il est possible de déterminer la quantité totale d'azote envoyée à l'effluent, ce qui permettra d'estimer (à partir de l'équation 14) les émissions de N₂O provenant du rejet des eaux usées.

¹² Rapport d'inventaire national (RIN) 1990-2017, Partie II, Tableau A3-90.

¹³ 2009 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapter 6, page 6.38.

¹⁴ 2009 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapter 6, Table 6.10A.

¹⁵ 2009 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, chapter 6, Table 6.10A.

Équation 17. Quantité totale d'azote envoyée à l'effluent

$$N_{EFF} = N \times (1 - N_{ENL})$$

Où :

N_{EFF} = Quantité totale d'azote envoyée à l'effluent, exprimée en kg N par année;

N = Quantité d'azote présente dans les eaux usées industrielles, en kg N par année;

N_{ENL} = Fraction d'azote enlevée durant le traitement des eaux usées.

Le tableau 11 présente les facteurs par défaut pour déterminer la fraction d'azote enlevée par le traitement des eaux usées municipales et industrielles.

Tableau 11. Fraction d'azote enlevée durant le traitement

Fraction d'azote enlevée durant le traitement des eaux usées (N_{ENL})		
Type de traitement	Valeur par défaut	Fourchette de valeurs
Aucun traitement	0	0
Traitement primaire (mécanique)	0,10	0,05 à 0,20
Traitement secondaire (biologique)	0,40	0,35 à 0,55
Traitement tertiaire (biologique avancé)	0,80	0,45 à 0,85
Fosse septique	0,15	0,10 à 0,25
Fosse septique + champs d'épuration	0,68	0,62 à 0,73
Latrine	0,12	0,07 à 0,21

Source : Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 5, Chapter 6, Table 6.10c.

