



# Projet d'amélioration de l'efficacité de captage et de brûlage des biogaz au LES Cook *Ville de Gatineau*

## Rapport de description de projet

Offre de vente de réduction d'émission  
Présenté dans le cadre du



Appel d'offres : K0872-04-4009

Projet no.3780.08

3 février 2005



Biothermica Technologies Inc.  
426, rue Sherbrooke est  
Montréal, Qc H2L 1J6

☎ (514) 488-3881

☎ (514) 488-3126

🌐 [www.biothermica.com](http://www.biothermica.com)

**Projet d'amélioration de l'efficacité de captage  
et de brûlage des biogaz au LES Cook**  
*Ville de Gatineau*

**PPEREA**

Projet pilote d'élimination et de réduction  
des émissions et d'apprentissage



**3 février 2005**

## Table des matières

Partie 1 : Formulaire de description de projet et signature.....	1
Partie 2 : Aperçu du projet .....	3
2.1 Introduction .....	3
2.2 Contexte du projet .....	3
2.3 Promoteur du projet.....	5
2.4 Partenariat au projet .....	6
2.5 Coûts du projet.....	6
2.5.1 Coûts d'investissement en capital envisagés .....	6
2.5.2 Coûts d'investissement en capital réels .....	7
2.5.3 Coûts d'opération et d'entretien .....	7
2.5.4 Coûts d'opération et d'entretien réel .....	8
2.5.5 Partage des coûts .....	8
2.6 Financement du projet .....	8
2.7 Durée de développement .....	8
2.8 Surveillance et gestion de données .....	8
2.8.1 Mesure de la concentration de méthane dans les gaz du site d'enfouissement .	9
2.8.2 Mesure du taux de rejet du système .....	10
2.8.3 Mesure de l'efficacité de destruction des dispositifs de combustion de gaz d'enfouissement.....	11
2.8.4 Calcul de réduction des émissions .....	12
2.8.5 Assurance qualité et contrôle de la qualité .....	13
2.9 Technologie reliée au projet.....	13
Partie 3 : Critères obligatoires.....	14
3.1 Réduction réelle .....	14
3.2 Réduction mesurable.....	14
3.3 Réduction vérifiable .....	14
3.4 Réduction surplus.....	15
3.5 Réduction incrémentiel.....	15
3.6 Réduction durable .....	15
3.7 Réduction localisable .....	15
3.7 Réduction localisable .....	15
Partie 4 : Fonctions et étendue du système.....	16
4.1 Fonctions du système .....	16
4.2 Étendue des mesures et rapports .....	16
Partie 5 : Les Formulaires du projet et de la référence.....	19
5.1 Formulaire du projet.....	19
5.2 Formulaire de la référence .....	25
Partie 6 : Les réductions d'émissions .....	29
6.1 Formulaire de calcul des réductions d'émissions .....	29
6.2 Exemples de calculs .....	30
6.2.1 Réductions d'émissions de la référence (tonnes CO <sub>2</sub> e) .....	30
6.2.2 Réduction d'émissions de la référence + projet (total) (tonnes de CO <sub>2</sub> e).....	30
6.2.3 Réductions/éliminations d'émissions de GES totales par année .....	31
6.3 Données justificatives.....	31

## Liste des tableaux

Tableau 1 : Tonnage annuelle au LES Cook .....	4
Tableau 2 : Coûts d'investissement en capital.....	7
Tableau 3 : Coûts d'opération et d'entretien .....	7
Tableau 4 : Spécifications SERVOMEX .....	9
Tableau 5 : Spécifications Landtec GEM 500.....	10
Tableau 6 : Certification de calibration.....	11
Tableau 7 : Exemple de conversion.....	12
Tableau 8 : Fonction du système de projet.....	16
Tableau 9 : Fonction du système de la référence.....	16
Tableau 10 : Éléments du système de projet .....	17
Tableau 11 : Éléments du système de la référence .....	18
Tableau 12 : Méthane capté – données historiques.....	29
Tableau 13 : Formulaire de calcul des réductions d'émissions.....	29

## Liste des annexes

Annexe 1 :	Étude du potentiel énergétique au lieu d'enfouissement sanitaire Cook à Gatineau (secteur Aylmer)
Annexe 2 :	Données historiques de brûlage des biogaz
Annexe 3 :	Modélisation LandGem
Annexe 4 :	Lettre d'entente avec la Ville de Gatineau
Annexe 5 :	Fiche de projet
Annexe 6 :	Organigramme de gestion du projet
Annexe 7 :	Curriculum Vitae
Annexe 8 :	Échéancier détaillé
Annexe 9 :	Information sur les torchères actuelles
Annexe 10 :	Réglementation et certificat d'autorisation
Annexe 11 :	Plan du lieu d'enfouissement sanitaire
Annexe 12 :	Exemple de rapport d'échantillonnage des torchères
Annexe 13 :	Représentation graphique du méthane capté et des crédits de CO <sub>2</sub> générés
Annexe 14 :	Fonction et étendu du système
Annexe 15 :	Rapport de surveillance des biogaz

## Partie 1 : Formulaire de description de projet et signature

<b>Information du le promoteur de projet</b>	
Nom de l'entreprise	Biothermica Technologies Inc.
Nom du contact	Frédéric Drouin
Fonction du contrat	Chargé de projets
Rue	426 Sherbrooke est
Ville	Montréal
Province	Québec
Code Postal	H2L 1J6
Pays	Canada
Site Web	<a href="http://www.biothermica.com">www.biothermica.com</a>
Téléphone	(514) 488-3881 poste 236
Télécopieur	(514) 488-3125
Courriel	Frederic.drouin@polymtl.ca
<b>Description du projet</b>	
<p>Le projet consiste à optimiser les techniques de gestions des biogaz afin d'améliorer l'efficacité de captage actuelle au lieu d'enfouissement Cook, situé dans la Ville de Gatineau. L'augmentation des quantités de méthane annuellement capté et brûlé permettra de réduire les émissions surfaciques et, conséquemment, les émissions de GES à l'atmosphère. L'objectif est de capter et brûler un débit de méthane supplémentaire de 70 m<sup>3</sup>/hr par rapport au niveau de référence, ce qui engendrerait des réductions d'émission de l'ordre de 8000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub>/an pour un total d'environ 20 000 tonnes sur la durée du projet.</p>	
<b>Emplacement du projet</b>	
Rue	1050 Chemin Cook
Ville	Ville de Gatineau
Province	Québec
Code Postal	J9J 3R1
Pays	Canada
<b>Information sur le partenaire du projet</b>	
Nom de l'entreprise	Ville de Gatineau
Nom du contact	Bernard Beauregard
Fonction du contrat	Directeur adjoint service de l'ingénierie
Rue	100 rue d'Edmonton
Ville	Ville de Gatineau
Province	Québec
Code Postal	C.P. 1970, succ. Hull, Gatineau (Québec) J8X 3Y9
Pays	Canada
Site Web	<a href="http://www.ville.gatineau.qc.ca">www.ville.gatineau.qc.ca</a>
Téléphone	(819) 595-4092
Télécopieur	(819) 595-7321
Courriel	beauregard.bernard@ville.gatineau.qc.ca
<b>Coûts du projet, propriété du projet, ratio de propriété des réductions d'émissions</b>	
Coût prévu du projet en capital	55 500\$
Coût prévu du projet en opération et entretien	60 000\$ par an
Coût réel jusqu'à présent	0\$
Identité du partenaire	Ville de Gatineau
Contribution au coût du	Biothermica Technologies Inc.

projet	
% de propriété du projet	Biothermica Technologie Inc.
% de propriété des réductions d'émissions	Biothermica Technologie Inc.
<b>Financement externe du projet</b>	
Financement gouvernemental	Aucun
Autres financements	Aucun
<b>Durée de développement</b>	
Date prévue de démarrage du projet	Dès la signature d'une entente le PPEREA. Juin 2005
Date prévue du début de production des réductions d'émissions	2 mois et demi après la date de démarrage du projet. Mi-Aout 2005
<b>Auteur(e) de la proposition</b>	
Auteur(e)	Frédéric Drouin et Ghislain Grenier
Entreprise	Biothermica Technologie Inc.
<b>Réductions/éliminations d'émissions RE</b>	
RE totales offertes pour vente	20 000
Prix à la tonne	13,50\$
Valeur totale du contrat	270 000\$
<b>Signature du rapport</b>	
Nom de l'officier autorisé	Jacques Dubois
Fonction	Vice-président Technologies Inc.
Signature de l'officier	
Date	2 février 2005

## **Partie 2 : Aperçu du projet**

### **2.1 Introduction**

Le site d'enfouissement Cook, situé à Aylmer, est sous la direction de la Ville de Gatineau. Le site a reçu entre 1975 et 1990 environ 1 200 000 tonnes de déchets. Il est équipé d'un réseau de captage et d'une torchère à flamme visible. Le projet consiste à améliorer les techniques de gestion du réseau de captage afin d'améliorer l'efficacité de captage et de brûlage des biogaz et, par le fait même, de réduire les émissions de méthane à l'atmosphère. Il consiste également à remplacer les torchères actuelles par des torchères à flamme invisible afin de pouvoir quantifier précisément les quantités de méthane brûlé et d'améliorer leur efficacité de destruction. Les données historiques de captage de biogaz démontrent que la quantité de biogaz actuellement capté est largement inférieure au niveau de biogaz produit. Le 30 septembre 2003, Biothermica réalisait une étude démontrant que, lorsque la gestion du réseau de captage est optimale, le captage du méthane est alors de 172 m<sup>3</sup>/hr (voir en annexe 1). Les données historiques de captage démontrent, quant à elle, que le niveau moyen de captage en 2003 était de 112,9 m<sup>3</sup>/hr alors et de 101 m<sup>3</sup>/hr en 2004 (voir les données historiques à l'annexe 2). Enfin, la modélisation LanGem montre que le niveau théorique de génération de méthane devrait se situer autour de 340 m<sup>3</sup>/hr (voir annexe 3). Ainsi, selon notre expérience dans l'évaluation du potentiel gazier des sites d'enfouissement et la gestion des réseaux de captage, nous croyons qu'il est possible de générer des réductions d'émission de l'ordre de 8000 tonnes/an par rapport au niveau de référence.

Le 15 décembre 2004, le comité exécutif de la Ville de Gatineau acceptait le principe que Biothermica puisse répondre à la troisième ronde d'enchère d'Environnement Canada pour l'achat de crédits de CO<sub>2</sub> dans le cadre du PPEREA (voir annexe 4). Le comité acceptait également le principe que Biothermica puisse faire les démarches nécessaires afin de recevoir sur le site un projet de démonstration pour faire fonctionner une micro-turbine de nouvelle génération alimentée au biogaz, afin de produire de l'électricité. À cet effet, Ressource Naturelle Canada a confirmé le 8 septembre 2004 la réception de notre déclaration d'intérêt et le 4 novembre 2004 Jacques Dubois, vice-président technologies, se rendait à Calgary pour visiter les installations.

### **2.2 Contexte du projet**

Le site Cook est situé à Aylmer. Environ 1 200 000 tonnes de déchets furent enfouies entre 1975 et 1990 sur une épaisseur moyenne de 15 mètres. Le tableau suivant présente la séquence d'enfouissement utilisé pour les fins de la modélisation du potentiel gazier :

**Tableau 1 : Tonnage annuelle au LES Cook**

Année	Tonnage métrique	
	Annuelle	Cumulée
1975	30 189	30 189
1976	32 118	62 307
1977	34 174	96 481
1978	36 362	132 843
1979	38 693	171 536
1980	41 176	212 712
1981	43 820	256 532
1982	46 636	303 168
1983	94 936	398 104
1984	102 580	500 684
1985	120 105	620 789
1986	133 753	754 542
1987	141 621	896 163
1988	152 472	1 048 635
1989	164 669	1 213 304
1990	7 405	1 220 709

Un premier système de collecte des biogaz de 12 puits verticaux fut construit en 1993. Étant donnée la persistance des problèmes de migration verticale du biogaz, un agrandissement du réseau de captage et de la capacité des torchères fut réalisé par Biothermica entre 1998 et 2000; 12 nouveaux puits verticaux furent alors forés (une fiche de projet est présentée à l'annexe 5). Actuellement, 2 torchères d'une capacité maximale de 750 scfm sont en fonction.

La gestion des opérations du réseau de captage est sous la supervision de la Ville de Gatineau depuis 1993. La Ville de Gatineau affecte un budget de 355 000\$ pour la gestion de l'ensemble des opérations du lieu d'enfouissement. Ce budget ne sera pas modifié au cours des prochaines années. Selon les données historiques cumulées, la quantité journalière moyenne de méthane capté en 2004 était de 101 m<sup>3</sup>. La stratégie de réduction des émissions élaborée par Biothermica consiste à appliquer les meilleures techniques de gestion des réseaux de captage couplé à un suivi journalier afin d'augmenter l'efficacité de captage et les quantités de biogaz brûlés annuellement, réduisant ainsi les émissions surfaciques et, par le fait même, les émissions de GES. Un budget supplémentaire de 60 000\$/an sera alors consenti par Biothermica. Lors de la dernière évaluation du potentiel énergétique au LES Cook en septembre 2003, une optimisation du réseau de captage avait alors été réalisée, 172 m<sup>3</sup> de méthane était capté. Sur une base annuelle, nous croyons pouvoir être en mesure de maintenir un niveau de captage moyen de 172 m<sup>3</sup> de CH<sub>4</sub> par rapport au niveau actuel de 101,1 et de générer un peu plus de 8000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an.

Pour réaliser cet objectif, les investissements suivants seront faits :

- Modifier les torchères à flammes visibles actuellement utilisées par des torchères à flamme invisible;
- Implanter un système d'acquisition de données et installer un lien internet permettant aux techniciens de Biothermica, basés à Montréal, de suivre quotidiennement les débits de méthane captés et brûlés et de réagir rapidement aux moindres anomalies.

Également, bimensuellement, un technicien de Biothermica se rendra sur les lieux afin de calibrer le réseau de captage et d'assurer une efficacité de captage optimale. Lors de son passage, les données suivantes seront collectées :



Données collectées à chacun des puits :

- Qualité du biogaz (%CH<sub>4</sub>, %CO<sub>2</sub>, %O<sub>2</sub> et %Balance);
- Ouverture de la vanne;
- Pression en amont et en aval;
- Vitesse d'écoulement des gaz (mesurée à l'aide d'un MiniAir);

Données collectées aux torchères :

- Débit de biogaz;
- Qualité du biogaz (%CH<sub>4</sub>, %CO<sub>2</sub>, %O<sub>2</sub> et %Balance)
- Pression dans les collecteurs;

Avant chacune des visites des lieux du technicien, un ingénieur de Biothermica révisera les données journalières enregistrées (débit de méthane) et le dernier rapport de visite du technicien afin de dresser la stratégie de calibrage. Un rapport contenant les quantités de méthane capté et brûlé durant le mois et cumulative depuis le début de l'année sera produit mensuellement.

### **2.3 Promoteur du projet**

Le promoteur du projet est Biothermica Technologies Inc. Un organigramme de gestion du projet est fourni à l'annexe 6 et les curriculum vitae de chacun des membres de l'équipe de gestion sont présentés à l'annexe 7. L'équipe sera constituée des individus suivants :

Jacques Dubois, ing

Titre : Vice-président technologies

Fonction dans le projet : Directeur de projet

Vice-président de Biothermica Technologies, M. Dubois détient 23 années d'expérience dans la conception et la gestion des projets dans le domaine de l'environnement. Son implication dans des projets reliés à l'exploitation du biogaz date des années 1980. De 1989 à 1994, il a supervisé la conception et la construction du système de captage du biogaz au site d'enfouissement du CESM, le troisième plus grand lieu d'enfouissement en Amérique du Nord. En 1995, il a supervisé la conception détaillée de la centrale au biogaz Gazmont et la centrale de 4 MW du lieu d'enfouissement sanitaire de BFI à Lachenaie. M. Dubois détient un diplôme en génie mécanique de l'École Polytechnique de Montréal et est membre de l'ordre des ingénieurs professionnels du Québec et d'Ontario.

Frédéric Drouin, ing.

Titre : Chargé de projets

Fonction dans le projet : Ingénieur de projet, essentiellement transmettre la stratégie de calibrage des puits.

M. Drouin a acquis, durant les sept dernières années, une expertise certaine au niveau des stratégies de développement reliées à la gestion et à la valorisation du biogaz. Il a entre autre participé, à différents niveaux, à la gestion de la centrale au biogaz Gazmont et au développement international de différents projets reliés à la gestion du biogaz. Depuis juin 2004, il dirige un comité conjoint entre Biothermica et la Ville de Montréal afin d'améliorer la performance énergétique du site d'enfouissement du CESM.

Michèle-Odile Geoffroy, M.Sc.

Titre : Chargée de projets

Fonction dans le projet : Rédaction des rapports et suivi administratif.

Mme Geoffroy est active dans le domaine du biogaz depuis 1998 et a mené à terme plusieurs travaux d'étude sur ce sujet, à titre de stagiaire puis de chargée de projets chez Biothermica. Détentrice d'un Baccalauréat de l'Université d'Ottawa ainsi qu'une Maîtrise en Sciences environnementales de l'Université du Québec à Montréal, elle est responsable des études de génération et de migration du biogaz et supervise l'équipe d'échantillonnage chez Biothermica. Elle a acquis une solide expérience dans le domaine de la dispersion des contaminants issus des lieux d'enfouissement sanitaire, dans les mécanismes issus du Protocole de Kyoto ainsi que dans les systèmes d'information géographique.

Guillaume Bitton, B.Sc.

Titre : Technicien

Fonction dans le projet : Réaliser les activités de terrain.

M. Bitton, bachelier de l'Université de Montréal en géographie physique, possède des connaissances approfondies en systèmes d'information géographiques. Détenant une solide formation académique en recherche théorique et appliquée, il s'investit dans toutes les facettes de la division Biogaz de Biothermica. Ses expériences de travail lui ont permis de développer une connaissance approfondie des techniques d'échantillonnage et d'analyse des biogaz.

## 2.4 Partenariat au projet

Biothermica financera entièrement les investissements que requiert le projet. La Ville de Gatineau accorde le droit à Biothermica de réaliser son projet sur le site Cook. Les crédits de CO<sub>2</sub> réalisés par le projet seront la propriété exclusive de Biothermica. La Ville s'engage à maintenir son budget d'opération et d'entretien de 355 000\$ par an et d'accorder la même proportion du budget à l'entretien du réseau de captage dans les années futures. La Ville de Gatineau conserve son engagement à soutirer le maximum de biogaz dans les limites de son budget. Les données historiques ont établi que le budget accordé par la ville aux activités de captage permettait de capter et de brûler environ 101 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> / heure. Le montant supplémentaire d'opération que Biothermica déploiera annuellement permettra d'augmenter les quantités de méthane brûlé et de générer des réductions d'émissions.

Au terme du programme du PPEREA, les profits engendrés par le projet excédant un taux de rendement supérieur à 10% seront distribués également entre Biothermica et la Ville de Gatineau.

## 2.5 Coûts du projet

### 2.5.1 Coûts d'investissement en capital envisagés

Les coûts d'investissement reliés au projet consistent à modifier les équipements existants afin de les faire correspondre aux critères d'éligibilité du PPEREA ainsi qu'aux critères de suivi nécessaires aux réclamations annuelles de réductions d'émissions.

Ces coûts sont regroupés en deux catégories : *Ingénierie, planification et supervision*, qui inclut la gérance du projet, l'ingénierie détaillée et la supervision du chantier; et *Matériel et installation*, qui inclut les coûts des modifications, les coûts des nouveaux appareils et les frais d'installation.

**Tableau 2 : Coûts d'investissement en capital**

Item	Description	Nbr.	Coût unitaire*	Coûts total
<b>Ingénierie, planification et supervision</b>				
		150h	100 \$/h	\$ 15 000
<b>Matériel et installation</b>				
Torchères	Transformer une des deux torchères actuelles à flamme visible 244W en torchère à flamme invisible.	1	\$ 8 000	\$ 8 000
	Port d'échantillonnage	2	\$ 250	\$ 500
	Test d'efficacité de destruction	40h	50 \$/h	\$ 2 000
Analyseur de gaz	Mesurer la composition du biogaz envoyé aux torchères (CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> )	1	\$ 25 000	\$ 25 000
	Gaz de calibration	2	\$ 1 000	\$ 2 000
Système d'acquisition des données	Système d'enregistrement des données en continu (débitmètres, analyseur de méthane). Lien Internet afin de transférer l'information à l'équipe de surveillance.	1	\$ 2 000	\$ 2 000
	Installation & câblage	1	\$ 1 000	\$ 1 000
<b>Total</b>				<b>\$ 55 500</b>

\*Incluant l'installation

### 2.5.2 Coûts d'investissement en capital réels

Aucun coût réel n'a été engagé actuellement dans le projet.

### 2.5.3 Coûts d'opération et d'entretien

Les coûts d'opérations sont attribuables à deux sources : les dépenses des opérations et de gestion du réseau captage et les dépenses de suivi et d'analyse nécessaires aux réclamations de réductions d'émissions dans le cadre du PPEREA.

**Tableau 3 : Coûts d'opération et d'entretien**

Item	Description	Nbr.	Coût unitaire*	Coûts total
Technicien	Vérification des équipements et équilibrage des puits, rédaction des rapports de terrain	300h	50 \$/h	\$ 15 000
	Transport & ébergement	30j	200 \$/j	\$ 6 000
Analyste	Compilation des données, analyse et recommandation, rédaction des rapports de suivi	300h	80 \$/h	\$ 24 000
	Réclamations (PPEREA)	1	\$ 15 000	\$ 15 000
<b>Total</b>				<b>\$ 60 000</b>

#### **2.5.4 Coûts d'opération et d'entretien réel**

Aucun coût d'opération et d'entretien réel n'a été engagé jusqu'à maintenant.

#### **2.5.5 Partage des coûts**

Les coûts d'investissement seront défrayés par Biothermica.

Tel que mentionné précédemment, la Ville de Gatineau maintiendra son budget d'entretien annuel afin de maintenir le niveau de référence de captage des biogaz. Biothermica assumera la totalité des coûts d'opérations supplémentaires nécessaires à la réalisation des surplus de réductions d'émissions.

### **2.6 Financement du projet**

Le financement du projet proviendra des fonds d'exploitation de Biothermica Technologies Inc. Ces montants couvriront les dépenses d'investissement, soit 55 500 \$ selon le budget préliminaire<sup>1</sup>.

### **2.7 Durée de développement**

Le projet s'échelonne de juin 2005 à décembre 2007 et se subdivise en trois grandes activités, soit le développement du projet, les modifications du système de captage et de destruction des biogaz et le programme de suivi.

Date de début du projet <sup>2</sup>	1 juin 2005
Date de début des modifications	6 juillet 2005
Date de début des réductions d'émissions	19 août 2005
Date de début du programme de suivi	22 août 2005
Date de fin du projet	31 décembre 2007

Un échéancier plus détaillé (diagramme de Gant) est fourni à l'annexe 8.

### **2.8 Surveillance et gestion de données**

Les données recueillies par les appareils de mesures seront enregistrées sur base horaire dans un système d'acquisition de données (module FIELDGATE FXA250 de Endress+Hauser) situé à la station de contrôle qui permettra la visualisation et la maintenance à distance. Ces données seront accessibles via Internet directement à partir des bureaux de Montréal. Ces dernières seront téléchargées sur une base journalière.

Un programme de surveillance et de suivi des alarmes sera mis en place afin de détecter rapidement les arrêts, de réduire le temps de réponse de l'équipe d'intervention et d'évaluer la cause et les méthodes de correction possible. Cet aspect sera incorporé dans le protocole de suivi, qui inclut également l'étude de l'évolution du champ gazier, la compilation des données, la gérance des alarmes et la rédaction de rapports mensuels.

---

<sup>1</sup> Ce budget peut être sujet à changement

<sup>2</sup> Sous réserve d'approbation du projet par le PPEREA

## 2.8.1 Mesure de la concentration de méthane dans les gaz du site d'enfouissement

### *Mesures avec l'appareil en continue*

Pour l'analyse en continu du méthane dans le biogaz, le système sera composé d'un analyseur<sup>3</sup> SERVOMEX 1440C1-FTC-99-4-0-2-0-2-0 situé à la sortie du surpresseur sur la conduite principale.

Cet appareil est conçu pour mesurer le méthane (CH<sub>4</sub>), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le monoxyde de carbone (CO) et l'oxygène (O<sub>2</sub>) contenus dans le biogaz selon deux méthodes, l'une paramagnétique (Para) et l'autre photométrique (IR). Le principe de fonctionnement de la détection paramagnétique repose sur la polarité naturelle des molécules d'oxygène et de leurs interactions avec un champ magnétique concentré. Le principe photométrique, quant à lui, repose sur la propriété des gaz d'absorber certaines longueurs d'onde (ultraviolet ou infrarouge).

La calibration s'effectuera à l'aide de deux étalons gazeux, typiquement 45% et 25% méthane, fourni par Air Liquide. L'appareil peut également accepter un système d'autocalibration.

Le tableau suivant résume les caractéristiques de l'appareil :

**Tableau 4 : Spécifications SERVOMEX**

<b>SERVOMEX Série 1440</b>				
<b>Gaz mesurés</b>	<b>O<sub>2</sub></b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>CO</b>
Technologie	Para	IR	IR	IR
Étendu de mesure	0-5, 10, 20, 25, 50, 100%	0-5, 25, 50, 100%	0-0.25, 0.5, 1.0, 2.5, 5, 10, 25, 50, 100%	0-1, 2.5, 10, 25, 50%
Erreur intrinsèque <sup>4</sup>	±0.1% O <sub>2</sub>	1%	1%	1%
Linéarité	±0.1% O <sub>2</sub>	1%	1%	1%
Répétabilité	±0.1% O <sub>2</sub>	1%	1%	1%
Temps de réponse (T <sub>90</sub> )	<10 sec	<10 sec	<10 sec	<10 sec

Un système d'échantillonnage du biogaz est intégré à l'analyseur, incluant le système d'évacuation d'eau et les régulateurs, afin d'assécher l'échantillon à 1% d'humidité relative avant que ce dernier n'entre dans l'appareil.

### *Mesures avec l'appareil portatif*

La concentration de méthane dans le biogaz est mesurée en amont du dispositif de combustion à l'aide d'un analyseur portatif CES-LANDTEC GEM 500.

Cet appareil échantillonne et analyse les concentrations de gaz (% volume), de méthane (CH<sub>4</sub>, 100% et LEL<sup>5</sup>), de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et d'oxygène (O<sub>2</sub>) contenue dans le biogaz, de même que la balance, la température et la pression. Le principe de fonctionnement repose sur un analyseur de gaz infrarouge auto compensé.

L'appareil est calibré par le manufacturier à tous les six mois, ou au besoin. Un suivi de la justesse et de la précision des mesures de l'appareil est également effectué par les techniciens de Biothermica avant chaque campagne d'échantillonnage. Ces vérifications consistent à établir la réponse de l'instrument en présence d'un gaz normalisé. Deux étalons gazeux sont utilisés pour l'appareil : le

<sup>3</sup> SERVOMEX, MAIHAK ou équivalent

<sup>4</sup> % de l'étendue de mesure

<sup>5</sup> Lower Explosive Limit

premier est un mélange de 20,9% O<sub>2</sub> et balance N<sub>2</sub> pour l'oxygène et le zéro méthane et le second est une mélange de 50,0% CH<sub>4</sub>, 35,0% CO<sub>2</sub> et de 15,0% N<sub>2</sub> pour le méthane et le dioxyde de carbone et le zéro oxygène.

Biothermica planifie la mise en place d'un programme d'échantillonnage bimensuel de la teneur en méthane du biogaz aux torchères (Aylmer) selon la méthode décrite ci-haut.

Un rapport de surveillance du biogaz au site d'enfouissement sanitaire de Lachenais, incluant le rapport de calibration, est fourni en annexe 15.

Voici la précision typique et les spécifications de l'appareil fournies par le manufacturier :

**Tableau 5 : Spécifications Landtec GEM 500**

<b>GEM™ 500 Précision typique</b>			
<b>CONCENTRATION</b>	<b>% CH<sub>4</sub> VOLUME</b>	<b>% CO<sub>2</sub> VOLUME</b>	<b>% O<sub>2</sub> VOLUME</b>
5% (LEL CH <sub>4</sub> )	± 0.3 %	± 0.3 %	± 1.0 %
Pleine échelle	± 3.0 % (70%)	± 3.0 % (40%)	± 1.0 % (25%)

  

<b>GEM™ 500 Spécifications</b>		
	<b>PLAGE D'OPÉRATION</b>	<b>RÉSOLUTION</b>
Méthane – CH <sub>4</sub>	0-70%	0.1%
Dioxyde de carbone – CO <sub>2</sub>	0-40%	0.1%
Oxygène – O <sub>2</sub>	0-25%	0.1%
Pression (diff.)	0-10" W.C.	0.01" W.C.
(statique)	0-100" W.C.	0.1" W.C.
Débit de pompage – 500 cc/min aux conditions nominales, 250 cc/min à 80" W.C.		
Vacuum – jusqu'à 80" W.C.		

## 2.8.2 Mesure du taux de rejet du système

Le système est composé de deux débitmètres massiques thermiques avec tranquillisateur de débit. Les débitmètres sont de type Endress + Hauser, T-mass AT70-A2CA11ACC21. Chaque débitmètre est installé entre le surpresseur et la torchère.

Le principe de mesure repose sur le contrôle des effets de refroidissement du gaz lorsque celui passe sur un élément chauffant. Le gaz circule dans un tube de mesure dans lequel sont disposées deux sondes résistives avec Pt 100. L'une est utilisée pour la mesure de température du gaz tandis que l'autre sert d'élément chauffant. Le courant de chauffage est régulé pour maintenir un écart de température constant entre l'élément de mesure et l'élément chauffant. Cette régulation est proportionnelle au débit massique.

Ce type d'équipement permet une mesure directe du débit massique sans l'utilisation de capteurs correctifs pour la température et la pression.

Le système est équipé d'un tranquillisateur qui permet d'optimiser les conditions d'écoulement du fluide afin de réduire les longueurs droites en amont du point de mesure de débit. Il s'agit d'une plaque perforée qui réduit la turbulence de l'écoulement en amont de l'appareil.

Cet appareil peut fonctionner sur une plage de température des gaz de -10 à 100°C.

Le certificat de calibration fourni avec l'appareil estime une incertitude de 1.5% de la lecture pour la gamme de débit rencontrée sur le site.

**Tableau 6 : Certification de calibration**

TURBAR Certificat de calibration			
DÉBIT DE RÉFÉRENCE	AFFICHAGE	ERREUR	SORTIE
kg/h	kg/h	(%R)	mA
0.00	0.00	----	4.00
68.98	68.98	-0.0	4.23
126.39	128.57	+1.7	4.43
317.15	321.82	+1.5	5.08
526.60	534.60	+1.5	5.81
1926.48	1929.72	+0.2	10.51
3540.15	3538.61	-0.0	15.95
4800.87	4800.99	+0.0	20.20

Bien que l'incertitude soit légèrement supérieure à celle recommandée, l'incertitude globale sur les réductions d'émission sera plus faible. En effet, à l'incertitude d'un débitmètre volumique (1.3%) doit s'ajouter les incertitudes du capteur de pression et du capteur de température.

*Application : gaz naturel pour l'alimentation des chaudières et des sécheurs, biogaz provenant de digesteurs de station d'épuration, surveillance du gaz de décharge, dioxyde de carbone dans les brasseries et l'industrie des boissons, air instrument dans les usines de procédé, débit d'azote, d'oxygène et d'argon dans les aciéries, débit d'argon/hélium dans la production de gaz, débit d'hydrogène dans l'industrie chimique, détection de fuite, etc.*

### 2.8.3 Mesure de l'efficacité de destruction des dispositifs de combustion de gaz d'enfouissement

Deux torchères, WESTECH WG 244W de 6'' modèle WG244W06A142014C avec anti-retours de flamme WHESSOE VAREC 5010 et 5200, sont en opération sur le site. Les torchères sont situées en aval du surpresseur et les anti-retours de flamme sont situés sur la conduite de biogaz à l'entrée des torchères et sur la ligne d'alimentation en propane du pilote.

Une des torchères à flamme visible (ouverte) sera convertie par les ingénieurs de Biothermica pour répondre aux exigences du PPEREA sur les torchères à flamme invisible<sup>6</sup> (*Enclose Burner*). Le mélange d'air et de biogaz sera brûlé de façon à contenir la flamme à l'intérieur de la nouvelle cheminée augmentant ainsi le temps de résidence des fumées et donnant, aux techniciens de Biothermica, la possibilité d'échantillonner ces fumées. Biothermica prédit une efficacité de destruction sur le méthane de 99%. Une campagne de mesure de l'efficacité de destruction sera entreprise afin de valider cette valeur. À cet effet, un port d'échantillonnage consistant en une conduite métallique permettant la prise d'échantillon des fumées sera installé sur la cheminée. Biothermica envisage l'utilisation de son appareil FID (*Flame ionisation detection*) afin de mesurer les émissions fugitives. La précision sur le taux de destruction spécifié sera largement inférieure à 5%.

Biothermica mandate à l'heure actuelle la firme CONSULAIR pour réaliser son programme d'échantillonnage d'hydrocarbures (HC) méthane et non méthane à l'entrée et à la sortie des trois torchères de la centrale électrique de BFI Usine de Triage Lachénais afin de déterminer l'efficacité de destruction. Des mesures en continu d'oxygène, de dioxyde de carbone, de monoxyde de carbone (CO), d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) font aussi partie des données recueillies aux torchères. Les méthodes employées sont celles de US EPA : 3A, 6C, 7E (continu) et TO-14A (laboratoire). Biothermica envisage donc, au besoin, d'étendre son programme d'échantillonnage et d'évaluation du taux de destruction des NMOC (composés organiques volatils autres que le méthane) aux torchères du site d'Aylmer.

Toutefois, compte tenu du coût d'une telle analyse et du haut taux de destruction anticipé pour les torchères, ces analyses seront effectuées par les techniciens de Biothermica spécialisés dans les essais

<sup>6</sup> Le système d'ignition sera conservé.

et mesures. En effet les exigences techniques de la dernière version du projet de règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles du Ministère de l'Environnement (article 27) spécifie que l'efficacité de destructions des NMOC doit être égale ou supérieure à 98%, avec un temps de résidence minimal de 0.3 s à une température de combustion minimale de 760°C, ou doit permettre de réduire la concentration de ces composés à moins de 20 parties par million en volume (équivalent hexane) mesurée sur une base sèche à 3% d'oxygène.

Les rapports d'échantillonnage des émissions atmosphériques des trois torchères BFI Usine de Triage Lachenaïs et des moteurs réalisés par Biothermica et Consular sont fournis en annexe 12.

### 2.8.4 Calcul de réduction des émissions

Les données recueillies par les appareils de mesures seront enregistrées sur base horaire dans un système d'acquisition de données (module FIELDGATE FXA250 de Endress+Hauser) situé à la station de contrôle qui permet la visualisation et la maintenance à distance. Ces données seront accessibles via Internet directement à partir des bureaux de Montréal.

Les débitmètres indiquent les résultats directement sur base massique  $\dot{m}_{Gaz} [kg / h]$ . L'analyseur de gaz, quant à lui, donne la composition sur base molaire (% volumique) : CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> et N<sub>2</sub> (balance). Le pourcentage massique du gaz (analyse gravimétrique) peut-être calculé grâce à la formule suivante :

$$mf_{CH_4} (\%) = \frac{m_{CH_4}}{m} = \frac{n_{CH_4} \times M_{CH_4}}{\sum_{i=1}^j [n_i \times M_i]} \quad (1)$$

Tableau 7 : Exemple de conversion

EXEMPLE : Conversion %v - %m						
Component	$n_i$		$M_i$	=	$m_i$	$mf_i (\%)$
CH <sub>4</sub>	0.55	×	16.04	=	8.822	<b>31.66</b>
CO <sub>2</sub>	0.40	×	44.01	=	17.604	63.17
O <sub>2</sub>	0.01	×	32.00	=	0.320	1.15
N <sub>2</sub>	<u>0.04</u>	×	28.01	=	<u>1.1204</u>	<u>4.02</u>
	1.00				27.8664	100.00

Le débit massique horaire de méthane

$$\dot{m}_{CH_4} [kg / h] = \dot{m}_{Gaz} [kg / h] \times mf_{CH_4} [\%] \quad (2)$$

Le débit massique journalier de méthane

$$\dot{m}_{CH_4} [kg / j] = \sum_{i=1}^{24} \dot{m}_{CH_4} i \quad (3)$$

Finalement, en incorporant le potentiel de réchauffement du méthane (21) par rapport au CO<sub>2</sub> ainsi que l'efficacité de destruction (%D) on obtient :

$$r = 21 \times \dot{m}_{CH_4} [kg / j] \times \%D \quad (4)$$

Ces étapes de calculs seront effectuées mensuellement par Biothermica. Ces données permettront également au personnel de Biothermica d'effectuer un suivi des performances du champ gazier et du réseau de captage.



### **2.8.5 Assurance qualité et contrôle de la qualité**

Le dédoublement des appareils mesures et des méthodes d'échantillonnage permettront de valider, au besoin, les données recueillies. En effet, l'analyseur portatif décrit plus haut pourra servir à valider les mesures prises par l'analyseur en continu.

## **2.9 Technologie reliée au projet**

Une technologie conventionnelle est utilisée pour la réalisation de ce projet. Les biogaz seront tout simplement brûlés dans une torchère à flamme invisible.

### **Partie 3 : Critères obligatoires**

Pour être admissible aux différents programmes d'enregistrement des crédits de CO<sub>2</sub>, la réduction des émissions de gaz à effet de serre doit répondre aux critères suivants, soit : réduction réelle, mesurable, vérifiable, surplus, incrémentiel, durable et localisable. La réduction des émissions de gaz à effet de serre au site Cook par l'amélioration de l'efficacité de captage répond en tous points à ces critères.

#### **3.1 Réduction réelle**

La décomposition des déchets entraîne la formation de biogaz constitués principalement de méthane et de dioxyde de carbone, en proportions à peu près égales. Toutefois, le méthane participe 21 fois plus efficacement au phénomène de réchauffement que le CO<sub>2</sub>. Lorsque brûlé, le méthane est transformé en CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O. L'amélioration de l'efficacité de captage du réseau mis en place au site Cook permettra de brûler du biogaz qui aurait autrement été émis à l'atmosphère. L'optimisation des techniques de gestion du réseau de captage au site Cook permet donc de réduire de façon importante les émissions de gaz à effet de serre.

La portion CO<sub>2</sub> contenue dans le biogaz n'est pas comptabilisée au niveau des émissions nettes de gaz à effet de serre car elle est considérée comme un gaz provenant de la décomposition de la biomasse, qui est recyclé à nouveau dans la biosphère sans augmentation nette des émissions à l'atmosphère. Telle que définie par le "Intergovernmental Panel on Climate Change", cette hypothèse est valable pour les pays où l'agriculture et la foresterie font l'objet d'un développement durable<sup>2</sup>, ce qui est le cas pour le Québec. Pour cette même raison, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion du méthane dans une torchère ne sont pas comptabilisées comme étant des émissions nettes de gaz à effet de serre, le biogaz étant considéré comme un combustible de biomasse<sup>3</sup>.

#### **3.2 Réduction mesurable**

L'amélioration de l'efficacité de captage permet des réductions mesurables d'émission de GES. Un niveau de référence pour les années 2005, 2006 et 2007 a été déterminé en se basant sur les données de captage historique de 2003 et 2004. Les réductions d'émissions correspondent au niveau de méthane capté moins le niveau de référence. Le méthane capté et brûlé sera déterminé par des mesures en continues du débit de biogaz capté ainsi que de la teneur en méthane. Également, des mesures pourront être réalisées afin de déterminer l'efficacité réelle de destruction de la torchère.

#### **3.3 Réduction vérifiable**

Les données relatives au débit de biogaz et à sa teneur en méthane seront enregistrées en continu dans un data logger. Les données seront accessibles en tout temps par les techniciens et ingénieur de chez Biothermica, localisés à Montréal, grâce à un lien internet.

Au moins une fois par deux semaines, un technicien se rendra sur les lieux afin de vérifier la précision des appareils et les calibrer au besoin.

---

<sup>2</sup>IPCC (1996): «Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories», Volume 3: Reference Manual, Chapter 6: Waste.

<sup>3</sup>IPCC (1996): «Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories», Volume 1 : Reporting Instructions.

### **3.4 Réduction surplus**

Toute la réglementation et tous les permis d'exploitation relativement à la gestion des biogaz au site d'enfouissement Cook sont fournis à l'annexe 10. Aucune spécification n'apparaît au sujet du critère de performance du réseau de captage. De plus, l'implantation d'un réseau de captage en 1992 était une mesure volontaire et ne répondait à aucune réglementation en vigueur.

Pour ces raisons, nous avons considéré la performance du réseau actuelle comme référence. Toute amélioration de la performance est additionnelle aux exigences du certificat d'autorisation actuellement en vigueur.

### **3.5 Réduction incrémentiel**

Les ententes avec la Ville de Gatineau concernant l'autorisation de réaliser le projet ont été obtenues. Une étude sur le potentiel gazier a également été réalisée, permettant de conclure sur la possibilité d'améliorer l'efficacité de captage au site Cook. Compte tenu de la relative simplicité du projet, nous prévoyons être en mesure de débiter les réductions d'émission environ 2 mois et demi après la signature de l'entente avec PPEREA.

### **3.6 Réduction durable**

Le projet a la capacité technique de produire des réductions au-delà du 31 décembre 2007. Tous les instruments mis en place seront encore fonctionnels, ainsi que les améliorations apportées aux torchères.

### **3.7 Réduction localisable**

Le projet proposé est situé à l'intérieur du lot 370, rang VI, Canton de Hull, Circonscription foncière de Gatineau. Les réductions seront localisées plus précisément au 1050 chemin Cook, Aylmer. Le plan du site est présenté à l'annexe 11.

## Partie 4 : Fonctions et étendue du système

### 4.1 Fonctions du système

La fonction globale du système est le captage et la destruction des biogaz. Le système de projet regroupe neuf sous fonctions, chacune remplie par l'une des sept entités. Le lien fonctionnel (fonction) entre chaque entité est montré sur le schéma (voir annexe 14) et se trouve résumé dans le tableau suivant.

**Tableau 8 : Fonction du système de projet**

Fonctions du système de projet	Unité fonctionnelle (référence quantitative)
F1 : Production de biogaz	m <sup>3</sup> de biogaz produits
F2 : Collecte du biogaz	m <sup>3</sup> de biogaz captés
F3 : Maintient du vacuum	Pression de vacuum (pouce d'eau)
F4 : Alimentation du système des torchères en biogaz	m <sup>3</sup> de biogaz, pression (pouce d'eau)
F5 : Traitement thermique des biogaz	Taux d'utilisation, température (°C)
F6 : Mesure des volumes de biogaz traités et de la concentration de méthane	m <sup>3</sup> de biogaz, % méthane
F7 : Analyse des données, gestion des alarmes et recommandations	-
F8 : Application des correctifs	-
F9 : Échantillonnage et prise de mesure	% CH <sub>4</sub> , % CO <sub>2</sub> , % O <sub>2</sub> , %N <sub>2</sub> (balance)
F10 : Rédaction des rapports de terrain	-

La fonction globale du système de référence est identique à celle énoncée précédemment, soit le captage et la destruction des biogaz. Trois différences notables existent entre le système de projet et le système de référence, soit l'ajout d'une entité (équipe de gestion) et l'ajout de sa fonction associée, l'ajout d'une fonction attribuable aux instruments de mesure et l'ajout d'une nouvelle définition de la fonction de l'équipe de maintenance, désormais appelée équipe d'intervention.

**Tableau 9 : Fonction du système de la référence**

Fonctions du système de la référence	Unité fonctionnelle (référence quantitative)
F1 : Production de biogaz	m3 de biogaz produits
F2 : Collecte du biogaz	m3 de biogaz captés
F3 : Maintient du vacuum	Pression de vacuum (pouce d'eau)
F4 : Alimentation du système des torchères en biogaz	m3 de biogaz, pression (pouce d'eau)
F5 : Traitement thermique des biogaz	Taux d'utilisation, température (°C)
F6 : Mesure des volumes de biogaz traités et de la concentration de méthane	m3 de biogaz, % méthane
F7 : Maintenance des opérations	-
F8 : Échantillonnage et prise de mesure	% CH <sub>4</sub> , % CO <sub>2</sub> , % O <sub>2</sub> , %N <sub>2</sub> (balance)

### 4.2 Étendue des mesures et rapports

Les éléments du système répertoriés dans le tableau suivant sont les éléments matériels (E1 à E5) et les activités humaines qui s'y rattachent (E6, E7).

**Tableau 10 : Éléments du système de projet**

Élément du système de projet	Description des éléments du système de projet	A	B	C	% <sup>7</sup>	D	Inclu dans l'étendue?
E1 : Champ gazier	Système composé des déchets	NON	NON	NON	0%	OUI	NON
E2 : Puits et collecteurs	Puits verticaux et collecteurs horizontaux	NON	NON	OUI	0%	OUI	NON
E3 : Surpresseur	Surpresseur à lobes à déplacement positif	NON	NON	NON	0%	OUI	NON
E4 : Torchères	Brûleurs alimentés au biogaz	OUI	NON	NON	1%	OUI	OUI
E5 : Instruments de mesure	Débitmètres, analyseur de gaz en continu et système d'acquisition de données	OUI	NON	NON	0%	OUI	OUI
E6 : Équipe de gestion	Personnel chargé de l'analyse des données, la gestion des alarmes et l'émission des recommandations	OUI	NON	OUI	49.5%	OUI	OUI
E7 : Équipe d'intervention	Personnel chargé de l'échantillonnage et de l'application des correctifs sur les équipements	OUI	NON	OUI	49.5%	OUI	OUI
Total					100%		

L'étendu du projet englobe les entités E4 à E7, c'est-à-dire les équipements et le personnel nécessaire pour quantifier les réductions d'émissions supplémentaires.

**Champ gazier** : Le site étant fermé, ce dernier ne recevra aucun déchet supplémentaire.

**Puits et collecteurs** : Aucun ajout de puits ou de collecteur n'est prévu.

**Surpresseur** : Aucune modification n'est prévue.

**Torchères** : Les torchères seront modifiées de flamme visible à flamme invisible et leur taux de destruction passera de 98%<sup>8</sup> à 99%.

**Instruments de mesure** : Un analyseur de gaz en continu sera ajouté ainsi qu'un système d'acquisition de données et un lien Internet. Bien qu'il ne réduise pas directement les émissions, ces équipements sont indispensables à l'équipe de gestion et d'intervention.

**Équipe de gestion & équipe d'intervention** : La réduction d'émission supplémentaire provient de la mise en place d'une équipe de gestion et d'intervention habilitée à analyser les données recueillies et à mettre en application des correctifs basés sur ces analyses. Le rôle de ces équipes consiste également à détecter les alarmes et à remettre en service les équipements fautifs le plus rapidement possible.

<sup>7</sup> La contribution de l'équipe de gestion et d'intervention est indissociable. Pour les besoins du présent rapport, la contribution totale a été répartie également.

<sup>8</sup> Selon EPA.

**Tableau 11 : Éléments du système de la référence**

Élément du système de référence	Description des éléments du système de référence	A	B	C	%	D	Inclus dans l'étendue?
E1 : Champ gazier	Système composé des déchets	NON	NON	NON	0%	OUI	NON
E2 : Puits et collecteurs	Collecte le biogaz	NON	NON	OUI	0%	OUI	NON
E3 : Surpresseur	Compression du biogaz	NON	NON	NON	0%	OUI	NON
E4 : Torchères	Brûleur alimenté au biogaz	OUI	NON	NON	100%	OUI	OUI
E5 : Instruments de mesure	Débitmètres et analyseur de gaz portatif	OUI	NON	NON	0%	OUI	NON
E6 : Équipe de maintenance des opérations	Personnel chargé de maintenir le système en bon état de fonctionnement	OUI	NON	OUI	0%	OUI	OUI
<b>Total</b>					<b>100%</b>		

**Instruments de mesure** : Les instruments de mesure ont été exclus de l'étendue du système de référence étant donné qu'aucun des correctifs ne se base sur l'analyse de ces données, elles n'ont donc pas d'incidence sur les réductions d'émission.

## Partie 5 : Les Formulaires du projet et de la référence

Les données retrouvées dans les formulaires suivants font référence à l'année 2006 en terme d'émissions réduites de surplus et totales respectivement pour le projet et la référence.

### 5.1 Formulaire du projet

Information générale			
Nom de l'élément	Champ gazier	Puits et collecteur	Surpresseur
Type d'activité principale de l'élément de projet	Production	Transport	Transport
Description de l'élément	Le champ gazier est composé des déchets enfouis et renferme les conditions anaérobies favorables à la prolifération de bactéries méthanogènes transformant les déchets en biogaz. Ce biogaz est la source des émissions de gaz à effet de serre.	Le réseau de captage est composé de 35 puits verticaux, creusés dans la masse de déchets, chacun d'eux étant reliés à un sous-collecteur horizontal et finalement au collecteur principal. Ce réseau permet de collecter le biogaz et de l'acheminer vers le surpresseur.	Le surpresseur à déplacement positif Hibon utilise des lobes reliés à un moteur électrique de 15 HP pour soutirer le biogaz du collecteur principal et le forcer dans la conduite vers les torchères.
Unité de mesure	kg CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub>
Type d'élément (direct ou indirect)	Direct		
Durée de vie prévue de l'élément (année)	50 ans	25 ans	
Méthode d'évaluation des émissions	Échantillonnage en continu		
Information relative à l'élément d'entrée			
Nom de l'entrée	-	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	GES	GES
Nombre d'unité d'entrée	-	400 000	400 000
GES / Unité d'entrée	-	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>
Nom de l'entrée	-	Application des correctifs	Application des correctifs
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	Action	Action
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
Nom de l'entrée	-	Maintient du vacuum	-
Type d'entrée (énergie, masse,	-	Action	-

GES)			
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
<b>Information relative à l'élément de sortie</b>			
Nom de la sortie	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)
Type de sortie (énergie, masse, GES)	GES	GES	GES
Nombre d'unité de sortie	400 000	400 000	400 000
GES / Unité de sortie	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>
Nom de la sortie	-	-	Maintient du vacuum
Type de sortie (énergie, masse, GES)	-	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
<b>Vue d'ensemble sur les éléments d'information GES</b>			
Intensité des éléments de GES (CO <sub>2</sub> e/unité)	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	0	0
Émissions de GES d'éléments d'installation	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		
Émissions de GES d'éléments d'entretien	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		
Émissions de GES d'éléments de déclassement	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		
<b>Information environnementale</b>			
Commentaires à propos de l'air			
Commentaires à propos de l'eau	Non applicable		
Commentaires à propos de la terre	Non applicable		
Commentaires à propos de la vie sauvage	Non applicable		



<b>Information générale</b>			
Nom de l'élément	Torchères à flamme invisible	Instruments de mesure	Équipe de gestion
Type d'activité principale de l'élément de projet	Utilisation	Mesure	Exploitation
Description de l'élément	Les torchères proviennent de la modification des torchères à flamme visible actuelles, et ce, afin de se conformer aux critères du PPEREA. Deux ports d'échantillonnage y seront également ajoutés. Les capacités seront inchangées, soit 1400 m <sup>3</sup> /h par torchères.	Le système est composé de trois instruments de mesure : deux débitmètres et un analyseur de gaz afin de mesurer en continu le méthane envoyé aux torchères. Un module d'acquisition des données équipé d'un lien Internet permettra l'accès rapide aux données pour l'équipe de gestion et d'intervention.	L'équipe de gestion sera composée de deux membres du personnel de Biothermica : un directeur de projet (gestionnaire) et un ingénieur de projet (analyste). À partir des données recueillies, l'équipe de gestion donne les directives à l'équipe d'intervention.
Unité de mesure	kg CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub>	-
Type d'élément (direct ou indirect)	Direct		
Durée de vie prévue de l'élément (année)	25 ans		Durée du projet
Méthode d'évaluation des émissions	Échantillonnage en continu		
<b>Information relative à l'élément d'entrée</b>			
Nom de l'entrée	Méthane (biogaz)	Traitement thermique des biogaz	Mesure des volumes de biogaz traités et de la concentration de méthane
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	GES	Données	Données
Nombre d'unité d'entrée	400 000	-	-
GES / Unité d'entrée	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	-	-
Nom de l'entrée	Application des correctifs	Échantillonnage et prise de mesures	Rédaction des rapports de terrain
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	Action	Données	Information
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
<b>Information relative à l'élément de sortie</b>			
Nom de la sortie	Méthane (biogaz)	Mesure des volumes de biogaz traités et de la concentration de méthane	Analyse des données, gestion des alarmes et recommandations
Type de sortie (énergie, masse, GES)	GES	Données	Information
Nombre d'unité de sortie	4 000	-	-
GES / Unité de sortie	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	-	-
Nom de la sortie	-	-	-
Type de sortie (énergie, masse, GES)	-	-	-

Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
<b>Vue d'ensemble sur les éléments d'information GES</b>			
Intensité des éléments de GES (CO <sub>2</sub> e/unité)	0.21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	0	0
Émissions de GES d'éléments d'installation	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		0
Émissions de GES d'éléments d'entretien	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		0
Émissions de GES d'éléments de déclassement	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		0
<b>Information environnementale</b>			
Commentaires à propos de l'air			
Commentaires à propos de l'eau	Non applicable		
Commentaires à propos de la terre	Non applicable		
Commentaires à propos de la vie sauvage	Non applicable		

<b>Information générale</b>			
Nom de l'élément	Équipe d'intervention	-	-
Type d'activité principale de l'élément de projet	Exploitation	-	-
Description de l'élément	L'équipe d'intervention sera composée de deux membres du personnel de Biothermica : un technicien (instrumentation) chargé de prendre les mesures sur le terrain et d'effectuer les correctifs, et un technicien (documentation) chargé de rédiger les rapports de terrain pour l'équipe de gestion et les rapports pour le PPEREA.		
Unité de mesure	-		
Type d'élément (direct ou indirect)	Direct	-	-
Durée de vie prévue de l'élément (année)	Durée du projet	-	-
Méthode d'évaluation des émissions	Échantillonnage en continu	-	-
<b>Information relative à l'élément d'entrée</b>			
Nom de l'entrée	Analyse des données, gestion des alarmes et recommandations	-	-
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	Information	-	-
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
Nom de l'entrée	-	-	-
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	-	-
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
<b>Information relative à l'élément de sortie</b>			
Nom de la sortie	Application des correctifs	-	-
Type de sortie (énergie, masse, GES)	-	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
Nom de la sortie	Échantillonnage et prise de mesures	-	-
Type de sortie (énergie, masse, GES)	Données	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-

GES / Unité de sortie	-	-	-
Nom de la sortie	Rédaction des rapports de terrains	-	-
Type de sortie (énergie, masse, GES)	Information	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
<b>Vue d'ensemble sur les éléments d'information GES</b>			
Intensité des éléments de GES (CO <sub>2</sub> e/unité)	0	-	-
Émissions de GES d'éléments d'installation	0	-	-
Émissions de GES d'éléments d'entretien	0	-	-
Émissions de GES d'éléments de déclassement	0	-	-
<b>Information environnementale</b>			
Commentaires à propos de l'air		-	-
Commentaires à propos de l'eau	Non applicable	-	-
Commentaires à propos de la terre	Non applicable	-	-
Commentaires à propos de la vie sauvage	Non applicable	-	-

## 5.2 Formulaire de la référence

Information générale			
Nom de l'élément	Champ gazier	Puits et collecteur	Surpresseur
Type d'activité principale de l'élément de projet	Production	Transport	Transport
Description de l'élément	Le champ gazier est composé des déchets enfouis et renferme les conditions anaérobies favorables à la prolifération de bactéries méthanogènes transformant les déchets en biogaz. Ce biogaz est la source des émissions de gaz à effet de serre.	Le réseau de captage est composé de 35 puits verticaux, creusés dans la masse de déchets, chacun d'eux étant reliés à un sous-collecteur horizontal et finalement au collecteur principal. Ce réseau permet de collecter le biogaz et de l'acheminer vers le surpresseur.	Le surpresseur à déplacement positif Hibon utilise des lobes reliés à un moteur électrique de 15 HP pour soutirer le biogaz du collecteur principal et le forcer dans la conduite vers les torchères.
Unité de mesure	kg CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub>	kg CH <sub>4</sub>
Type d'élément (direct ou indirect)	Direct		
Durée de vie prévue de l'élément (année)	50 ans	25 ans	
Méthode d'évaluation des émissions	Échantillonnage en continu		
Information relative à l'élément d'entrée			
Nom de l'entrée	-	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	GES	GES
Nombre d'unité d'entrée	-	525 000	525 000
GES / Unité d'entrée	-	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>
Nom de l'entrée	-	Maintenance des opérations	Maintenance des opérations
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	Action	Action
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
Nom de l'entrée	-	Maintient du vacuum	-
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	-	Action	-
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
Information relative à l'élément de sortie			
Nom de la sortie	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)	Méthane (biogaz)
Type de sortie (énergie, masse, GES)	GES	GES	GES
Nombre d'unité de sortie	525 000	525 000	525 000

GES / Unité de sortie	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>
Nom de la sortie	-	-	Maintient du vacuum
Type de sortie (énergie, masse, GES)	-	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
<b>Vue d'ensemble sur les éléments d'information GES</b>			
Intensité des éléments de GES (CO <sub>2</sub> e/unité)	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	0	0
Émissions de GES d'éléments d'installation	-	-	-
Émissions de GES d'éléments d'entretien	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		
Émissions de GES d'éléments de déclassement	< 1 tonne CO <sub>2</sub>		
<b>Information environnementale</b>			
Commentaires à propos de l'air			
Commentaires à propos de l'eau			
Commentaires à propos de la terre			
Commentaires à propos de la vie sauvage			

<b>Information générale</b>			
Nom de l'élément	Torchères à flamme visible	Instruments de mesure	Équipe de maintenance
Type d'activité principale de l'élément de projet	Utilisation	Mesure	Exploitation
Description de l'élément	Deux torchères à flamme visible sont en opération sur le site. Le biogaz est acheminé dans une conduite de 6" équipée d'un pilot alimenté au propane.	Le système est composé de deux débitmètres afin de mesurer en continu le biogaz envoyé aux torchères. L'équipe de maintenance fait des relevés régulièrement.	L'équipe de maintenance assure le bon fonctionnement des équipements et du réseau de captage.
Unité de mesure	kg CH <sub>4</sub>	-	-
Type d'élément (direct ou indirect)	Direct		
Durée de vie prévue de l'élément (année)	25 ans		Durée du projet
Méthode d'évaluation des émissions	Échantillonnage en continu		
<b>Information relative à l'élément d'entrée</b>			
Nom de l'entrée	Méthane (biogaz)	Traitement thermique des biogaz	-
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	GES	Données	-
Nombre d'unité d'entrée	525 000	-	-
GES / Unité d'entrée	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	-	-
Nom de l'entrée	Application des correctifs	Échantillonnage et prise de mesures	-
Type d'entrée (énergie, masse, GES)	Action	Données	-
Nombre d'unité d'entrée	-	-	-
GES / Unité d'entrée	-	-	-
<b>Information relative à l'élément de sortie</b>			
Nom de la sortie	Méthane (biogaz)	Mesure des volumes de biogaz traités	Maintenance des opérations
Type de sortie (énergie, masse, GES)	GES	Données	Action
Nombre d'unité de sortie	10 500	-	-
GES / Unité de sortie	21 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	-	-
Nom de la sortie	-	-	-
Type de sortie (énergie, masse, GES)	-	-	-
Nombre d'unité de sortie	-	-	-
GES / Unité de sortie	-	-	-
<b>Vue d'ensemble sur les éléments d'information GES</b>			
Intensité des éléments de GES (CO <sub>2</sub> e/unité)	0.42 kg CO <sub>2</sub> / kg CH <sub>4</sub>	0	0
Émissions de GES d'éléments	0	0	0

d'installation		
Émissions de GES d'éléments d'entretien	< 1 tonne CO <sub>2</sub>	0
Émissions de GES d'éléments de déclassement	< 1 tonne CO <sub>2</sub>	0
<b>Information environnementale</b>		
Commentaires à propos de l'air		
Commentaires à propos de l'eau		
Commentaires à propos de la terre		
Commentaires à propos de la vie sauvage		



## Partie 6 : Les réductions d'émissions

### 6.1 Formulaire de calcul des réductions d'émissions

Le tableau suivant présente les données historiques pour les années 2003 et 2004 :

**Tableau 12 : Méthane capté – données historiques**

Mois	Méthane capté (M3/année)	
	2003	2004
Janvier	94 442	74 481
Février	75 986	50 958
Mars	85 656	81 977
Avril	51 962	39 368
Mai	59 530	87 866
Juin	105 677	101 965
Juillet	71 973	N/A
Aout	80 040	N/A
Septembre	103 197	74 939
Octobre	86 975	N/A
Novembre	84 272	N/A
Décembre	89 247	N/A
<b>Total</b>	<b>988 958</b>	<b>884 915*</b>

\*Correspond à la somme des 7 mois dont les données étaient disponibles. Ces résultats ont été ramenés sur une période de 12 mois.

Les données historiques sont présentées à l'annexe 2.

**Tableau 13 : Formulaire de calcul des réductions d'émissions**

Calcul des réductions d'émissions du PPEREA		
<b>(1) Réductions d'émissions de la référence (tonnes CO2e)</b>		
2003	13481	
2004	12063	
2005	11460	
2006	10887	
2007	10343	
Total	58234	
2008-2012	44454	
Total	102689	
<b>(2) Réduction d'émissions de la référence + projet (tonnes CO2e)</b>		
	Objectif	Potentiel
2003	13481	13481
2004	12063	12063
2005	14409	18396
2006	17610	27433
2007	16730	26775
Total	74293	98149
2008-2012	71907	124537
Total	146200	222685
<b>(3) Réductions d'émissions des GES totales (tonnes CO2e) = (2)-(1)</b>		
	Objectif	Potentiel
2003	0	0
2004	0	0
2005	2949	6936
2006	6723	16546
2007	6387	16432
Total	16059	39915
2008-2012	27452	80082
Total	43511	119997
<b>(4) Réduction d'émissions de GES totales offerts pour vente par année (tonnes CO2e)</b>		
2003	0	

2004	0	
2005	3500	
2006	8300	
2007	8200	
<b>TOTAL</b>	<b>20000</b>	
	Prix à la tonne	13,5\$
	Valeur totale du contrat	270 000\$

L'annexe 13 présente graphiquement les quantités de méthane qui seront captées ainsi que les crédits de CO<sub>2</sub> qui seront générés. Trois scénarios de génération de réduction d'émissions sont présentés : pessimiste, réaliste et optimiste.

Le prix de vente des crédits de réduction d'émission a été déterminé en fonction des quantités proposées par le scénario réaliste. Les quantités offertes toutefois, sont quelque peu supérieures aux quantités proposées par le scénario réaliste mais, reste bien inférieures à celles proposées par le scénario optimiste.

## 6.2 Exemples de calculs

### 6.2.1 Réductions d'émissions de la référence (tonnes CO<sub>2</sub>e)

Selon les données historiques, le niveau de captage de méthane en 2003 était de 988 958 m<sup>3</sup> et en 2004 il était de 884 915 m<sup>3</sup>. Entre 2003 et 2004, le niveau de captage du méthane a diminué de l'ordre de 10%. Pour les fins de la détermination du niveau de référence, nous avons posé l'hypothèse que, sans intervention additionnelle, le niveau de captage diminuerait de 5% annuellement. Cette valeur correspond sensiblement à ce que nous avons observé sur d'autres sites au Québec.

Ces données constituent le niveau de référence de méthane brûlé pour une année donnée. Par la suite, le niveau de référence de réductions de GES peut être exprimé ainsi :

$$REr_i = 21\rho_s\tau_iNR_i \quad \text{et, pour les années subséquentes : } Er_i = Er_{i-1} \times (1-k)$$

Ou : Er : Réductions d'émission référence  
 $\rho_s$  : 0,6557 kg/m<sup>3</sup> – CH<sub>4</sub>  
 $\tau_i$  : Efficacité de destruction de la torchère : 99%  
 NR<sub>i</sub> : Niveau de référence de méthane capté à l'année i  
 k : constante de dégradation = 0,05

Exemple :

$$REr_{2006} = [21 \times 0,6557 \times 0,98] \times [884\,915][1-0,05]^2 / 1\,000 = \mathbf{10\,887} \text{ tonnes équivalent CO}_2 / \text{année}$$

### 6.2.2 Réduction d'émissions de la référence + projet (total) (tonnes de CO<sub>2</sub>e)

Deux scénarios ont été proposés : un scénario réaliste et un scénario optimiste

#### *Scénario réaliste*

Le scénario réaliste repose sur le fait que les objectifs de réduction d'émissions totales au site correspondent aux mesures de terrains réalisées lorsque le réseau de captage opérait de façon optimale.

$$REt_i = 21\rho_s \cdot Vp_i$$

Ou : REt : Réduction d'émission totale  
Vp<sub>2003</sub> : Volume de méthane brûlé le 19 juin 2003, alors que le réseau opérait de façon optimale. Un débit volumique de 172 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/hr a été enregistré, ce qui correspond à 1 506 720 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> sur une base annuelle. La constante de dégradation appliquée est de 0,05, soit celle utilisée pour calculer le niveau de référence.

$$REp_{2006} = [ 21 \times 0,6557 \times 0,99 ] \times [ 1\ 506\ 720 ] [ 1 - 0,05 ]^3 / 1\ 000 = 17\ 610 \text{ tonnes équivalent CO}_2 / \text{année}$$

#### *Scénario optimiste*

Le scénario optimiste repose sur le fait que les réductions d'émissions totales au site correspondent aux niveau prédit par le modèle LandGem en utilisant un Lo = 117 kg CH<sub>4</sub>/tonne de déchet et un facteur k de 0,024 considérant la séquence d'enfouissement présentée précédemment. Le détail des résultats de la modélisation est présenté à l'annexe 3.

Pour l'année 2006, le niveau prédit par le modèle LandGem est de 27 433 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> / année.

#### **6.2.3 Réductions/éliminations d'émissions de GES totales par année**

Réductions d'émissions de GES totales pour une année donnée = REt<sub>i</sub> - REr<sub>i</sub>

#### **6.3 Données justificatives**

Toutes les données justificatives sont présentées dans la section précédente.