



# **VALORISATION ENERGETIQUE PAR METHANISATION DES ORDURES MENAGERES : CAS DE LA VILLE DE COTONOU**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU  
MASTER SPECIALISE EN GENIE ELECTRIQUE ENERGETIQUE ET  
ENERGIES RENOUVELABLES  
OPTION :.ENERGIES RENOUVELABLES.**

-----

Présenté et soutenu publiquement le 14/03/2013 par

**Claudius Ebénézer A. EDOUN**

**Travaux dirigés par :**

**Elodie HANFF** Enseignant, Maître de mémoire  
UTER : GENIE ENERGIES RENOUVELABLES

**Clément Bill AKOUEDENOUDJE**, Ing Energéticien,  
Directeur des Energies Renouvelables, (Bénin), maître de stage

*Jury d'évaluation du stage :*

Président : Yohan Richardson

Membres et correcteurs : Eric Noumi  
Igor Ouedrago

**Promotion [2010/2011]**

## *CITATIONS*

"La différence entre un désert et un jardin n'est pas l'eau mais l'homme."

Proverbe tunisien.

*Dédicace*

*A mon Epouse Madame Eliane T. DOSSOU EDOUN*

*Remerciements*

*Toutes nos gratitudes à tous ceux qui nous ont aidés dans  
le cadre de cette formation et de la réalisation de ce  
mémoire.*

## *Résumé*

La présente étude permet de jeter les bases d'une meilleure gestion des déchets ménagers dans la ville de Cotonou. Aussi, a-t-elle permis d'estimer le potentiel énergétique des déchets dans le cadre de leur valorisation énergétique.

La ville de Cotonou avec ses 824 368 habitants en 2010 et une croissance démographique d'environ 0,0271 produit en moyenne 300 tonnes de déchets ultimes valorisables par jour.

Le biogaz capté est estimé à 274 159 073 m<sup>3</sup> avec une productible de 391 GWh sur la période 2013 à 2040.

En conséquence, une réduction d'émissions de 5 588 806,35 tCO<sub>2</sub>e est faite sur la même période.

## **ABSTRACT**

This study provides the basis for better management of waste in the Cotonou.

Also, she estimated the energy potential of waste through energy recovery.

The city of Cotonou with its 824 368 inhabitants in 2010 and a population growth of about 0.0271 produces on average 300 tons of recyclable residual waste per day.

The captured biogas is estimated at 274,159,073 m<sup>3</sup> producible with 391 GWh in the period from 2013 to 2040.

As a consequence, emission reduction 5,588,806.35 tCO<sub>2</sub>e is made over the same period.

## *liste des abréviations*

**AND** : Autorité Nationale Désignée

**CCNUCC** : Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques

**CR3E** :

**DCAM** : Développement Communautaire et Assainissement en Milieu urbain

**DSM** : Déchets Solides Ménagers

**GES** : Gaz à Effet de Serre

**MDP** : Mécanisme de Développement Propre

**ONG** : Organisation Non Gouvernementale

**SBEE** : Société Béninoise d'Energie Electrique

# *Sommaire*

ABSTRACT .....	4
<b><i>I. Introduction</i></b> .....	<b>4</b>
<b><i>II. Objectifs du travail</i></b> .....	<b>6</b>
<b><i>III. Matériels et Méthodes</i></b> .....	<b>7</b>
<b><i>IV. Résultats</i></b> .....	<b>24</b>
<b><i>V. Discussion et Analyses</i></b> .....	<b>35</b>
<b><i>VI. Conclusion</i></b> .....	<b>38</b>
<b><i>VII. Annexes</i></b> .....	<b>41</b>
<u>Annexe I</u> : DONNEES ET PARAMETRES NON SURVEILLES DE LA METHODOLOGIE APPROUVEE AM0025 VERSION 14.0.0 .....	
	42
<u>Annexe II</u> : DONNEES ET PARAMETRES DE LA METHODOLOGIE DE SUIVI DE AM0025 VERSION 14.0.0 .....	
	50

## ***LISTE DES TABLEAUX***

<b><i>Tableau 01</i></b>	<b><i>Etude comparative des différents de valorisation des déchets ménagers</i></b>	<b><i>10</i></b>
<b><i>Tableau 02</i></b>	<b><i>Quantité journalière de déchets produit/ habitant en fonction des villes du Bénin</i></b>	<b><i>24</i></b>
<b><i>Tableau 03</i></b>	<b><i>Estimation du potentiel de déchets ménagers</i></b>	<b><i>25</i></b>
<b><i>Tableau 04</i></b>	<b><i>Pourcentage des différents éléments des déchets</i></b>	<b><i>26</i></b>
<b><i>Tableau 05</i></b>	<b><i>Valeurs moyenne composition des déchets</i></b>	<b><i>26</i></b>
<b><i>Tableau 06</i></b>	<b><i>Inventaire des gaz du projet</i></b>	<b><i>27</i></b>
<b><i>Tableau 07</i></b>	<b><i>Consommations dues au transport sur site</i></b>	<b><i>28</i></b>
<b><i>Tableau 08</i></b>	<b><i>Emissions dues au transport sur site</i></b>	<b><i>28</i></b>
<b><i>Tableau 09</i></b>	<b><i>Consommations dues au transport vers le site</i></b>	<b><i>29</i></b>
<b><i>Tableau 10</i></b>	<b><i>Emissions dues au transport vers le site</i></b>	<b><i>29</i></b>
<b><i>Tableau 11</i></b>	<b><i>Emissions dues au processus de traitement des déchets</i></b>	<b><i>30</i></b>
<b><i>Tableau 12</i></b>	<b><i>Synthèse des émissions du projet</i></b>	<b><i>31</i></b>
<b><i>Tableau 13</i></b>	<b><i>Emissions de base</i></b>	<b><i>32</i></b>
<b><i>Tableau 14</i></b>	<b><i>Données de production électrique</i></b>	<b><i>33</i></b>
<b><i>Tableau 15</i></b>	<b><i>Emissions évitées</i></b>	<b><i>34</i></b>

## ***LISTE DES FIGURES***

<b><i>Figure 01</i></b>	<b><i>Carte de Cotonou</i></b>	<b><i>8</i></b>
<b><i>Figure 02</i></b>	<b><i>Photo de OUESSE</i></b>	<b><i>8</i></b>
<b><i>Figure 03</i></b>	<b><i>Phase de transformation lors de la méthanisation</i></b>	<b><i>15</i></b>
<b><i>Figure 04</i></b>	<b><i>Volume biogaz capté de 2013 à 2040</i></b>	<b><i>35</i></b>
<b><i>Figure 05</i></b>	<b><i>Estimation de la quantité totale d'émissions évitées de 2013 à 2040</i></b>	<b><i>37</i></b>
<b><i>Figure 06</i></b>	<b><i>Nouveau schéma de gestion des déchets proposé</i></b>	<b><i>38</i></b>

## I. INTRODUCTION

---

Les déchets solides ménagers (DSM) se présentent habituellement sous trois fractions :

- La fraction biodégradable : elle comprend les matières qui peuvent être dégradées par l'action de microorganismes en un laps de temps déterminé (végétaux, déchets alimentaires, fruits, produits celluloseux et plastiques biodégradables).
- La fraction inerte comprend les matières qui ne peuvent être dégradées par l'action de microorganismes en un laps de temps déterminé (verre, pierres, céramiques, plastiques non biodégradables, textiles synthétiques, caoutchouc, etc.). Cette fraction apporte plus de nuisance que de pollution chimique
- Les contaminants : ce sont des matières qui relâchent des contaminants chimiques (par exemple des métaux lourds) dans le milieu et qui ne sont pas ou peu biodégradables : batteries, métaux non ferreux, solvants, peintures, huiles, encres, matériaux (plâtres, etc.) contenant des sulfates, etc.

La gestion des DSM constitue l'un des services municipaux essentiels que les municipalités doivent assurer à leurs citoyens. A l'instar des capitales au Sud du Sahara, la ville de Cotonou rencontre des difficultés pour exercer de manière efficace cette compétence que la loi sur la décentralisation lui confère. Au nombre de ces difficultés, on peut citer l'insuffisance des ressources disponibles au regard de la quantité sans cesse croissante DSM à pré-collecter, à collecter, à transporter et à éliminer.

Dans la plupart des villes au sud du Sahara, beaucoup d'efforts sont faits pour améliorer le système de pré-collecte et collecte des déchets solides ménagers. On note beaucoup d'initiative de valorisation des DSM issus du tri en amont et surtout en aval des décharges :

- le recyclage des matières plastiques et métalliques,
- la production du compost pour le maraichage

La valorisation énergétique de ses DSM reste le parent pauvre de cette initiative. En effet, seul la ville d'Abidjan s'est lancée dans la valorisation énergétique des DSM pour la production d'électricité. Au Cameroun la société de traitement des ordures ménagères (Hygiène et salubrité du Cameroun -Hysacam) a inauguré une centrale de captage de biogaz sur une

décharge de Yaoundé dont l'objectif est de limiter les émissions de gaz à effet de serre et, à terme, produire de l'électricité.

A Cotonou, on note des améliorations grâce aux efforts déployés par la municipalité avec les appuis technique, matériel et financier de plusieurs partenaires dont les ONGs BETHESDA et OXFAM-QUEBEC. Le système de gestion des déchets opérationnel dans la ville comprend la pré-collecte, la collecte et le traitement au niveau de la décharge. En effet la ville dispose Cotonou d'un Centre d'Enfouissement Technique (CET) pour l'élimination sécuritaire des DSM collectés à OUESSE.

Mais les absences d'un tri rigoureux en amont et en aval de la collecte avant enfouissement et d'un système de surveillance environnementale présentent sur l'environnement un danger. Seuls les déchets ultimes (non recyclables ou valorisables dans les conditions techniques et financières acceptables) doivent être enfouis dans une décharge rigoureusement contrôlée.

Vu les contraintes budgétaires de la commune de Cotonou, les nécessités de réduction de la pollution sur l'environnement, d'économies d'énergie et de gestion rationnelle des ressources naturelles, l'amélioration du taux d'électrification, il est très intéressant et bénéfique pour la municipalité de Cotonou de se lancer dans la valorisation énergétique des DSM pour la production d'électricité.

La présente étude ambitionne de poser les bases d'une telle expérience notamment en faisant l'état des lieux et étudier la faisabilité technique, économique et financière, environnementale d'une telle expérience à la lumière de celles connues. Tout ceci se fera dans l'objectif d'un projet MDP.

## **II. OBJECTIFS DU TRAVAIL**

---

Il s'agira dans cette étude de valoriser les gaz issus de la méthanisation des déchets ménagers ultimes pour la production d'électricité dans le respect des exigences du MDP.

De façon spécifique, il s'agira de :

- Identifier le potentiel de déchets valorisables
- Faire une étude de faisabilité technique, environnementale et les bases d'une étude financière de la production d'électricité à partir des DSM
- Proposer un essai de montage de projet MDP

### III. MATERIELS ET METHODES

---

#### 3.1 Collectes de données

La collecte des données est faite par plusieurs canaux en tenant compte de la disponibilité et de la fiabilité des données. Ainsi, ont été mises à contribution la revue documentaire, des statistiques auprès de certains acteurs, des visites sur le terrain.

Les données collectées sont relatives au :

- Potentiel et composition des DSM de la ville choisie
- Taux de collectes

##### *3.1.1 Présentation du cadre de l'étude*

Cotonou est une ville béninoise, capitale économique située dans le département de Littoral. La ville s'étend sur 79 km<sup>2</sup> et compte 824 368 habitants en 2012, et un taux de croissance annuel de 0,217. La densité de population est de 8 419 habitants par km<sup>2</sup> sur la ville. Située à 10 mètres d'altitude, la ville de Cotonou a pour coordonnées géographiques

**Latitude:** 6° 21' 45" Nord

**Longitude:** 2° 25' 32" Est.

La ville est alimentée en énergie électrique par la SBEE qui dépend à près de 85% de l'extérieur pour son approvisionnement. Le taux d'électrification reste très faible bien qu'étant le meilleur de toutes les villes du Bénin. Nombreux sont les ménages qui ne sont pas connectés au réseau de la SBEE car sa capacité à satisfaire la demande reste très limitée.

En 2007, dans le souci d'assainissement, la ville s'est dotée d'un lieu d'Enfouissement Sanitaire (LES) à OUESSE situé à 30 km de Cotonou dans la commune de Ouidah.



**Figure 1** : Carte de Cotonou

Les ordures collectées dans la ville sont envoyées pour être directement enfouies, sans tris préalables, dans cette décharge non contrôlée.



**Figure 2** : Décharge de OUESSE

### ***3.1.2 Potentiel et composition des ordures***

L'évaluation de la quantité des déchets solides ménagers produite dans les villes du Bénin s'est appuyée sur les résultats des études et recherches menées par les ONGs DCAM, CR3E et d'autres acteurs. Selon les résultats de ces études, la quantité journalière moyenne de déchets produite par habitant varie en fonction du niveau de vie et du taux d'urbanisation. Ainsi trois valeurs moyennes ont été trouvées correspondantes à trois catégories de villes.

- **Composition des ordures**

Nous avons exploité ici les résultats d'une enquête de caractérisation des déchets à Cotonou dans le cadre du projet DESSAU réalisée novembre 1996.

- **Quantité de déchets ultimes valorisables**

A partir de la projection réalisée plus haut, nous avons déterminé la quantité de déchets ultimes valorisables par la formule en prenant en compte le pourcentage de chaque éléments composant les ordures. Les taux utilisés sont tirés d'une étude<sup>1</sup>.

## **3.2 Etude de faisabilité technique**

### ***3.2.1 Etude comparative des différents modes de valorisation***

---

<sup>1</sup> TECH-DEV / CREPA (2004): Maitrise de l'amont de la filière déchets solides dans la ville de Cotonou (Bénin)

**Tableau 01** : Etude comparative des différents modes de valorisation des ordures ménagères

	<b>Compostage</b>	<b>Incinération</b>	<b>Biométhanisation</b>	<b>Centre d'enfouissement technique</b>
<b>Avantages</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Traitement partiel des déchets</li> <li>-facilité du compostage des biodégradables.</li> <li>-N'exige pas une trop grande technicité pour la production.</li> <li>-le compost enrichi les sols pauvres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Traitement partiel des déchets</li> <li>-Production de chaleur et éventuellement d'énergie électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Traitement partiel des déchets</li> <li>-Facilité de production de gaz avec le taux de biodégradables élevé.</li> <li>-Production d'une source d'énergie électrique</li> <li>-Utilisation variable du gaz.</li> <li>-Le jus de décharge sert également de compost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Traitement partiel des déchets</li> <li>-Facilité de production de gaz avec le taux de biodégradables élevé.</li> <li>-Production d'une source d'énergie électrique</li> <li>-Utilisation variable du gaz.</li> <li>-Le jus de décharge sert également de compost</li> <li>-Facilité de mise en place à l'échelle industrielle</li> <li>-mesures environnementales existantes et faciles à exécuter</li> <li>-Facilité d'isolation de la décharge sur les sols argileux.</li> </ul>

<b>INCONVENIENTS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Niveau de production agricole à l'état artisanal (compost non sollicité)</li> <li>-Coût de production élevé à l'échelle industrielle</li> <li>-Tri avant compostage obligatoire entraînant un surcoût</li> <li>-Émanation de mauvaises odeurs</li> <li>-Les engrais chimiques entrent en concurrence avec le compost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-forte humidité des déchets ménagers et nécessité d'un séchage préliminaire</li> <li>-Aspect polluant d'un incinérateur pour l'environnement.</li> <li>-Coût de production d'énergie élevé</li> <li>-délicatesse de la détermination du pouvoir calorifique des déchets</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Production coûteuse à l'échelle industrielle</li> <li>-Nécessité du traitement du gaz avant usage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Risque d'incendie en cas de mauvaise collecte du gaz.</li> <li>-Fréquence de la maintenance des installations élevée</li> </ul>
----------------------	---	---	--	---

### ***3.2.2 Caractéristiques et dimensionnement du centre d'enfouissement technique***

Pour des raisons principalement économiques, la mise en décharge est, et restera probablement pour de longues années encore, la technique la plus utilisée pour se débarrasser des déchets ménagers dans de nombreux pays à revenus faibles comme le Bénin. En effet la ville de Cotonou peine à faire face aux charges de sa gestion à cause du manque de ressources. Contrairement à ce qui se passe aujourd'hui où les ordures sont enfouies dans une décharge non contrôlée et sans tri préalable, pratique qui doit être évitée de nos jours, la mise en décharge doit offrir un certain nombre de garanties pour éviter toute incidence néfaste des dépôts de déchets sur l'environnement (humain et naturel). L'exploitation contrôlée d'une décharge nécessite donc des études et des aménagements préalables ainsi que des procédures de gestion appropriées. Par conséquent, le terme «décharge» est en train de disparaître au profit du terme «centre d'enfouissement technique» (CET).

Il s'agira donc pour la ville de Cotonou de créer un centre d'enfouissement technique des ordures ménagères après un tri sélectif.

Dans notre étude, nous tenterons de définir les critères minimums à respecter lors du choix des futurs sites de stockage des déchets pour que le CET ait l'incidence la plus faible sur son environnement lorsqu'il sera exploité.

- **Critère minimum du choix du site d'un CET**

Le choix du site d'implantation d'un CET ne peut se faire par hasard. Différents paramètres doivent être étudiés afin de s'assurer que le CET, une fois en exploitation et après fermeture, aura l'incidence la plus faible possible sur l'environnement.

Il est souvent important de considérer d'emblée plusieurs sites potentiels et d'en étudier en profondeur les caractéristiques, avant de sélectionner le plus approprié qui accueillera le CET. Au premier abord, la recherche des sites potentiels doit considérer quelques priorités bien établies :

- favoriser la stabilité (du point de vue géologique et hydrogéologique) à long terme des dépôts ;
- tenir compte qu'une activité biologique est susceptible de se développer dans le CET. Éviter par conséquent les conditions qui pourraient entraîner des dérèglements de cette activité ;
- éviter toute interaction entre le CET et l'environnement en protégeant notamment le réseau hydrographique et les réserves d'eau et en évitant la dispersion de gaz nocifs dans l'atmosphère ;
- tenir compte de l'accessibilité du site ;
- tenir compte de l'impact sur l'environnement humain et écologique ;
- tenir compte du volume disponible et utilisable.

Par la suite, les sites potentiels doivent être évalués selon des critères prédéfinis pour dégager leurs avantages et leurs faiblesses. Pour cela, il faut distinguer deux types de critères :

- les critères d'exclusion qui définissent les conditions minimales d'acceptation d'un site d'implantation pour un CET. Certaines de ces conditions pourraient toutefois être rencontrées mais au prix de relativement lourds investissements d'aménagement et d'isolement du site ;
- les critères de comparaison qui vont permettre de différencier les sites potentiels sur la base de cotations relatives à des considérations techniques plus ou moins favorables.

Ces critères, qu'ils soient d'exclusion ou de comparaison, font partie de différents domaines scientifiques et socio-économiques tels que la géologie, l'hydrogéologie, l'hydrologie, la chimie et l'aménagement du territoire. Ils ne constitueront pas un outil de sélection, dans le sens le plus restrictif du terme, mais plutôt un moyen pour classer les sites potentiels selon un ordre de préférence après un minimum d'étude. Citons par exemple des essais-types réalisés sur des échantillons de sol dans des conditions identiques pour chaque site potentiel; la prise en compte des résultats d'études antérieures ; le dialogue avec les autochtones sur la flore et la faune sédentaire ou de passage ; etc. Cette méthodologie n'est en rien une étude d'incidence au sens strict du terme. Quels que soient les résultats obtenus avec cette dernière, les sites finalement retenus devront obligatoirement faire l'objet d'investigations approfondies, notamment en fonction de leurs faiblesses respectives.

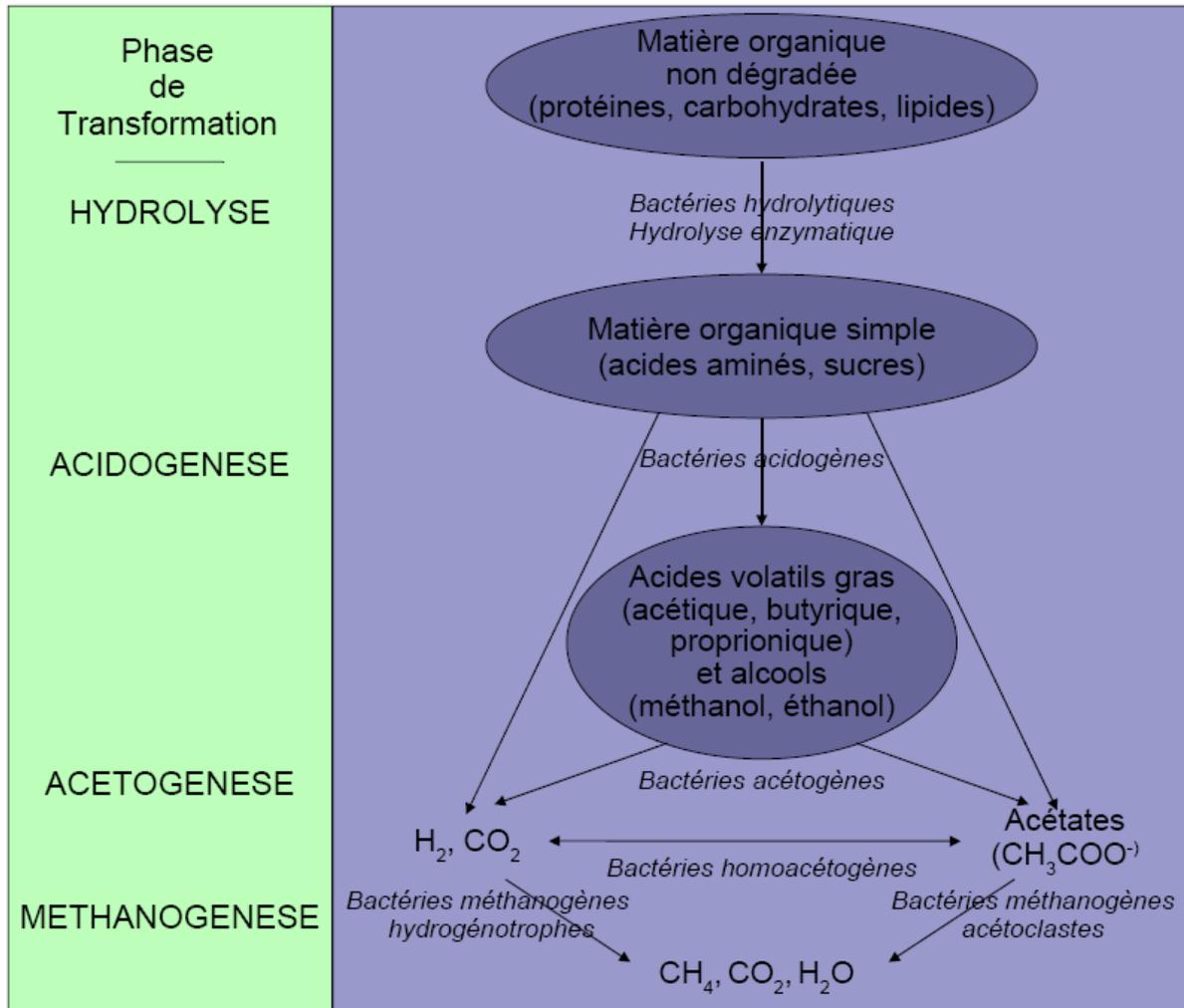
En particulier, les résultats obtenus ne pourront évidemment pas se substituer à d'éventuelles obligations légales ou contractuelles en matière d'étude d'incidence, même si certains éléments pourront servir de base à cette dernière.

### **Critères d'exclusion**

Un site sera sélectionnable s'il répond à l'ensemble des conditions suivantes, et ce, après aménagements éventuels pour satisfaire un ou des critères particuliers (ex. : apport d'argile pour assurer une meilleure imperméabilité de la base du CET).

1. Perméabilité du sol (naturel ou après aménagements) inférieure ou égale à  $10^{-9}$  m/s sur une épaisseur minimum de 1 m.
2. Ne pas implanter un CET dans une zone présentant une faiblesse géologique active (sismique, volcanique, etc.).
3. Ne pas implanter un CET sur le bassin-versant d'une nappe phréatique exploitée ou exploitable dépourvue d'une isolation naturelle par rapport au terrain superficiel (1 m de sol de perméabilité  $10^{-9}$  m/s).
4. Pente du terrain inférieure à 1/3 (1 vertical sur 3 horizontal =  $18^\circ$  sur l'horizontale).
5. Niveau piézométrique de la nappe phréatique sous le CET fortement instable (battement).
6. Ne pas implanter un CET dans une zone inondable ou en dessous du niveau de la mer.
7. Ne pas implanter un CET dans une carrière (exploitée ou abandonnée) autre qu'argilière.

### 3.2.3 Principe de la méthanisation



**Figure 3** : Phase de transformation lors de la méthanisation

La méthanisation est une digestion anaérobie, ou fermentation méthanique, qui transforme la matière organique en compost, méthane et gaz carbonique par un écosystème microbien complexe fonctionnant en absence d'oxygène. La méthanisation permet d'éliminer la pollution organique tout en consommant peu d'énergie, en produisant peu de boues et en générant une énergie renouvelable : le biogaz.

Les quantités de boues obtenues sont faibles (5 à 10 fois moindre que par voie aérobie) dans le cas du traitement d'effluent. La biomasse active a des besoins limités et s'adapte à des effluents très divers. Le procédé nécessite peu d'énergie pour son fonctionnement. Le bilan carbone est neutre.

La dégradation anaérobie est caractérisée par la formation de biogaz et de lixiviats. L'énergie dégagée est plus faible que dans le cas d'une dégradation aérobie (en présence d'oxygène).

La fermentation anaérobie comprend quatre étapes : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse.

### **3.2.4 Détermination des émissions de méthane**

Ces émissions seront déterminées à partir de la méthodologie applicable à cette étude après sa justification, selon la formule :

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi * (1-f) * GWP_{CH_4} * (1-OX) * 16/12 * F * DOC_f * MCF * \sum_{x=1}^y * \sum_j W_{1,x} * DOC_j * e^{-kj(y-x)} * (1-e^{-kj})$$

où

- $BE_{CH_4,SWDS,y}$  est l'émission de méthane évitées à partir des déchets de la décharge durant l'année y (tCO<sub>2</sub>e)
- $\varphi$  est un facteur de correction pour tenir comptes des incertitudes du model (0.9)
- $f$  est la fraction de méthane capturé
- $GWP_{CH_4}$  est le potentiel de réchauffement global du méthane
- $OX$  est le facteur d'oxydation
- $F$  est la fraction de methane contenue dans le biogaz (0.5)
- $DOC_f$  est la fraction de carbone organique biodégradable
- $MCF$  est le facteur de correction du méthane
- $W_{j,x}$  est la quantité de déchets organique de type j non déposé dans le centre d'enfouissement technique à l'année x (tonnes)
- $DOC_j$  est la fraction carbone organique biodegradable (par poids) dans les déchets de type j
- $k_j$  est le taux de décroissance des déchets de type j
- $j$  est la catégorie de déchets
- $x$  : période de comptabilisation
- $y$  est l'année Durant laquelle les émissions de méthane sont calculées

### **3.2.5 Détermination de la quantité d'électricité productible**

Elle est fonction de la quantité de méthane produit et du rendement du moteur choisi.

### ***3.2.6 Dimensionnement et choix des équipements de production électrique***

Les principales technologies de valorisation de gaz de biomasse sont des moteurs à gaz ou moteurs dual fuel (à allumage par injection) ou des turbines et micro-turbines.

Elles couvrent une large gamme de puissance.

Des Cycles Organique de Rankine (ORC) et des Piles à Combustible (PAC) alimentés à partir de biogaz sont également en développement, même s'il y a peu de retour d'expérience sur ces technologies. Plusieurs techniques avec leur niveau **de développement**<sup>2</sup> existent.

Parallèlement à la puissance, d'autres paramètres conditionnent le choix de la machine. Les principaux à prendre en considération sont : la puissance électrique installée, la stabilité du taux de méthane, la teneur en méthane, la qualité du biogaz et le mode de valorisation programmé de la chaleur

De nombreux composants du biogaz sont susceptibles de causer des problèmes aux installations de valorisation électrique :

- l'humidité provoque de la corrosion, allant jusqu'à l'érosion des surfaces,
- le sulfure d'hydrogène corrode, encrasse les moteurs, perturbe le fonctionnement par empoisonnement des catalyseurs de fumée...,
- les siloxanes forment des dépôts de silice sur les pièces des équipements et détruisent les propriétés de l'huile de lubrification des moteurs.

Plusieurs procédés permettent d'éliminer tout ou une partie de ces composés, tels que l'adsorption sur charbon actif, les filtres biologiques, la réfrigération...

Certains sont très spécifiques, comme par exemple, l'injection de chlorure de fer, procédé utilisé sur les stations d'épuration. Tous n'en sont pas au même stade de développement.

---

<sup>2</sup> Etude RECORD n°07-0226/1A – p. 4 / 15

### **3.3 Mécanisme de développement propre**

Sur la base de l'étude de faisabilité technique, nous avons procédé à la définition et la vérification de quelques paramètres et critères permettant l'éligibilité de projet au MDP :

- Définitions et objectifs du projet MDP
- Méthodologie et scénario de référence applicables
- Calcul de la quantité de CO<sub>2</sub> évités
- Test d'éligibilité

#### ***3.3.1 Définition et objectifs***

En 1992, les gouvernements du monde, de plus en plus conscients de la contribution des activités humaines à l'augmentation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère terrestre et, par le fait même, au changement climatique planétaire, ont adopté la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) dont l'objectif ultime est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui éviterait une perturbation anthropique dangereuse du système climatique. En 1997, la Conférence des Parties à la CCNUCC a parachevé la négociation du Protocole de Kyoto. Aux termes de cet accord, les pays développés s'engagent à ramener leurs émissions de gaz à effet de serre à 5,2 % en moyenne sous les niveaux de 1990. Quant aux pays en développement, ils ne sont pas tenus de fixer des cibles de réduction d'émissions en vertu du Protocole de Kyoto, car un instrument appelé « mécanisme pour un développement propre (MDP) a été prévu pour les aider à acquérir des technologies plus durables et respectueuses du climat, tout en fournissant aux pays développés l'occasion d'atteindre leurs cibles à moindres coûts.

Le mécanisme pour un développement propre (MDP), tel que défini à l'article 12 du Protocole de Kyoto et élaboré dans le cadre des Accords de Marrakech, repose sur la mise en œuvre de projets qui permettent à des entités publiques et/ou privées d'investir dans des projets de réduction des gaz à effet de serre (GES) dans des pays en développement. Outre la réduction des émissions de GES, les projets MDP doivent également contribuer au développement durable du pays hôte, tel que celui-ci l'entend. De plus, les projets doivent être approuvés à la fois par le pays hôte et par le Conseil exécutif (CE) du MDP.

Les initiatives MDP peuvent porter sur plusieurs domaines dont l'objet de cette étude.

Les projets MDP génèrent des crédits appelés réductions d'émissions certifiées (REC). Ces crédits peuvent être utilisés pour atteindre une cible de réduction d'émissions ou vendus ou encore mis en réserve pour une utilisation future.

## **Principes de base**

### **Concepts spécifiques**

Le MDP fait appel à plusieurs concepts spécifiques, tels que le scénario de référence, aussi appelé ligne de base (trajectoire d'émissions dans le cas où le projet MDP n'est pas mis en oeuvre), l'additionnalité du projet (garantie que les émissions de GES sont réelles par rapport au scénario de référence), le cycle de projet, etc. Étant donné leur lien direct avec la mise en oeuvre des projets MDP, ces notions sont définies dans la section suivante.

### **Types de projets MDP**

Les projets MDP permettent soit de réduire les émissions de GES, soit de les éliminer. Ils peuvent inclure entre autres des projets de capture des gaz d'enfouissement.

### **Prérequis du pays hôte**

Les exigences d'approbation de l'AND d'un pays hôte varieront d'un pays à l'autre. En général, les principaux points à considérer sont les suivants :

- ***Critères de développement durable.*** Pour être admissibles dans le cadre du MDP, les projets doivent contribuer aux objectifs de développement durable du pays hôte. Ainsi, pour évaluer la contribution des projets au développement durable, les pays hôtes élaboreront leurs propres critères, selon leurs priorités et objectifs.
- ***Incidence environnementale.*** Les participants à un projet doivent analyser et documenter les impacts de leur projet sur l'environnement.

### ***3.3.2 Méthodologie et scénario de référence applicables***

#### **Méthodologie applicable**

AM00025 – Version 12 : Emissions évitées à partir de déchets organiques par le biais du traitement des déchets.

Elle sera accompagnée des outils suivants :

- Outil de démonstration et l'évaluation de l'additionnalité, Version 5.2.1
- Outil pour calculer le facteur d'émission pour un système d'électricité, Version 01

- Outil pour déterminer les émissions de méthane provenant des déchets évités dumping à une élimination des déchets solides au site, Version 2

### **Justification du choix méthodologique**

L'activité du projet implique la digestion anaérobie et le compostage des déchets qui auraient été éliminés autrement dans une décharge non contrôlée.

En plus elle implique :

- La digestion anaérobie et la collecte du biogaz ;
- Le processus de compostage dans des conditions aérobies des déchets résiduels de digesteurs ;
- L'utilisation de compost comme engrais pour le sol ;
- La production d'électricité à partir du biogaz recueilli ;
- L'utilisation de l'électricité produite pour la consommation sur place et exportation du surplus au réseau conventionnel de la SBEE.

### **Scénario de référence**

Le scénario de référence est la continuation de la pratique actuelle : l'enfouissement des déchets, sans tri préalable, dans une décharge non contrôlée.

L'activité du projet proposée n'implique pas de processus de traitement thermique ni de déchets industriels, ni de déchets d'hôpitaux

Le scénario de base est la continuation de la pratique actuelle: l'enfouissement des déchets. Il n'existe aucune réglementation concernant l'enfouissement des déchets et traitement des déchets au Bénin.

### **Vérification de l'additionalité du projet**

Cette vérification se fera sur la base de l'outil de démonstration et l'évaluation de l'additionnalité, Version 5.2.1

### **Inventaire des gaz inclus dans le périmètre du projet**

Cet inventaire va inclure les sources suivant les différentes étapes ou activités du projet

### 3.3.3 Calcul des réductions d'émissions

Les formules suivantes seront utilisées pour calculer les différentes émissions.

#### **Réductions d'émissions**

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (1) \text{ où}$$

ER<sub>y</sub> est la réduction des émissions de l'année y (tCO<sub>2</sub>e) ;

BE<sub>y</sub> sont les émissions dans le scénario de l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

PE<sub>y</sub> : émissions dans le scénario de projet de l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

L<sub>y</sub> : fuite de l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

Si la somme de PE<sub>y</sub> et L<sub>y</sub> est plus petit que 1% du BE<sub>y</sub> de l'année pleine opération d'abord une période de comptabilisation, les participants au projet peuvent assumer un pourcentage fixe de 1% pour PE<sub>y</sub> et L<sub>y</sub> combinées pour le reste années de la période de comptabilisation

#### **Emissions de référence**

$$BE_y = (MB_y - MD_{reg,y}) + BE_{EN,y} \quad (2) \text{ où}$$

BE<sub>y</sub> est l'émission de référence de l'année y (tCO<sub>2</sub>e) ;

MBy : méthane produit dans les décharges en l'absence de l'activité du projet dans l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

MD<sub>reg,y</sub> : méthane qui serait détruit en l'absence de l'activité du projet de projet dans l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

BE<sub>EN,y</sub> : émissions de référence y de génération d'énergie déplacées par l'activité de projet dans l'année y (tCO<sub>2</sub>e)

#### **Facteur d'ajustement (AF)**

$$MD_{reg,y} = MB_y * AF(3) \text{ où}$$

AF est facteur de rajustement pour MBy (%);

- Dans les cas où un système spécifique de collecte et de destruction du méthane est mandaté par la réglementation ou exigences contractuelles, le rapport entre l'efficacité de destruction de ce système et la destruction l'efficacité du système utilisé dans l'activité de projet doit être utilisé;
- Dans les cas où un pourcentage spécifique de la «générés» quantité de méthane doivent être recueillis et détruite est spécifié dans le contrat ou mandaté par le règlement, ce pourcentage divisé par une l'efficacité supposée du système de collecte et de destruction utilisés dans l'activité de projet doit être utilisé

### **Taux de conformité**

Dans le cas où il y a des règlements qui rendent obligatoires l'utilisation de l'une des options du projet dans le traitement d'activité et qui n'est pas appliquée, le scénario de base est identifiée comme une amélioration progressive de la pratique de gestion des déchets pour les options techniques acceptables attendue sur une période de temps pour se conformer aux règles de gestion de DSM.

Les émissions de référence ajustées ( $BE_{y,a}$ ) sont calculés comme suit :

$$BE_{y,a} = (1 - Taux_{conformité,y}) * BE_y \quad (4) \text{ où}$$

$BE_{y,a}$  : émissions de  $CO_2$  équivalent déterminées par l'équation (2)

$Taux_{conformité}$  : est le taux de conformité aux règles de gestion MSW dans l'année y.

Le taux de conformité doit être inférieur à 50%, si elle dépasse 50% l'activité du projet ne reçoit aucun crédit supplémentaire.

Dans de tels cas  $BE_{y,a}$  devrait remplacer  $BE_y$  dans l'équation (4) pour estimer les réductions.

Le  $Taux_{conformité}$  doit être surveillé ex post sur la base des rapports officiels, par exemple les rapports fournis par les organismes municipaux.

Au Bénin, il n'existe aucune réglementation pour recueillir les gaz d'enfouissement et les fuites. Par conséquent  $BE_{y,a} = BE_y$ .

### **Production de méthane par la décharge en l'absence de l'activité du projet (MBy)**

La quantité de méthane qui est produite chaque année (MBy) est calculée selon la version approuvée de « Outil pour déterminer les émissions de méthane provenant des déchets évités dumping à une élimination des déchets solides du site ». En considérant l'équation supplémentaire suivante :

$$MB_y = BE_{CH_4,SWDS,y} \quad (5) \text{ où}$$

$BE_{CH_4,SWDS,y}$  est la production de méthane par la décharge en l'absence du projet dans l'année y qui est calculée selon « Outil pour déterminer les émissions de méthane provenant des déchets évités dumping à une élimination des déchets solides du site ». L'outil de prévisions de production de méthane ajusté par le facteur d'ajustement (AF) de tout gaz d'enfouissement du scénario de référence qui aurait été capturé et détruit pour se conformer aux réglementations pertinentes ou exigences contractuelles. Comme c'est déjà pris en compte dans l'équation (2), on lui attribue la valeur zéro (0).

**Remarque:** Lorsque, pour une année donnée on ne peut pas démontrer que les déchets auraient été éliminés dans les décharges, les quantités de déchets empêchés de cession ( $W_j, x$ ) dans l'outil se voit attribuer une valeur 0 (zéro).

$A_j, x$  est la quantité de déchets de type organique j empêchés d'évacuation dans les décharges dans l'année x (tonnes / an), c'est la valeur à utiliser pour la variable  $W_j x$  dans l'outil "pour déterminer les émissions de méthane provenant des déchets évités dumping à un site d'élimination des déchets solides ».

## IV. RESULTATS

---

### 4.1.1 Potentiel d'ordures

L'évaluation de la quantité des déchets solides ménagers produite dans les villes<sup>1</sup> du Bénin s'est appuyée sur les résultats des études et recherches menées par DCAM, CR3E et d'autres acteurs. Selon les résultats de ces études, la quantité journalière moyenne de déchets produite par habitant varie en fonction du niveau de vie et du taux d'urbanisation. Ainsi trois valeurs moyennes ont été trouvées correspondantes à trois catégories de villes comme l'illustre le tableau ci-dessous :

**Tableau 02** : Quantité journalière moyenne de déchets produite par habitant en kg en fonction des trois catégories de villes

Catégorie de villes	Quantité moyenne produite/ht (en Kg)
Villes de plus de 100 000 habitants	0,50
Villes de 50 000 à 100 000 habitants	0,46
Villes de 10 000 à 50 000 habitants	0,45
Ensemble des centres urbains du Bénin	0,38

Source : BOPEN, *Stratégie nationale de gestion des déchets. Rapport définitif, Octobre 2007*

Pour la présente étude, nous avons utilisé la valeur indiquée pour l'ensemble des centres urbains qui est estimée à 0,5 kg/jour/habitants pour évaluer le potentiel d'ordures produites par la ville de Cotonou, selon les résultats de l'Enquête démographique et de Santé réalisée au Bénin en 2001 (EDSBII) ; Le taux de collecte est estimé à 60 % au vue des informations recueillies auprès des acteurs dans Cotonou.

Ces données ont été comparées aux volumes d'ordures ramassées par la municipalité. Nous avons fait une projection jusqu'en 2021 (soit sur dix ans) dans le cadre cette étude.

**Tableau 03** : Estimation du potentiel de déchets ménagers pour la ville de Cotonou

	Population de la ville de Cotonou	Déchets générés (kg/hbt/j)	Déchets générés par an (tonnes)	Taux de collectes	Quantité totale de déchets enfouis (tonnes)
2013	842 256	0,5	153 712	0,6	92 227
2014	860 533	0,5	157 047	0,6	94 228
2015	879 207	0,5	160 455	0,6	96 273
2016	898 286	0,5	163 937	0,6	98 362
2017	917 778	0,5	167 494	0,6	100 497
2018	937 694	0,5	171 129	0,6	102 677
2019	958 042	0,5	174 843	0,6	104 906
2020	978 832	0,5	178 637	0,6	107 182
2021	1 000 072	0,5	182 513	0,6	109 508
2022	1 021 774	0,5	186 474	0,6	111 884
2023	1 043 946	0,5	190 520	0,6	114 312
2024	1 066 600	0,5	194 655	0,6	116 793
2025	1 089 745	0,5	198 879	0,6	119 327
2026	1 113 393	0,5	203 194	0,6	121 917
2027	1 137 553	0,5	207 604	0,6	124 562
2028	1 162 238	0,5	212 109	0,6	127 265
2029	1 187 459	0,5	216 711	0,6	130 027
2030	1 213 227	0,5	221 414	0,6	132 848
2031	1 239 554	0,5	226 219	0,6	135 731
2032	1 266 452	0,5	231 128	0,6	138 677
2033	1 293 934	0,5	236 143	0,6	141 686
2034	1 322 013	0,5	241 267	0,6	144 760
2035	1 350 700	0,5	246 503	0,6	147 902
2036	1 380 010	0,5	251 852	0,6	151 111
2037	1 409 957	0,5	257 317	0,6	154 390
2038	1 440 553	0,5	262 901	0,6	157 741
2039	1 471 813	0,5	268 606	0,6	161 163
2040	1 503 751	0,5	274 435	0,6	164 661

#### 4.1.2 Composition des ordures

**Tableau 04** : Pourcentage des différents éléments

Composition en (kg)	Pourcentage
Matières organiques biodégradables	52,89
Sables, inertes	35,96
Plastiques	4,26
Papiers cartons	2,71
Tissus	1,13
Bois	0,85
Métaux	1,21
Verre	0,70
Piles	0,06
Chaussures, cuir	0,24
Autres	00

Source<sup>3</sup>

#### 4.1.3 Quantité de déchets valorisables

De ces résultats nous déduisons les valeurs moyennes suivantes :

**Tableau 05** : valeurs moyennes composition des ordures

	Déchets biodégradables	Déchets non biodégradables
Pourcentage	57,58	42,42

---

<sup>3</sup> TECH-DEV/CREPA (2004) : Maitrise de l'amont de la filière déchets solides dans la ville de Cotonou (Bénin)

### 4.2.1 Inventaires des gaz du projet

**Tableau 06** : Inventaire des gaz du projet (selon méthodologie AM00025)

	Source	Gaz		Justification
<b>Scénario de base</b>	Emissions provenant de la décomposition des déchets du CET	CH4	Inclus	Source majeur d'émissions dans le scénario de base
		N2O	Exclus	Emissions très faible comparées à celles du CH4
		CO2	Exclus	Emissions CO2 provenant de la décomposition organique des déchets ne sont pas comptabilisées
	Emissions provenant de la consommation d'électricité	CO2	Inclus	L'électricité du réseau peut être consommée dans le scénario de base
		CH4	Exclus	Exclus pour simplification
		N2O	Exclus	Exclus pour simplification
<b>Activités du projet</b>	Carburant consommé sur site dû aux activités du projet	CO2	Inclus	Sont inclus les véhicules utilisés sur site
		CH4	Exclus	Exclus pour simplification
		N2O	Exclus	Exclus pour simplification
	Emissions directes provenant du processus de traitement des déchets	N2O	Inclus	Le compostage peut être source d'émissions. N2O peut être émis de la digestion anaérobie des déchets
		CO2	Exclus	Pas d'incinération dans les activités du projet
		CH4	Inclus	Le processus de compostage peut être incomplet. Fuite possible du CH4

#### 4.2.2 Emissions du projet

**Tableau 07** : Consommations dues au transport sur site :

Type de véhicules	Nombre	Puissance	Distance KM	Consommation L/100 km	Consommation L/jour/véhicules	Nombre de jour/ semaines	Total consommation L/an
Pick Up 4x4	2	12 CV	200	14	28	6	17 472
Berline	1	11 CV	100	11	11	6	3 432
Bus	1		300	13	39	6	12 168
							<b>33 072</b>

**Tableau 08** : Emissions dues au transport sur site :

	PE fuel, on-site, y t CO2/an	Fuel Cons L/an	Fuel Dens kg/L	NCV fuel Kcal/kg	EF fuel t CO2/TJ
2013	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2014	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2015	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2016	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2017	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2018	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2019	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2020	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2021	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2022	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2023	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2024	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2025	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2026	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2027	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2028	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2029	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2030	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2031	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2032	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2033	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2034	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2035	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2036	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2037	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2038	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2039	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
2040	88,39	33 072	0,84	10 272,0	74,1
	<b>2 474,84</b>				

**Tableau 09** : Consommations dues au transport vers site :

Type de véhicules	Nombre	Puissance	Distance KM	Consommation L/100 km	Consommation L/jour/véhicules	Nombre de jour/ semaines	Total consommation L/an
Camion berne	20		100	35	35	6	10 764
							10 764

**Tableau 10** : Emissions dues au transport vers site :

	PE fuel, on-site, y t CO2/an	Fuel Cons L/an	Fuel Dens kg/L	NCV fuel Kcal/kg	EF fuel t CO2/TJ
2013	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2014	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2015	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2016	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2017	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2018	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2019	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2020	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2021	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2022	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2023	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2024	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2025	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2026	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2027	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2028	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2029	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2030	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2031	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2032	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2033	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2034	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2035	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2036	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2037	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2038	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2039	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
2040	28,77	10 764	0,84	10 272,0	74,1
	805,49				

**Tableau 11** : Emissions dues au processus de traitement des déchets :

PE <sub>c,y</sub> = PE <sub>c,NO2</sub> + PE <sub>c,CH4,y</sub>							
ANNEES	PE <sub>NO2,y</sub> = M <sub>compost,y</sub> * EF <sub>c,NO2</sub> * GWP <sub>NO2</sub>				PE <sub>c,CH4,y</sub> = MB <sub>compost,y</sub> * GPW <sub>CH4</sub> * Sa <sub>y</sub>		
	PE <sub>c,y</sub>	PE <sub>c,NO2,y</sub>	M <sub>compost,y</sub>	EF <sub>c,NO2</sub>	PE <sub>c,CH4,y</sub>	MB <sub>compost,y</sub>	Sa <sub>y</sub>
		tCO2e	t/an	tNO2 /t compost	t CO2e	t CH4	%
2013	10 320	10 320	80 000	0,043	-	-	2%
2014	10 390	10 320	80 000	0,043	69,67	1 161	2%
2015	10 453	10 320	80 000	0,043	132,71	2 212	2%
2016	10 453	10 320	80 000	0,043	132,71	2 212	2%
2017	10 510	10 320	80 000	0,043	189,75	3 163	2%
2018	10 561	10 320	80 000	0,043	241,36	4 023	2%
2019	10 608	10 320	80 000	0,043	288,06	4 801	2%
2020	10 650	10 320	80 000	0,043	330,32	5 505	2%
2021	10 689	10 320	80 000	0,043	368,56	6 143	2%
2022	10 723	10 320	80 000	0,043	403,15	6 719	2%
2023	10 754	10 320	80 000	0,043	434,46	7 241	2%
2024	10 783	10 320	80 000	0,043	462,79	7 713	2%
2025	10 808	10 320	80 000	0,043	488,42	8 140	2%
2026	10 832	10 320	80 000	0,043	511,61	8 527	2%
2027	10 853	10 320	80 000	0,043	532,59	8 877	2%
2028	10 872	10 320	80 000	0,043	551,58	9 193	2%
2029	10 889	10 320	80 000	0,043	568,76	9 479	2%
2030	10 904	10 320	80 000	0,043	584,30	9 738	2%
2031	10 918	10 320	80 000	0,043	598,37	9 973	2%
2032	10 931	10 320	80 000	0,043	611,10	10 185	2%
2033	10 943	10 320	80 000	0,043	622,61	10 377	2%
2034	10 953	10 320	80 000	0,043	633,03	10 551	2%
2035	10 962	10 320	80 000	0,043	642,46	10 708	2%
2036	10 971	10 320	80 000	0,043	650,99	10 850	2%
2037	10 979	10 320	80 000	0,043	658,71	10 979	2%
2038	10 986	10 320	80 000	0,043	665,70	11 095	2%
2039	10 992	10 320	80 000	0,043	672,02	11 200	2%
2040	10 998	10 320	80 000	0,043	677,74	11 296	2%
	<b>301 684</b>				<b>12 723,55</b>		

**Tableau 12** : Synthèse émissions du projet (PEy) :

	PE fuel,on-site,y (t CO2/an)	PEc,y (t CO2e)	<b>PEy (t CO2)</b>
2013	28,77	10 320,00	<b>10 348,77</b>
2014	28,77	10 389,67	<b>10 418,44</b>
2015	28,77	10 452,71	<b>10 481,48</b>
2016	28,77	10 452,71	<b>10 481,48</b>
2017	28,77	10 509,75	<b>10 538,52</b>
2018	28,77	10 561,36	<b>10 590,13</b>
2019	28,77	10 608,06	<b>10 636,83</b>
2020	28,77	10 650,32	<b>10 679,09</b>
2021	28,77	10 688,56	<b>10 717,33</b>
2022	28,77	10 723,15	<b>10 751,92</b>
2023	28,77	10 754,46	<b>10 783,23</b>
2024	28,77	10 782,79	<b>10 811,55</b>
2025	28,77	10 808,42	<b>10 837,18</b>
2026	28,77	10 831,61	<b>10 860,37</b>
2027	28,77	10 852,59	<b>10 881,36</b>
2028	28,77	10 871,58	<b>10 900,35</b>
2029	28,77	10 888,76	<b>10 917,53</b>
2030	28,77	10 904,30	<b>10 933,07</b>
2031	28,77	10 918,37	<b>10 947,14</b>
2032	28,77	10 931,10	<b>10 959,87</b>
2033	28,77	10 942,61	<b>10 971,38</b>
2034	28,77	10 953,03	<b>10 981,80</b>
2035	28,77	10 962,46	<b>10 991,23</b>
2036	28,77	10 970,99	<b>10 999,76</b>
2037	28,77	10 978,71	<b>11 007,48</b>
2038	28,77	10 985,70	<b>11 014,47</b>
2039	28,77	10 992,02	<b>11 020,79</b>
2040	28,77	10 997,74	<b>11 026,51</b>
			<b>302 489,04</b>

### 4.2.3 Emissions de base

**Tableau 13** : Emissions de base

ANNEE	BE <sub>elec,y</sub> (tCO <sub>2e</sub> )	EG <sub>d,y</sub> (MWh)	CEF <sub>d</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Methane produit en absence du projet Mby (tCH <sub>4</sub> )	GWP	Methane produit en absence du projet Mby (tCO <sub>2e</sub> )	Emissions scénario de base BE <sub>y,a</sub>
2013	-	-	0,537	-	21,00	-	-
2014	<b>7 887,86</b>	14 688,76	0,537	1 161,17	21,00	<b>24 384,50</b>	<b>32 272,36</b>
2015	<b>15 025,10</b>	27 979,70	0,537	2 211,83	21,00	<b>46 448,51</b>	<b>61 473,60</b>
2016	<b>15 025,10</b>	27 979,70	0,537	2 211,83	21,00	<b>46 448,51</b>	<b>61 473,60</b>
2017	<b>21 483,13</b>	40 005,83	0,537	3 162,52	21,00	<b>66 412,85</b>	<b>87 895,98</b>
2018	<b>27 326,61</b>	50 887,53	0,537	4 022,73	21,00	<b>84 477,33</b>	<b>111 803,93</b>
2019	<b>32 614,00</b>	60 733,70	0,537	4 801,08	21,00	<b>100 822,75</b>	<b>133 436,74</b>
2020	<b>37 398,23</b>	69 642,88	0,537	5 505,37	21,00	<b>115 612,69</b>	<b>153 010,92</b>
2021	<b>41 727,18</b>	77 704,25	0,537	6 142,63	21,00	<b>128 995,19</b>	<b>170 722,37</b>
2022	<b>45 644,18</b>	84 998,47	0,537	6 719,25	21,00	<b>141 104,17</b>	<b>186 748,35</b>
2023	<b>49 188,42</b>	91 598,55	0,537	7 240,99	21,00	<b>152 060,84</b>	<b>201 249,26</b>
2024	<b>52 395,39</b>	97 570,55	0,537	7 713,09	21,00	<b>161 974,83</b>	<b>214 370,22</b>
2025	<b>55 297,17</b>	102 974,25	0,537	8 140,26	21,00	<b>170 945,39</b>	<b>226 242,56</b>
2026	<b>57 922,81</b>	107 863,71	0,537	8 526,78	21,00	<b>179 062,28</b>	<b>236 985,10</b>
2027	<b>60 298,59</b>	112 287,88	0,537	8 876,51	21,00	<b>186 406,75</b>	<b>246 705,34</b>
2028	<b>62 448,28</b>	116 291,03	0,537	9 192,97	21,00	<b>193 052,31</b>	<b>255 500,59</b>
2029	<b>64 393,41</b>	119 913,23	0,537	9 479,31	21,00	<b>199 065,45</b>	<b>263 458,86</b>
2030	<b>66 153,43</b>	123 190,74	0,537	9 738,40	21,00	<b>204 506,37</b>	<b>270 659,79</b>
2031	<b>67 745,96</b>	126 156,35	0,537	9 972,83	21,00	<b>209 429,51</b>	<b>277 175,47</b>
2032	<b>69 186,94</b>	128 839,74	0,537	10 184,96	21,00	<b>213 884,16</b>	<b>283 071,10</b>
2033	<b>70 490,80</b>	131 267,78	0,537	10 376,90	21,00	<b>217 914,89</b>	<b>288 405,69</b>
2034	<b>71 670,57</b>	133 464,76	0,537	10 550,57	21,00	<b>221 562,04</b>	<b>293 232,62</b>
2035	<b>72 738,08</b>	135 452,66	0,537	10 707,72	21,00	<b>224 862,13</b>	<b>297 600,21</b>
2036	<b>73 704,00</b>	137 251,40	0,537	10 849,91	21,00	<b>227 848,17</b>	<b>301 552,17</b>
2037	<b>74 578,00</b>	138 878,96	0,537	10 978,57	21,00	<b>230 550,05</b>	<b>305 128,05</b>
2038	<b>75 368,83</b>	140 351,63	0,537	11 094,99	21,00	<b>232 994,81</b>	<b>308 363,64</b>
2039	<b>76 084,40</b>	141 684,17	0,537	11 200,33	21,00	<b>235 206,92</b>	<b>311 291,32</b>
2040	<b>76 731,87</b>	142 889,89	0,537	11 295,64	21,00	<b>237 208,52</b>	<b>313 940,39</b>
							<b>5 893 770,23</b>

#### 4.2.4 Choix des équipements de production et puissance à installer

**Tableau 14:** Données de production électrique

	Gaz produit par la décharge (m3/an)	Taux captage	Volume de gaz capté (m3)	PCI moyen du gaz (kWh/m3)	Rendement moteur	Taux de disponibilité des moteurs	Productible annuelle (kWh)	Puissance électrique (kW)
2013	3 420 275,66	0,40	1 368 110	4,50	0,33	0,96	1 950 378	223
2014	6 515 069,05	0,40	2 606 028	4,50	0,33	0,96	3 715 153	424
2015	9 315 353,92	0,40	3 726 142	4,50	0,33	0,96	5 311 987	606
2016	11 849 156,45	0,40	4 739 663	4,50	0,33	0,96	6 756 863	771
2017	14 141 835,78	0,40	5 656 734	4,50	0,33	0,96	8 064 240	921
2018	16 216 337,83	0,40	6 486 535	4,50	0,33	0,96	9 247 204	1 056
2019	18 093 424,91	0,40	7 237 370	4,50	0,33	0,96	10 317 595	1 178
2020	19 791 883,54	0,40	7 916 753	4,50	0,33	0,96	11 286 124	1 288
2021	21 328 712,46	0,40	8 531 485	4,50	0,33	0,96	12 162 485	1 388
2022	22 719 292,77	0,40	9 087 717	4,50	0,33	0,96	12 955 450	1 479
2023	23 977 541,87	0,40	9 591 017	4,50	0,33	0,96	13 672 953	1 561
2024	25 116 052,73	0,40	10 046 421	4,50	0,33	0,96	14 322 178	1 635
2025	26 146 219,96	0,40	10 458 488	4,50	0,33	0,96	14 909 620	1 702
2026	27 078 353,82	0,40	10 831 342	4,50	0,33	0,96	15 441 160	1 763
2027	27 921 783,41	0,40	11 168 713	4,50	0,33	0,96	15 922 118	1 818
2028	28 684 950,07	0,40	11 473 980	4,50	0,33	0,96	16 357 306	1 867
2029	29 375 491,81	0,40	11 750 197	4,50	0,33	0,96	16 751 080	1 912
2030	30 000 319,82	0,40	12 000 128	4,50	0,33	0,96	17 107 382	1 953
2031	30 565 687,59	0,40	12 226 275	4,50	0,33	0,96	17 429 778	1 990
2032	31 077 253,49	0,40	12 430 901	4,50	0,33	0,96	17 721 493	2 023
2033	31 540 137,47	0,40	12 616 055	4,50	0,33	0,96	17 985 448	2 053
2034	31 958 972,21	0,40	12 783 589	4,50	0,33	0,96	18 224 284	2 080
2035	32 337 949,56	0,40	12 935 180	4,50	0,33	0,96	18 440 392	2 105
2036	32 680 862,44	0,40	13 072 345	4,50	0,33	0,96	18 635 935	2 127
2037	32 991 142,85	0,40	13 196 457	4,50	0,33	0,96	18 812 869	2 148
2038	33 271 896,17	0,40	13 308 758	4,50	0,33	0,96	18 972 966	2 166
2039	33 525 932,28	0,40	13 410 373	4,50	0,33	0,96	19 117 828	2 182
2040	33 755 793,66	0,40	13 502 317	4,50	0,33	0,96	19 248 904	2 197

### 4.3.1 Les émissions évitées

**Tableau 15** : Emissions évitées

ANNEE	Emissions scénario de base BE <sub>y,a</sub>	Emissions scénario du projet PE <sub>y</sub>	Fuites L <sub>y</sub>	Emissions réduites (t CO <sub>2</sub> e)
2013	-	10 348,77	88,39	- <b>10 437,15</b>
2014	32 272,36	10 418,44	88,39	<b>21 765,54</b>
2015	61 473,60	10 481,48	88,39	<b>50 903,74</b>
2016	61 473,60	10 481,48	88,39	<b>50 903,74</b>
2017	87 895,98	10 538,52	88,39	<b>77 269,07</b>
2018	111 803,93	10 590,13	88,39	<b>101 125,41</b>
2019	133 436,74	10 636,83	88,39	<b>122 711,52</b>
2020	153 010,92	10 679,09	88,39	<b>142 243,44</b>
2021	170 722,37	10 717,33	88,39	<b>159 916,66</b>
2022	186 748,35	10 751,92	88,39	<b>175 908,04</b>
2023	201 249,26	10 783,23	88,39	<b>190 377,64</b>
2024	214 370,22	10 811,55	88,39	<b>203 470,28</b>
2025	226 242,56	10 837,18	88,39	<b>215 316,99</b>
2026	236 985,10	10 860,37	88,39	<b>226 036,33</b>
2027	246 705,34	10 881,36	88,39	<b>235 735,60</b>
2028	255 500,59	10 900,35	88,39	<b>244 511,86</b>
2029	263 458,86	10 917,53	88,39	<b>252 452,94</b>
2030	270 659,79	10 933,07	88,39	<b>259 638,33</b>
2031	277 175,47	10 947,14	88,39	<b>266 139,95</b>
2032	283 071,10	10 959,87	88,39	<b>272 022,85</b>
2033	288 405,69	10 971,38	88,39	<b>277 345,92</b>
2034	293 232,62	10 981,80	88,39	<b>282 162,43</b>
2035	297 600,21	10 991,23	88,39	<b>286 520,59</b>
2036	301 552,17	10 999,76	88,39	<b>290 464,02</b>
2037	305 128,05	11 007,48	88,39	<b>294 032,18</b>
2038	308 363,64	11 014,47	88,39	<b>297 260,78</b>
2039	311 291,32	11 020,79	88,39	<b>300 182,14</b>
2040	313 940,39	11 026,51	88,39	<b>302 825,50</b>
<b>TOTAL SUR PERIODE DU PROJET</b>				<b>5 588 806,35</b>

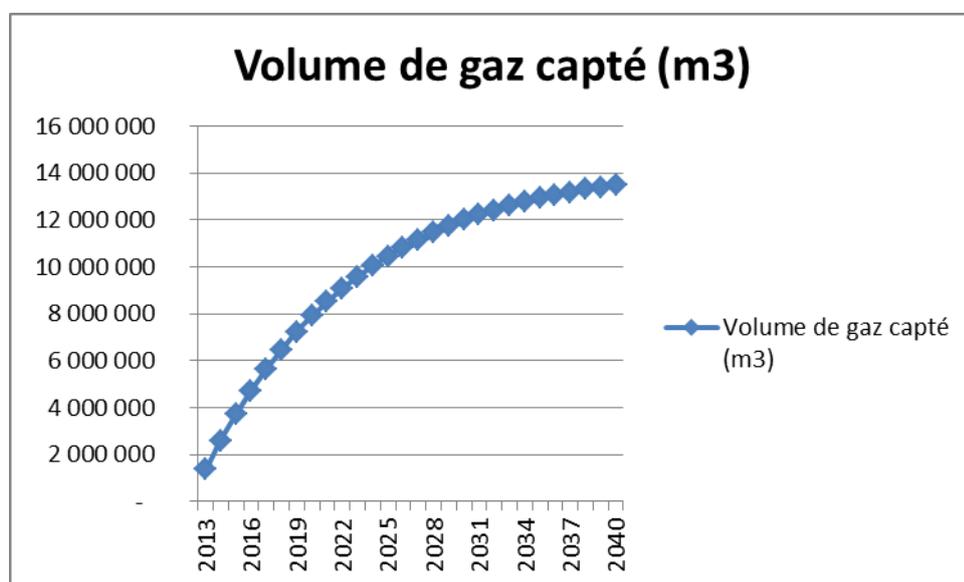
## V.DISCUSSION ET ANALYSES

---

### 5.1 Productible d'énergie électrique à partir des déchets ménagers du CET

Sur la période d'étude, on remarque que la quantité de biogaz produit et capté croît de 1 368 110 m<sup>3</sup> à 13 502 317 m<sup>3</sup>.

Cette tendance est intéressante car elle permet l'amortissement des lourds investissements qui pourraient être consentis dans un tel projet.



**Figure 04** : Volume de biogaz capté de 2013 à 2040

En effet, de 2013 à 2040, la valorisation énergétique par méthanisation des déchets enfouis au niveau du CET de Ouessè produira globalement (hormis les pertes) près de 391 GWh soit une moyenne annuelle de 13,96 GWh. Cette quantité d'énergie qui représente environ 12,3 % de la production nationale, qui est 113,5 GWh en 2010<sup>4</sup> pour production totale (production nationale + importation) de 1 034 GWh peut être injectée au réseau conventionnel car les

---

<sup>4</sup> RAPPORT SIE BENIN 2010

textes en vigueur en République du Bénin le permettent.

## **5.2 Impact de la production d'électricité à partir du biogaz sur la facture énergétique nationale**

Le Bénin dépend à plus de 89% de l'extérieur pour son approvisionnement électrique en énergie, la production nationale est essentiellement d'origine thermique. Sa facture énergétique est de 25,31 milliards de FCFA en 2010<sup>5</sup>. La production d'une partie de la consommation d'énergie électrique à partir du biogaz aura l'avantage de réduire la dépendance énergétique du Bénin et de sauver des capitaux qui pourront être investis dans d'autres projets de développement.

## **5.3 Impact de la production d'électricité à partir du biogaz sur l'environnement**

La mise en œuvre de ce projet a des bénéfices incontestables sur l'environnement.

Premièrement le fait de réorganiser les activités du site en passant d'une décharge sauvage non contrôlée et sans tri préalable à une décharge contrôlée avec tri préalable permet de entre autres :

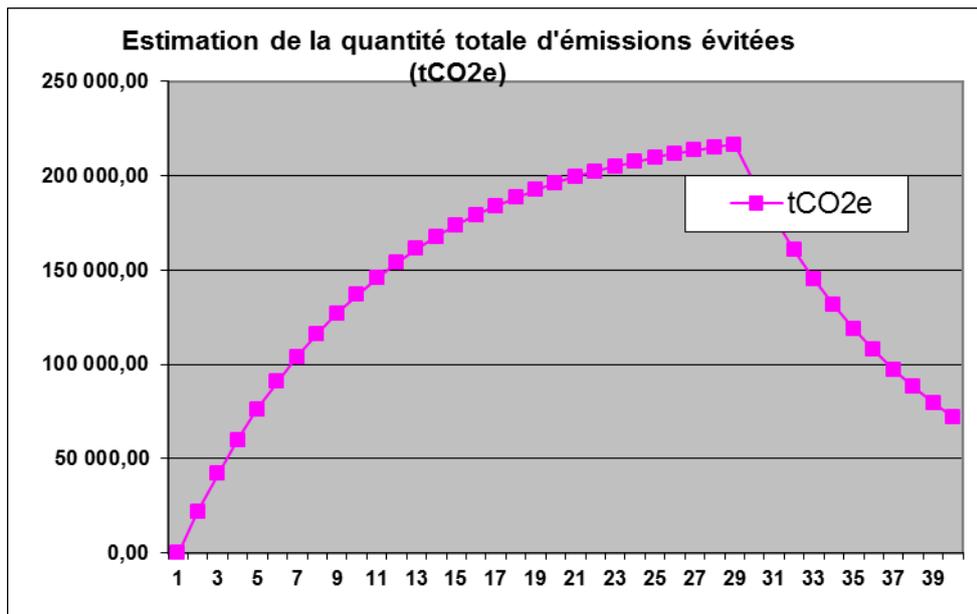
- la pollution des eaux de surface, des eaux souterraines, du sol et de l'air, et sur l'environnement de la planète,
- les gaz à effets de serre,
- les risques qui en résultent pour la santé humaine, pendant toute la durée de vie de la décharge

Deuxièmement, la valorisation énergétique du biogaz permet de :

- Limiter la pollution de l'environnement par l'émission du méthane
- Réduire les émissions de CO<sub>2</sub> du pays par la substitution du biogaz au gasoil traditionnellement utilisé pour la production d'énergie électrique

---

<sup>5</sup> RAPPORT SIE BENIN 2010



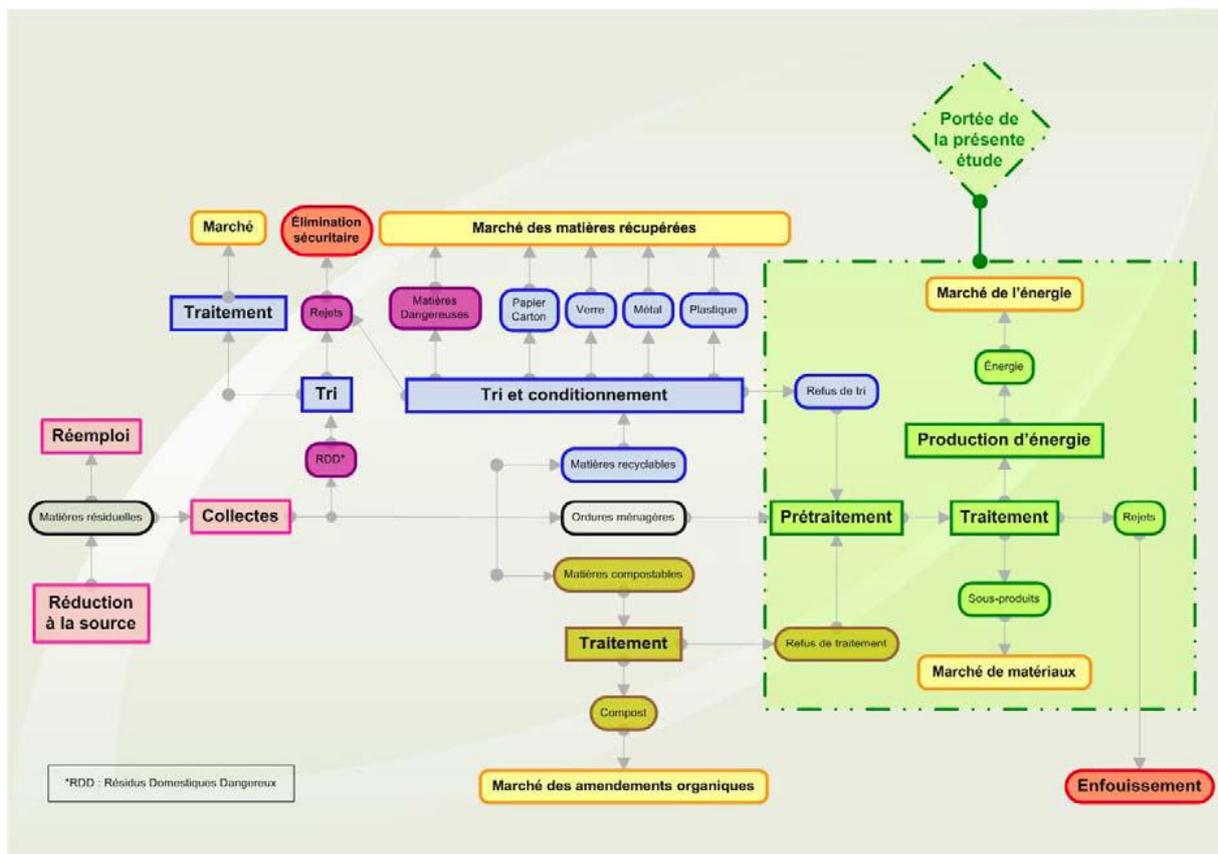
**Figure 05** : Estimation de la quantité totale d'émissions évitées

## VI. CONCLUSION

Il s'agissait dans cette étude de

- Identifier le potentiel de déchets valorisables
- Faire une étude de faisabilité technique, financière et environnementale de la production d'électricité à partir des DSM
- Proposer un essai de montage de projet MDP

Au terme de l'étude, nous pouvons affirmer que les ordures ménagères de la ville de Cotonou présentent un potentiel valorisable en énergie dans des conditions respectant l'environnement. En effet le potentiel actuel valorisable estimé à 300 tonnes par jour pourrait croître si des dispositions sont prises pour améliorer le taux de collecte qui est actuellement de l'ordre de 60%.



**Figure 06** : Nouveau schéma de gestion des déchets proposé

Aussi, est –il important de réaliser correctement le centre d'enfouissement technique et d'améliorer le taux de captage en évitant les fuites.

L'aspect économique et financière n'a pas été abordé dans le cadre de cette étude, ils pourront faire l'objet dans le cadre d'une étude plus approfondie.

Nous exhortons les autorités de la ville de Cotonou à approfondir la présente étude et élaborer un projet MDP conséquent qui pourrait être mis en œuvre.

La ville a beaucoup de bénéfices à en tirer sur tous les plans.

## Bibliographie

### Ouvrages et articles

ADERCI, CDM-PDD version 2: *Landfill Gas Recovery and Flaring Project in Akouedo, Ivory Coast, Abidjan* septembre 2009, 43p.

RAPPORT SIE BENIN 2010. 160p.

RECORD 00-118/1A : *Aide à la définition des déchets dits biodégradables, fermentescibles, méthanisables, compostables*, février 2002, 153p.

ADEME : *Guide méthodologique de suivi d'une installation de méthanisation*, novembre 2009, 55p.

AM-TOOL-05-V1: *Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption*, 16p.

AM-TOOL-04-V6.0.1: *Emissions from solid waste disposal sites*, 16p.

AM-00025-V14.0.0: *Alternative waste treatment processes*, 49p.

J. Blin, Y. Richardson et P. Tatsidjodoung, *Cours Biomasse Energie : Master en énergie\_FOAD*, Ouagadougou, Cirad/2iE, 120p.

### Sites internet

## VII. ANNEXES

---

**Annexe I : DONNEES ET PARAMETRES NON SURVEILLES DE  
LA METHODOLOGIE APPROUVEE AM0025 VERSION 14.0.0**

As applicable, all the provisions regarding data and parameters not monitored as contained in the tools referred to in this methodology shall be followed.

<b>Data / Parameter:</b>	FFC <sub>j</sub>
Data unit:	%
Description:	Fraction of fossil carbon in total carbon content of waste type <i>j</i>
Source of data:	Table 2.4, chapter 2, volume 5 of IPCC 2006 guidelines

Value to be applied:	<p>For MSW the following values for the different waste types <math>j</math> may be applied:</p> <p><b>Table 1: Default values for <math>FFC_{j,y}</math></b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Waste type <math>j</math></th> <th style="text-align: center;">Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Paper/cardboard</td> <td style="text-align: center;">5</td> </tr> <tr> <td>Textiles</td> <td style="text-align: center;">50</td> </tr> <tr> <td>Food waste</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td>Wood</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td>Garden and Park waste</td> <td style="text-align: center;">0</td> </tr> <tr> <td>Nappies</td> <td style="text-align: center;">10</td> </tr> <tr> <td>Rubber and Leather</td> <td style="text-align: center;">20</td> </tr> <tr> <td>Plastics</td> <td style="text-align: center;">100</td> </tr> <tr> <td>Metal*</td> <td style="text-align: center;">NA</td> </tr> <tr> <td>Glass*</td> <td style="text-align: center;">NA</td> </tr> <tr> <td>Other, inert waste</td> <td style="text-align: center;">100</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Metal and glass contain some carbon of fossil origin. Combustion of significant amounts of glass or metal is not common.</p> <p>If a waste type is not comparable to a type listed in Table 1, or can not clearly be described as a combination of types in this table above, or if the project participants wish to measure <math>FFC_{j,y}</math>, then project participants shall measure <math>FFC_{j,y}</math> using the following standards, or similar national or international standards:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ASTM D6866: “Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis”;</li> <li>• ASTM D7459: “Standard Practice for Collection of Integrated Samples for the Speciation of Biomass (Biogenic) and Fossil Carbon Dioxide Emitted from Stationary Emissions Sources”.</li> </ul> <p>The frequency of measurement shall be as a minimum four times in year <math>y</math> with the mean value valid for year <math>y</math></p>	Waste type $j$	Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines	Paper/cardboard	5	Textiles	50	Food waste	-	Wood	-	Garden and Park waste	0	Nappies	10	Rubber and Leather	20	Plastics	100	Metal*	NA	Glass*	NA	Other, inert waste	100
Waste type $j$	Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines																								
Paper/cardboard	5																								
Textiles	50																								
Food waste	-																								
Wood	-																								
Garden and Park waste	0																								
Nappies	10																								
Rubber and Leather	20																								
Plastics	100																								
Metal*	NA																								
Glass*	NA																								
Other, inert waste	100																								
Any comment:	-																								

<b>Data / Parameter:</b>	FCC <sub>j</sub>																								
Data unit:	%																								
Description:	Fraction of total carbon content in waste type <i>j</i>																								
Source of data:	Table 2.4, chapter 2, volume 5 of IPCC 2006 guidelines																								
Value to be applied:	<p>For MSW the following values for the different waste types <i>j</i> may be applied:</p> <p><b>Table 2: Default values for FCC<sub>j,y</sub></b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Waste type <i>j</i></th> <th>Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines (as per FCC<sub>j</sub> above)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Paper/cardboard</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Textiles</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Food waste</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Wood</td> <td>54</td> </tr> <tr> <td>Garden and Park waste</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td>Nappies</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>Rubber and Leather</td> <td>67</td> </tr> <tr> <td>Plastics</td> <td>85</td> </tr> <tr> <td>Metal*</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Glass*</td> <td>NA</td> </tr> <tr> <td>Other, inert waste</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Metal and glass contain some carbon of fossil origin. Combustion of significant amounts of glass or metal is not common</p>	Waste type <i>j</i>	Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines (as per FCC <sub>j</sub> above)	Paper/cardboard	50	Textiles	50	Food waste	50	Wood	54	Garden and Park waste	55	Nappies	90	Rubber and Leather	67	Plastics	85	Metal*	NA	Glass*	NA	Other, inert waste	5
Waste type <i>j</i>	Default mrm: Internal note: the methodology's default is the largest value of the range of Table 2.4/Chapter2/Vol.5/2006 IPCC Guidelines (as per FCC <sub>j</sub> above)																								
Paper/cardboard	50																								
Textiles	50																								
Food waste	50																								
Wood	54																								
Garden and Park waste	55																								
Nappies	90																								
Rubber and Leather	67																								
Plastics	85																								
Metal*	NA																								
Glass*	NA																								
Other, inert waste	5																								
Any comment:	-																								

<b>Data / Parameter:</b>	GWP <sub>CH4</sub>
Data unit:	tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub>
Description:	Global Warming Potential of methane valid for the commitment period (tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub> )

Source of data:	IPCC
Value to be applied:	21 for the first commitment period. Shall be updated for future commitment periods according to any future COP/MOP decisions
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$GWP_{N_2O}$
Data unit:	tCO <sub>2</sub> e/tN <sub>2</sub> O
Description:	Global Warming Potential of N <sub>2</sub> O
Source of data:	IPCC
Value to be applied:	310 for the first commitment period. Shall be updated for future commitment periods according to any future COP/MOP decisions
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	B <sub>0</sub>
Data unit:	tCH <sub>4</sub> /tCOD
Description:	Maximum methane producing capacity, expressing the maximum amount of CH <sub>4</sub> that can be produced from a given quantity of chemical oxygen demand (tCH <sub>4</sub> /tCOD)
Source of data:	Section 6.2.3.2, chapter 6, volume 5 of IPCC 2006 guidelines
Value to be applied	0.25
Any comment:	Applicable to the “Procedure to calculate project emissions from wastewater treatment”

<b>Data / Parameter:</b>	$MCF_{ww}$
Data unit:	Fraction
Description:	Methane conversion factor
Source of data:	The source of data shall be the following, in order of preference: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Project specific data;</li> <li>2. Country specific data; or</li> <li>3. IPCC default values (table 6.3, chapter 6, volume 5 of IPCC 2006 guidelines)</li> </ol>
Measurement procedures (if any):	-
Any comment:	As per guidance from the Board, IPCC default values shall be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain

<b>Data / Parameter:</b>	$EF_{CH_4,t}$																									
Data unit:	tCH <sub>4</sub> /t waste (wet basis)																									
Description:	Emission factor for CH <sub>4</sub> associated with waste treatment option <i>t</i>																									
Source of data:	Table 5.3, chapter 5, volume 5 of IPCC 2006 guidelines																									
Measurement procedures (if any):	<p>If country-specific data is available, then this shall be applied and the method used to derive the value as well as the data sources need to be documented in the CDM-PDD. If country-specific data are not available, then apply the default values listed in Table 3. For continuous incineration of industrial waste, apply the CH<sub>4</sub> emission factors provided in Volume 2, Chapter 2, Stationary Combustion of IPCC 2006 Guidelines.</p> <p><b>Table 3: CH<sub>4</sub> emission factors for combustion</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Waste type</th> <th>Type of incineration/technology</th> <th>CH<sub>4</sub> Emission Factors (t CH<sub>4</sub> / t waste) wet basis</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">MSW</td> <td rowspan="2">Continuous incineration</td> <td>stoker</td> <td>1.21x 0.2x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td>fluidised bed</td> <td>~0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Semi-continuous incineration</td> <td>stoker</td> <td>1.21x 6x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td>fluidised bed</td> <td>1.21x 188x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">Batch type incineration</td> <td>stoker</td> <td>1.21x 60x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td>fluidised bed</td> <td>1.21x 237x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2">Industrial sludge (semi-continuous or batch type incineration)</td> <td>1.21x 9 700x10<sup>-6</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2">Waste oil (semi-continuous or batch type incineration)</td> <td>1.21x 560x10<sup>-6</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>A conservativeness factor of 1.21 has been applied to account for the uncertainty of the IPCC default values</p>	Waste type	Type of incineration/technology	CH <sub>4</sub> Emission Factors (t CH <sub>4</sub> / t waste) wet basis	MSW	Continuous incineration	stoker	1.21x 0.2x10 <sup>-6</sup>	fluidised bed	~0	Semi-continuous incineration	stoker	1.21x 6x10 <sup>-6</sup>	fluidised bed	1.21x 188x10 <sup>-6</sup>	Batch type incineration	stoker	1.21x 60x10 <sup>-6</sup>	fluidised bed	1.21x 237x10 <sup>-6</sup>	Industrial sludge (semi-continuous or batch type incineration)		1.21x 9 700x10 <sup>-6</sup>	Waste oil (semi-continuous or batch type incineration)		1.21x 560x10 <sup>-6</sup>
Waste type	Type of incineration/technology	CH <sub>4</sub> Emission Factors (t CH <sub>4</sub> / t waste) wet basis																								
MSW	Continuous incineration	stoker	1.21x 0.2x10 <sup>-6</sup>																							
		fluidised bed	~0																							
	Semi-continuous incineration	stoker	1.21x 6x10 <sup>-6</sup>																							
		fluidised bed	1.21x 188x10 <sup>-6</sup>																							
	Batch type incineration	stoker	1.21x 60x10 <sup>-6</sup>																							
		fluidised bed	1.21x 237x10 <sup>-6</sup>																							
Industrial sludge (semi-continuous or batch type incineration)		1.21x 9 700x10 <sup>-6</sup>																								
Waste oil (semi-continuous or batch type incineration)		1.21x 560x10 <sup>-6</sup>																								
Any comment:	Applicable to Option 2 of procedure to estimate $PE_{COM,c,y}$																									

<b>Data / Parameter:</b>	$EF_{N_2O,t}$
Data unit:	tN <sub>2</sub> O/t waste (wet basis)
Description:	Emission factor for N <sub>2</sub> O associated with treatment option <i>t</i>
Source of data:	Table 5.6, chapter 5, volume 5 of IPCC 2006 guidelines
Measurement procedures (if any):	If country-specific data is available, then this shall be applied and the method used to derive the value as well as the data sources need to be documented in the CDM-PDD. If country-specific data are not available, then apply the

any):	default values listed in Table 4.		
	<b>Table 4: N<sub>2</sub>O emission factors for combustion</b>		
	<b>Type of waste</b>	<b>Technology / Management practice</b>	<b>Emission factor (t N<sub>2</sub>O / t waste wet basis)</b>
	MSW	Continuous and semi-continuous incinerators	1.21x 50x10 <sup>-3</sup>
	MSW	Batch-type incinerators	1.21x 60x10 <sup>-3</sup>
	Industrial waste	All types of incineration	1.21x 100x10 <sup>-3</sup>
	Sludge (except sewage sludge)	All types of incineration	1.21x 450x10 <sup>-3</sup>
Sewage sludge	Incineration	1.21x 900x10 <sup>-3</sup>	
	A conservativeness factor of 1.21 has been applied to account for the uncertainty of the IPCC default values		
Any comment:	Applicable to Option 2, of procedure to estimate PE <sub>COM,c,y</sub>		

<b>Data / Parameter:</b>	EF <sub>CO<sub>2</sub>,BL,HG</sub>
Data unit:	tCO <sub>2</sub> /TJ
Description:	CO <sub>2</sub> emission factor of the fossil fuel type used for heat generation by the boiler or air heater in the baseline
Source of data:	The source of data shall be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values shall be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain
Measurement procedures (if any):	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	η <sub>cogen</sub>
Data unit:	ratio
Description:	Efficiency of the cogeneration plant that would have been used in the absence of the project activity
Source of data:	Project participants can choose one of the following approaches:  (1) Highest of the measured efficiencies of similar plants; (2) Highest of the efficiency values provided by two or more manufacturers for similar plants; or

	(3) Maximum efficiency of 90%, based on net calorific values
Measurement procedures (if any):	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	EF <sub>CO2,BL,CG</sub>
Data unit:	tCO <sub>2</sub> /MJ
Description:	Emission factor of baseline fossil fuel used in the cogeneration plant, as identified in the baseline scenario identification
Source of data:	The source of data shall be the following, in order of preference: project specific data, country specific data or IPCC default values. As per guidance from the Board, IPCC default values shall be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain
Measurement procedures (if any):	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	COD <sub>out,x</sub> COD <sub>in,x</sub>
Data unit:	tCOD
Description:	COD of the effluent in the period $x$ . COD directed to the anaerobic lagoons or sludge pits in the period $x$ (tCOD)
Source of data:	For existing plants: (a) If there is no effluent: COD <sub>out,x</sub> = 0; (b) If there is effluent: <ul style="list-style-type: none"> <li>• One year of historical data should be used, or</li> <li>• If one year data is not available then <math>x</math> represents a measurement campaign of at least 10 days to the COD inflow (COD<sub>in,x</sub>) and COD outflow (COD<sub>out,x</sub>) from the lagoon or sludge pit.</li> </ul> For Greenfield projects: (a) Use the design COD inflow for COD in and the design effluent COD flow for COD out corresponding to the design features of the lagoon system identified in the procedure for the selection of the baseline scenario
Measurement procedures (if any):	For the measurement campaign of at least 10 days: The measurements should be undertaken during a period that is representative for the typical operation conditions of the plant and ambient conditions of the site (temperature)
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$x$
Data unit:	Time
Description:	Representative historical reference period

Source of data:	For existing plants: (a) $x$ should represent one year of historical data; (b) If one year data is not available then $x$ represents a measurement campaign of at least 10 days. For Greenfield projects this parameter is not relevant
Measurement procedures (if any):	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$\rho$
Data unit:	-
Description:	Discount factor to account for the uncertainty of the use of historical data to determine $COD_{BL,y}$
Source of data:	For existing plants: (a) If one year of historical data is available $\rho=1$ ; (b) If a measurement campaign of at least 10 days is available $\rho=0.89$ . For Greenfield projects: $\rho=1$
Measurement procedures (if any):	The value of 0.89 for the case where there is no one year historical data is to account for the uncertainty range (of 30% to 50%) associated with this approach as compared to one-year historical data
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$B_0$
Data unit:	tCH <sub>4</sub> /tCOD
Description:	Maximum methane producing capacity, expressing the maximum amount of CH <sub>4</sub> that can be produced from a given quantity of chemical oxygen demand (COD)
Source of data:	2006 IPCC Guidelines
Measurement procedures (if any):	No measurement procedures. The default IPCC value for $B_0$ is 0.25 kg CH <sub>4</sub> /kg COD shall be used. Unless the methodology is used for wastewater containing materials not akin to simple sugars, a CH <sub>4</sub> emissions factor different from 0.21 tCH <sub>4</sub> /tCOD has to be applied
Any comment:	Taking into account the uncertainty of this estimate, project participants should use a value of 0.21 kg CH <sub>4</sub> /kg COD as a conservative assumption for $B_0$

<b>Data / Parameter:</b>	D
Data unit:	M
Description:	Average depth of the lagoons or sludge pits
Source of data:	For existing plants: conduct measurements. For project activities implemented in Greenfield facilities: As per the baseline lagoon design as identified in Step 1 of the section "Procedure for the identification of the most plausible baseline scenario Identification of alternative scenarios"
Measurement procedures (if any):	Determine the average depths of the whole lagoon/sludge pit under normal operating conditions
Any comment:	-

## **Annexe II : DONNEES ET PARAMETRES DE LA METHODOLOGIE DE SUIVI DE AM0025 VERSION 14.0.0**

Les procédures de contrôle sont décrites dans les tableaux ci-dessous. Le cas échéant, toutes les dispositions relatives au suivi contenues dans les instruments mentionnés dans la présente méthodologie doivent être respectées.

<b>Data / Parameter:</b>	$RATE_{\text{compliance,t,y}}$
Data unit:	Fraction
Description:	Rate of compliance with a regulatory requirement to implement the alternative waste treatment <del>plus</del> implemented in the project activity
Source of data:	Studies and official reports, such as annual reports provided by municipal bodies
Measurement procedures (if any):	Fraction is calculated as the number of instances of compliance divided by the number of instances of compliance plus non-compliance
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	Applicable to calculating baseline emissions and confirming applicability of the methodology

<b>Data / Parameter:</b>	$NCV_{\text{BIOGAS,NG,y}}$
Data unit:	TJ/Nm <sup>3</sup>
Description:	Net calorific value of the upgraded biogas sent to the natural gas network due to the project activity in year y
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured directly using an online Heating Value Meter from the gas stream. The measurement must be in volume basis and adjusted to reference conditions
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Calibration shall be according to manufacturer's specifications
Any comment:	Applicable to baseline emissions procedure (D)

<b>Data / Parameter:</b>	BIOGAS <sub>NG,y</sub>
Data unit:	Nm <sup>3</sup> /yr
Description:	Quantity upgraded biogas sent to the natural gas network due to the project activity in year y (Nm <sup>3</sup> )
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured by a flow meter and adjusted to reference conditions. Data to be aggregated monthly and yearly
Monitoring frequency:	Continuous (average value in a time interval not greater than an hour shall be used in the calculations of emission reductions)
QA/QC procedures:	Flow meters shall be subject to a regular maintenance and testing regime to ensure accuracy. Calibration shall be according to manufacturer's specifications
Any comment:	Applicable to procedure (D)

<b>Data / Parameter:</b>	EFF <sub>COM,c,y</sub>
Data unit:	Fraction
Description:	Combustion efficiency of combustor <i>c</i> in year y
Source of data:	The source of data shall be the following, in order of preference: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Project specific data;</li> <li>2. Country specific data; or</li> <li>3. IPCC default values</li> </ol>
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	As per guidance from the Board, IPCC default values shall be used only when country or project specific data are not available or difficult to obtain

<b>Data / Parameter:</b>	SG <sub>c,y</sub>
Data unit:	m <sup>3</sup> /yr
Description:	Volume of stack gas from combustor <i>c</i> in year y
Source of data:	Project participants

Measurement procedures (if any):	The stack gas flow rate is either directly measured or calculated from other variables where direct monitoring is not feasible. Where there are multiple stacks of the same type, then it is sufficient to monitor one stack of each type. For the case that biogas is combusted, then the stack gas volume flow rate may be estimated by summing the inlet biogas and air flow rates and adjusting for stack temperature. Direct measurement of the air inlet flow rate shall be made using a flow meter
Monitoring frequency:	Continuous or periodic (at least quarterly)
QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected
Any comment:	=

<b>Data / Parameter:</b>	$C_{N_2O,SG,c,y}$
Data unit:	$tN_2O/Nm^3$
Description:	Concentration of $N_2O$ in stack gas from combustor $c$ in year $y$
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	At least every three months
QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected
Any comment:	More frequent sampling is encouraged

<b>Data / Parameter:</b>	$C_{CH_4,SG,c,y}$
Data unit:	$tCH_4/Nm^3$
Description:	Concentration of $CH_4$ in stack gas from combustor $c$ in year $y$
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	At least every three months

QA/QC procedures:	Maintenance and calibration of equipment will be carried out according to internationally recognised procedures. Where laboratory work is outsourced, one which follows rigorous standards shall be selected
Any comment:	More frequent sampling is encouraged

<b>Data / Parameter:</b>	$Q_{\text{waste},c,y}$
Data unit:	T
Description:	Quantity of fresh waste or RDF/SB fed into combustor $c$ in year $y$
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Measured with calibrated scales or load cells
Monitoring frequency:	Continuously, aggregated at least annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	Parameter required for procedure to calculate project emissions from combustion within the project boundary

<b>Data / Parameter:</b>	$P_{n,j,y}$
Data unit:	Weight fraction
Description:	Fraction of waste type $j$ in the sample $n$ collected during the year $y$
Source of data:	Sample measurements by project participants
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	A minimum of three samples shall be undertaken every three months with the mean value valid for year $y$
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$Z_y$
Data unit:	-
Description:	Number of samples collected during the year $y$
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	-

Monitoring frequency:	Continuously, aggregated annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$EC_{t,y}$
Data unit:	MWh
Description:	Electricity consumption of electricity generated in an on-site fossil fuel fired power plant or from the grid as a result of the alternative waste treatment option $t$ in year $y$
Source of data:	Electricity meter
Measurement procedures (if any):	Sources of consumption shall include the operation of the alternative waste treatment process, on-site processing or management of the feedstock or products associated with the treatment process and on-site combustion activity. Electricity consumption shall be monitored for all activities included in the project boundary, associated with the treatment option, as illustrated in appendix 1
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Electricity meter will be subject to regular (in accordance with stipulation of the meter supplier) maintenance and testing to ensure accuracy. The readings will be double checked against invoices when available
Any comment:	This parameter is required for calculating project emissions from electricity consumption due to waste treatment under the project activity process $t$ ( $PE_{EC,t,y}$ ) using the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”  $EC_{t,y}$ excludes consumption of any electricity generated by the project activity. In case of consumption of electricity generated by the project by RDF/SB combustion or incineration, then emissions associated with combustion of fossil carbon content of the waste are accounted for in the procedure “Project emissions from combustion”, and do not need to be accounted for again in the procedure “Project emissions from electricity use”

<b>Data / Parameter:</b>	$EG_{t,y}$
Data unit:	MWh
Description:	Electricity generated by the alternative waste treatment option $t$ and exported to

	the grid or displacing fossil fuel fired power-only and/or cogeneration captive energy generation in year y
Source of data:	Electricity meter
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Continuous
QA/QC procedures:	Electricity meter will be subject to regular (in accordance with stipulation of the meter supplier) maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$EG_{INC,y}$
Data unit:	GJ
Description:	Amount of electricity generated by incineration during the year y
Source of data:	Electricity meter
Measurement procedures (if any):	Electricity generation needs to be converted to thermal energy (1 MWh = 3.6 GJ)
Monitoring frequency:	Continuous, aggregate annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	This parameter will be used to assess that the fraction of energy generated by fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator

<b>Data / Parameter:</b>	$HG_{PJ,y}$
Data unit:	TJ
Description:	Quantity of heat supplied by the project activity displacing baseline heat generation by a fossil fuel boiler or air heater in year y (TJ)
Source of data:	Steam meter
Measurement procedures (if any):	In case of steam meter: the enthalpy of steam and feed water will be determined at measured temperature and pressure and the enthalpy difference will be multiplied with quantity measured by steam meter. In case of hot air: the temperature, pressure and mass flow rate will be measured

Monitoring frequency:	Monthly, aggregated yearly
QA/QC procedures:	In case of monitoring of steam, it will be calibrated for pressure and temperature of steam at regular intervals. The meter shall be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	The dedicated quantity of thermal energy generated for heat supply or cogeneration by the project activity if included

<b>Data / Parameter:</b>	$HG_{INC,y}$
Data unit:	GJ
Description:	Net mrm: the methodology states total energy. Table 1: “Fraction of energy generated by auxiliary fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator”.quantity of thermal energy generated by incineration in year y
Source of data:	Steam meter
Measurement procedures (if any):	In case of steam meter: the enthalpy of steam and feed water will be determined at measured temperature and pressure and the enthalpy difference will be multiplied with quantity measured by steam meter. In case of hot air: the temperature, pressure and mass flow rate will be measured
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	In case of monitoring of steam, it will be calibrated for pressure and temperature of steam at regular intervals. The meter shall be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	This parameter will be used to assess that the fraction of energy generated by fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator

<b>Data / Parameter:</b>	$Q_{RDF\_SB,COM.,y}$
Data unit:	T
Description:	Quantity of RDF/SB exported off-site with potential to be combusted in year y
Source of data:	Project site

Measurement procedures (if any):	Sale invoices of the RDF/SB should be kept at the project site. They shall contain customer contact details, physical location of delivery, type, amount (in tons) and purpose of RDF/SB (use as fuel or as material in furniture, etc.). A list of customers and delivered SD amount shall be kept at the project site
Monitoring frequency:	Weekly
QA/QC procedures:	-
Any comment:	See procedure to calculate leakage emissions associated with RDF/SB for further information

<b>Data / Parameter:</b>	Temperature of the thermal treatment process
Data unit:	degrees Celsius
Description:	The thermal treatment process (dehydration) occurs under controlled conditions (up to 300 degrees Celsius)
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	-
QA/QC procedures:	-
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$Q_{\text{export,RDF\_SB,y}}$
Data unit:	T
Description:	Quantity of RDF/SB exported outside the project boundary that is considered to degrade anaerobically in year y
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge. All RDF/SB for which documented evidence is not available that it is combusted, or used for fertilizer or furniture manufacture
Monitoring frequency:	Annually

QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier)
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$Q_{RDF\_SB,y}$
Data unit:	T
Description:	Quantity of RDF/SB produced in year y
Source of data:	Project participants
Measurement procedures (if any):	Weighbridge
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	Weighbridge will be subject to periodic calibration (in accordance with stipulation of the weighbridge supplier)
Any comment:	-

<b>Data / Parameter:</b>	$Q_{ww,y}$
Data unit:	$m^3$
Description:	Amount of run-off wastewater generated by the project activity and treated anaerobically or released untreated from the project activity in year y
Source of data:	Measured value by flow meter
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Monthly, aggregated annually
QA/QC procedures:	The monitoring instruments will be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	If the wastewater is treated aerobically, emissions are assumed to be zero, and hence this parameter does not need to be monitored

<b>Data / Parameter:</b>	$P_{COD,y}$
Data unit:	tCOD/ $m^3$
Description:	COD of the run-off wastewater generated by the project activity in year y

Source of data:	Measured value by purity meter or COD meter
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Monthly and averaged annually
QA/QC procedures:	The monitoring instruments will be subject to regular maintenance and testing to ensure accuracy
Any comment:	If the run-off wastewater is treated aerobically, emissions are assumed to be zero, and hence this parameter does not need to be monitored

<b>Data / Parameter:</b>	$EG_{INC,FF,y}$
Data unit:	GJ
Description:	Energy generated by auxiliary fossil fuel added in the incinerator
Source of data:	Project site
Measurement procedures (if any):	This parameter will be estimated multiplying the amount of auxiliary fossil fuel added in the incinerator to the net calorific value of this auxiliary fossil fuel
Monitoring frequency:	Annually
QA/QC procedures:	-
Any comment:	This parameter will be used to assess that the fraction of energy generated by fossil fuel is no more than 50% of the total energy generated in the incinerator. $EG_{INC,FF,y} < 0.50 \times (HG_{INC,y} + EG_{INC,y})$

<b>Data / Parameter:</b>	$EF_{CO_2,RDF,SB,y}$
Data unit:	tCO <sub>2</sub> /GJ
Description:	Weighted average CO <sub>2</sub> emission factor for RDF/SB in year <i>y</i>

Source of data:	EF <sub>CO<sub>2</sub>,RDF_SB,y</sub> is zero for biomass residues, otherwise determine from one of the following sources:	
	<b>Data source</b>	<b>Conditions for using the data source</b>
	(a) Measurements by the project participants	This is the preferred data source
	(b) IPCC default values at the upper/lower limit <sup>6</sup> of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in table 1.4 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories	If (a) is not available
Measurement procedures (if any):	For (a): Measurements shall be undertaken in line with national or international fuel standards	
Monitoring frequency:	For (a): the CO <sub>2</sub> emission factor shall be obtained for each shipment of RDF/SB exported from the project site for which there is documented evidence that it will be combusted, from which weighted average annual values shall be calculated. For (b): any future revision of the IPCC Guidelines shall be taken into account	
QA/QC procedures:		
Any comment:	This parameter is required for the procedure to calculate leakage emissions for the combustion of RDF/SB outside the project boundary	

<b>Data / Parameter:</b>	NCV <sub>RDF_SB,y</sub>
Data unit:	GJ/mass or volume units
Description:	Weighted average net calorific value of RDF/SB in year y
Source of data:	Measurements by the project participants
Measurement procedures (if any):	Measurement is not required for RDF/SB produced wholly from biomass residues, otherwise measurements shall be undertaken in line with national or international fuel standards
Monitoring frequency:	The NCV shall be obtained for each shipment of RDF/SB exported from the project site for which there is documented evidence that it will be combusted, from which weighted average annual values shall be calculated

<sup>6</sup> To be conservative, choose the upper limit where project emissions are calculated and the lower limit where baseline emissions are calculated.

QA/QC procedures:	
Any comment:	This parameter is required for the procedure to calculate leakage emissions for the combustion of RDF/SB outside the project boundary

<b>Data / Parameter:</b>	$F_{PJ,AD,m}$
Data unit:	$m^3$
Description:	Quantity of wastewater or sludge that is treated in the anaerobic digester or under clearly aerobic conditions in the project activity in month $m$ ( $m^3$ )
Source of data:	Measured
Measurement procedures (if any):	-
Monitoring frequency:	Parameter monitored continuously but aggregated monthly and annually for calculations
QA/QC procedures:	-
Any comment:	In case of Scenario 1, if the solid materials are also treated in the baseline and project scenario, the $F_{PJ,dig,m}$ does not account the amount of solid materials treated or separated from the wastewater stream in the anaerobic digester, if applicable

<b>Data / Parameter:</b>	$COD_{AD,m}$
Data unit:	T COD/ $m^3$
Description:	Chemical oxygen demand in the wastewater or sludge that is treated in the anaerobic digester or under clearly aerobic conditions in the project activity in month $m$
Source of data:	Measurements
Measurement procedures (if any):	Measure the COD according to national or international standards If COD is measured more than once per month, the average value of the measurements should be used
Monitoring frequency:	Regularly, calculate average monthly and annual values
QA/QC procedures:	-
Any comment:	In case of Scenario 1, if the solid materials are also treated in the baseline and project scenario, the $w_{COD,dig,m}$ is not calculated for the solid materials treated or separated from the wastewater stream in the anaerobic digester, if applicable

<b>Data / Parameter:</b>	$T_{2,m}$
Data unit:	K
Description:	Average temperature at the project site in month $m$
Source of data:	Measurement in the project site, or national or regional weather statistics
Measurement procedures (if any):	In case that project participants decide to measure temperature in the project site: <ul style="list-style-type: none"> <li>The temperature sensor must be housed in a ventilated radiation shield to protect the sensor from thermal radiation</li> </ul>

Monitoring frequency:	Continuously, aggregated in monthly average values
QA/QC procedures:	In case that project participants decide to measure temperature in the project site: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uncertainty of the measurements provided by temperature sensor supplier should be discounted from the readings</li> </ul>
Any comment:	

## IX. TABLE DES MATIERES

---

	SOMMAIRE	01
	LISTE DES TABLEAUX	02
	LISTE DES FIGURES	03
I	INTRODUCTION	04
II	OBJECTIFS DU TRAVAIL	06
III	MATERIELS ET METHODES	07
3.1	COLLECTE DES DONNEES	07
3.1.1	PRESENTATION DU CADRE D'ETUDE	07
3.1.2	POTENTIEL ET COMPOSITION DES ORDURES	08
3.2	ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE	08
3.2.1	ETUDE COMPARATIVE DES DIFFERENTS MODES DE VALORISATION	08
3.2.2	CARACTERISTIQUES ET DIMENSIONNEMENT DU CENTRE D'ENFOUISSEMENT TECHNIQUE	12
3.2.3	PRINCIPE DE METHANISATION	15
3.2.4	DETERMINATION DES EMISSIONS DE METHANE	16
3.2.5	DETERMINATION DE LA QUANTITE D'ELECTRICITE PRODUCTIBLE	16
3.2.6	DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PRODUCTION ELECTRIQUE	17
3.3	MECANISME DE DEVELOPPEMENT PROPRE	18
3.3.1	DEFINITION ET OBJECTIFS	18
3.3.2	METHODOLOGIE ET SCENARIO DE REFERENCES APPLICABLES	19
3.3.3	CALCUL DES REDUCTIONS D'EMISSIONS	21
IV	RESULTATS	24
4.1.1	POTENTIEL D'ORDURES	24
4.1.2	COMPOSITION DES ORDURES	26
4.2.1	INVENTAIRES DES GAZ DU PROJET	27

4.2.2	EMISSIONS DU PROJET	28
4.2.3	EMISSIONS DE BASE	32
4.2.4	CHOIX DES EQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET PUISSANCES A INSTALLER	33
4.3.1	LES EMISSIONS EVITEES	34
V	DISCUSSION ET ANALYSES	35
5.1	PRODUCTIBLE D'ENERGIE A PARTIR DES DECHETS MENEGERS DU CET	35
5.2	IMPACT DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DU BIOGAZ SUR LA FACTURE ENERGETIQUE NATIONALE	36
5.3	IMPACT DE LA PRODUCTION D'ELCTRICITE A PARTIR DU BIOGAZ SUR L'ENVIRONNEMENT	36
VI	CONCLUSION	38
	BIBLIOGRAPHIE	40
VII	ANNEXES	41