ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ A L'AIDE DES DÉCHETS SOLIDES MÉNAGERS : CAS DU DISTRICT D'ABIDJAN

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU
DIPLOME D'INGÉNIEUR 2IE AVEC GRADE DE MASTER
SPECIALITÉ : GÉNIE ÉLECTRIQUE, ÉNERGÉTIQUE ET INDUSTRIEL

Présenté et soutenu publiquement le 02 Novembre 2017 par :

N'da Konan Marius N'GORAN

Travaux dirigés par :

Dr. Marie SAWADOGO
Enseignant-Chercheur Laboratoire Biomasse Energie Biocarburants (LBEB)

M. Angaman ANOH
Chef de service Études Générales

M. Jean Wihon KONE
Ingénieur chargé d'Études

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Igor OUEDRAOGO

Membres et correcteurs : Dr. K. Edem N'TSOUKPOE

Dr. Marie SAWADOGO

Promotion [2016/2017]

DEDICACE

À celui qui créa toute chose

Pour toutes ses grâces et ses bénédictions dans ma vie,

À mon père et à ma mère qui m'ont permis de voir les merveilles de ce monde,

À mes parrains Monsieur et Madame ADOU, Pour l'encadrement, l'amour et toute l'attention dont j'ai pu bénéficier de leur part.

Que Dieu m'accorde le succès afin que vous soyez honorés

REMERCIEMENTS

Nous tenons, au terme de notre formation de Master d'ingénierie option Énergie, Electricité et Energie Renouvelable à exprimer notre gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à cette formation.

Pour ce faire, nous saisissons l'opportunité que nous offre la rédaction du présent mémoire pour dire du fond du cœur toute notre reconnaissance aux responsables du Département GEEI, et à tout le corps professoral de la Fondation 2IE.

Nos remerciements vont principalement à l'encontre de notre encadreur pédagogique Dr. Marie SAWADOGO, enseignant-chercheur en génie industriel - Laboratoire Biomasse Energie et Biocarburants, pour tous ces conseils, ces orientations et sa totale disponibilité durant la rédaction du présent rapport. Nous tenons également à remercier les Drs Daniel YAMEGUEU, Sidibé SAYON et Moussa SORO.

Nous témoignons également toute notre reconnaissance à :

M. Amidou TRAORE, Directeur Général de la Société des Énergies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) pour avoir répondu favorablement à notre demande de stage au sein de l'entreprise qu'il dirige ;

M. Serge AHOUSSOU, Directeur des Études et de la Planification (DEP) pour ses directives et ses encouragements dans l'exécution de ce stage ;

Mme Inzata SOUMAHORO, Responsable de la Cellule Ressources Humaines, pour sa compréhension et son aide quant aux activités effectuées dans le cadre de notre stage en dehors de l'immeuble EECI ;

Mme Françoise Esther ASSA, Chef de service formation et parcours professionnels pour avoir aidé à notre insertion au sein de **CI-ENERGIES** pour la réalisation de notre stage ;

M. Angaman ANOH, Chef de Service Études Générales pour ses conseils dans l'apprentissage des rudiments de l'entreprise et son insistance sur la rigueur dans le travail et ce en temps requis ;

M. Jean Wihon KONE et M. Stéphane MADOU, ingénieurs Chargés d'Études, pour leur encadrement, leur grande disponibilité, leurs conseils et leur compréhension. Ils ont été d'un soutien de tous les instants, de tous les moments de doute, tout au long de ce travail. Nous tenons à leur exprimer notre profonde gratitude. Nous n'oublierons jamais nos rencontres et nos discussions ;

Tout le personnel de **CI-ENERGIES** et de la Direction des Études et de la Planification en particulier.

SIGLES ET ABREVIATIONS

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ADERCI : Agence de Développement des Energies Renouvelables en Côte d'Ivoire
ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Énergie
ANASUR : Agence Nationale de la Salubrité Urbaine
BNETD : Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement
CCNUCC : Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CET : Centre d'Enfouissement Technique
CIE : Compagnie Ivoirienne de l'Électricité
CI-ENERGIES : Société des Énergies de Côte d'ivoire
CRE : Commission de Régulation de l'Énergie
DDP : Document Descriptif de Projet (Project Design Document : en anglais)
DEP : Direction des Etudes et de la Planification
DSM : Déchets Solides Ménagers
EECI : Énergie Électrique de Côte d'Ivoire
EnR : Energies Nouvelles et Renouvelables
FFPSR : Fonds de Financement des Programmes de Salubrité Urbaine
GIEC : Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
HTA : Moyenne Tension « tension comprise entre 1 et 50 kilovolts »
HTB : Haute Tension « tension supérieure à 50 kilovolts »
LCOE : Levelized Cost of Energy (coût actualisé de l'énergie)
MDP : Mécanisme de Développement Propre
PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur
RGPH : Recensement Général de la Population et de l'Habitat
SOGEPE : Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Électricité
SOPIE : Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité
TCO_{2e} : Tonne équivalent Carbone
TRIE : Taux de Rentabilité Interne Economique
UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change
URCEs : Unités de Réduction Certifiée des Emissions
VAN : Valeur Actualisée Nette

AVANT-PROPOS

L'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) est un établissement d'enseignement supérieur et de recherche basé à Ouagadougou (Burkina Faso). Sa création en 2006, résulte de la fusion et restructuration des écoles inter-États EIER (École d'Ingénieurs de l'Équipement Rural) et ETSHER (École des Techniciens de l'Hydraulique et de l'Équipement Rural), créées respectivement en 1968 et 1970 par 14 États d'Afrique de l'Ouest et Centrale pour former des ingénieurs spécialisés dans les domaines de l'équipement et de l'hydraulique.

Il s'agit d'un Partenariat Public Privé International entre des États africains, des entreprises, des acteurs techniques et financiers et des organismes académiques et scientifiques. 2iE dispense une formation de pointe dans les domaines de l'Eau, de l'Énergie, du Génie Civil et de l'Environnement conformément au Processus de Bologne : Licence, Master, Doctorat ; en partenariat avec les meilleures universités du monde, offrant ainsi une grande mobilité aux étudiants. En Afrique, les diplômes de 2iE sont reconnus par le Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur (CAMES). En Europe, ils sont labélisés EUR-ACE à travers l'accréditation par la Commission des Titres d'Ingénieur (CTI).

Dans un souci de former des Ingénieurs de Conception et des Techniciens Supérieurs hautement qualifiés et aptes à relever les challenges, les étudiants bénéficient d'une formation théorique et d'une formation pratique qui consiste en des travaux pratiques et visites sur site. Les formations pour le niveau master sont sanctionnées par des stages de production en entreprise ou dans un laboratoire de recherche en vue de la rédaction d'un mémoire.

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme de CI-ENERGIES [5] 3
Figure 2: Évolution de la puissance installée en Côte d'Ivoire [5] 5
Figure 3 : Synthèse des différentes voies de valorisation énergétique de la biomasse [10] 7
Figure 4: Vue aérienne du site d'AKOUEDO dans le district d'Abidjan 10
Figure 5: Organisation générale du service de 1958 à 2002 [4] 11
Figure 6: Typologie des déchets solides ménagers en pourcentage dans le District d'Abidjan [13] 11
Figure 7: Etapes de la digestion [10] 14
Figure 8 : Efficience de la digestion anaérobie selon la température [11] 15
Figure 9: Evolution de la quantité de méthane produite par la décharge de 2020 – 2035 22
Figure 10: Estimation du productible électrique à partir du biogaz issu des déchets ménagers du District d'Abidjan de 2020 à 2035 26
Figure 11: Schéma unifilaire de principe du raccordement au poste de la Riviera 28
Figure 12: Vue d'ensemble de la centrale 29
Figure 13: Schéma de principe de l'unité de valorisation proposée [14] 31
Figure 14: Prêt institutionnel : Courbe intérêt / Principal 46
Figure 15 : Prêt commercial : Courbe Intérêt / Principal 47

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Évolution et part des sources de production dans le parc de production de la Côte d'Ivoire de 2012 à 2016 [5] 6
Tableau 2 : Comparaison des différents procédés de valorisation [11] 9
Tableau 3: Paramètres d'optimisation du procédé de méthanisation [13] 12
Tableau 4 : Evolution du cadre institutionnel et rôle des acteurs de la gestion des ordures ménagères [4] 12
Tableau 5: Paramètres de calcul de résolution de l'équation 2 [9] 21
Tableau 6: Estimation du productible électrique de la décharge de 2020 à 2035 23
Tableau 7: Estimation du productible électrique à partir du biogaz produit par les biodigesteurs de 2020 à 2035 25
Tableau 8: Détails du calcul de LCOE 33
Tableau 9: plan de gestion environnementale et sociale des impacts négatifs 34
Tableau 10: Aspects positifs du projet 34
Tableau 11: Estimation de l'économie financière générée par la baisse de la facture de consommation en gaz naturel 37
Tableau 12: Estimation de la quantité d'émissions de CO2 évitée de 2020 à 2035 39
Tableau 13: Coût total d'investissement du projet 41
Tableau 14: Indicateurs de viabilité du projet 43
Tableau 15: Résultats des tests de sensibilité de l'analyse économique 43
Tableau 16: Comparaison des deux types de prêts de l'analyse financière 48
Tableau 17: Tests de sensibilité des deux types de prêts 49

SOMMAIRE

DEDICACE i
REMERCIEMENTS ii
SIGLES ET ABREVIATIONS iii
AVANT-PROPOS iv
LISTE DES FIGURES v
LISTE DES TABLEAUX vi
SOMMAIRE vii
RÉSUME ix
ABSTRACT x
INTRODUCTION 1
PARTIE I: 2
INTRODUCTION ..... **Erreur ! Signet non défini.**
I. Présentation de la Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) 3
I.1 Organigramme 3
I.2 Missions 3
I.1 Axes stratégiques 4
II. Objectif de l'étude 4
II.1 Objectif principal 4
II.2 Objectifs spécifiques 4
III. GÉNÉRALITÉS 5
III.1 Enjeux des Énergies Renouvelables 5
III.2 Valorisation de la biomasse 6
IV. Présentation de la décharge d'AKOUEDO 9
IV.1 Cadre d'étude 9
IV.2 Historique 12
V. Approche théorique 13
V.1 Généralités sur la méthanisation 13
PARTIE II: 18
ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ TECHNIQUE 18
I. Méthodologie 19
II. Estimation du gisement des DSM 19
II.1 Quantité du gisement avant 2020 19

II.2 Quantité du gisement après 2020 19
III. Estimation du biogaz collecté et du potentiel énergétique des DSM 20
III.1 Evaluation du potentiel énergétique du stock de déchets de la décharge 20
III.2 Evaluation du potentiel énergétique des DSM traités par les biodisgesteurs 24
III.3 Analyse de la production globale d'énergie à partir du biogaz produit par les déchets ménagers 26
IV. Raccordement au réseau électrique 26
IV.1 Etat des lieux du réseau électrique de la zone 27
IV.2 Niveau de tension pour le raccordement 27
IV.3 Dimensionnement du transformateur 27
IV.4 Choix des câbles de liaison souterraine 28
IV.5 Récapitulatif des constituants du raccordement 28
V. Description de l'installation 29
V.1 Cas des DSM existants sur la décharge 29
V.2 Cas des futurs DSM récoltés 30
VI. Evaluation des coûts d'installation de la centrale 31
VI.1 Coût d'investissement 31
VI.2 Coûts d'exploitation 32
VI.3 Calcul du LCOE (Levelized Cost of Energy) 32
VII. Plan de suivi environnemental et social 33
PARTIE III: ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DU PROJET 35
I. Analyse économique 36
I.1 Avantages socio-économiques du projet 36
I.2 Évaluation économique 40
II. EVALUATION FINANCIERE 44
II.1 Montant de l'emprunt 44
II.2 Hypothèses de financement 44
II.3 Indicateurs financiers 45
II.4 Résultats obtenus 46
CONCLUSION 50
BIBLIOGRAPHIE i
ANNEXES ii

RÉSUME

La forte croissance démographique et spatiale du district d'Abidjan (Côte d'Ivoire), engendre également une forte croissance quantitative des déchets solides ménagers (DSM). Le district d'Abidjan, avec une seule décharge d'ordures à ciel ouvert cherche encore ses repères en matière de gestion des déchets ménagers. Parallèlement, l'on note un déséquilibre important entre la production d'électricité de source thermique avec celle de source renouvelable dans le parc de production nationale et une volonté affichée du gouvernement d'améliorer le mix énergétique en faveur des énergies renouvelables. Dans ce contexte, la Direction des Etudes et de la Planification (DEP) de la société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) a initié un projet d'étude avec pour objectif d'évaluer les potentialités de la filière de valorisation énergétique des déchets solides ménagers.

Cette étude nous a permis d'estimer le potentiel énergétique à partir des procédés de valorisation énergétique que sont la captation du méthane naturellement produit sur le site de la décharge d'AKOUEDO et la méthanisation à l'aide des biodigesteurs.

Les résultats montrent que les déchets ménagers, sur la période de l'étude, permettront de produire près de ***1,315 milliards de mètre cube*** de biogaz. Cette quantité de biogaz permettra d'avoir un productible d'environ ***3 176,87 GWh*** d'énergie électrique à partir d'une unité de cogénération. Cette installation ayant un coût total d'investissement de ***53,53 milliards FCFA HT/HD*** avec un coût actualisé d'énergie produite (LCOE) de ***47,74 FCFA/kWh.*** Elle permet de réaliser une économie financière actualisée sur les 15 ans de ***50,66 milliards F CFA*** sur la facture de consommation en gaz naturel si l'électricité produite à l'aide du gaz naturel est substituée par celle produite par le biogaz. Elle contribuera également à la réduction de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère d'environ ***9,39 millions de tonnes équivalents de CO_2*** pour la préservation de l'environnement et pourra nous faire bénéficier d'un gain actualisé de ***13,86 milliards F CFA***, s'il est inscrit au mécanisme de développement propre (MDP). Ce projet s'inscrit comme projet de protection de l'environnement et du développement durable.

Les indicateurs économiques montrent que le projet est viable sur les 16 ans avec un Taux de Rentabilité Interne Economique (TRIE) de ***10%***, un Rapport Avantages/Coûts (RA/C) de ***0,99%***, une Valeur Actualisée Nette (VAN) de ***-713,28 milliards FCFA*** et un délai de retour (DR) sur investissement au bout de ***8ans***.

L'analyse financière montre une solidité financière du projet. Le ratio de la marge sur le service de la dette pour le prêt institutionnel est de ***4,39*** et celui du prêt commercial de 1***,76***.

Mots clés.

Déchets solides ménagers, gestion des déchets, décharge d'AKOUEDO, valorisation énergétique, méthanisation, biogaz.

ABSTRACT

The strong demographic and spatial growth met by the district of Abidjan (Côte d'Ivoire) the last decade has created a qualitative and quantitative increase of household's solid waste (DSM). The district is currently endowed with only one uncontrolled garbage dump which is still facing issues with the whole household's waste management. At the same time, the national energy produces from both thermal and renewable sources is widely unbal anced, while thermal generations overpass those of Renewable. Consequently, the Department of Studies and Planning (DEP) of the National Company of Energy Cote d'Ivoire (CI-ENERGIES) has elaborated this project, which aims to propose an efficient usage of household's solid waste for energy generation.

This study allowed us to estimate the energy potential from energetical valorization methods which are implemented through the gathering of methane naturally produced on the garbage site of AKOUEDO. The latter are transformed by methanization metabolism through a biodigester. The results show over the study period that household's waste will produce around 1,315 million cubic meters of biogas, which will generate about 3 176.87 GWh from one of the biogas plant. The overall plants'system; investiment will cost 53 530 million FCFA HT/HD. For a running period set to 15-years this project will allow financial savings of nearly 50,659.78 million FCFA spent on natural gas consumption bill. It will also contribute to the reduction of greenhouse gases emission (GHG) in the atmosphere by approximately 9.39 million tons of equivalent CO_2. Which is a significant volume showing significant actions toward environment preservation.

Finally, it will allow us to benefit from a discounted gain of 13 861 million FCFA, if it is included in the Clean Development Mechanism (CDM). As a recall this project was designed to show commitment in the environment protection and the sustainable development.

Economic indicators show that the project is viable over 16 years with an internal rate of profitability of 10%, a ratio benefit on cost of 0.99%, a net present value of -713.28 million FCFA and a return on investment of 8 years.

The financial analysis also shows the strong financial base of the project with significant value of the margin on debt service ratio 4.39 for the institutional loan and 1.76 for commercial loan.

Keywords.

Household solid waste, waste management, AKOUEDO landfill, energy recovery, methanization, biogas.

INTRODUCTION

La société des énergies de Côte d'Ivoire, en charge du développement du système électrique, a mis en place quatre plans directeurs pour la période 2014-2030. Ces plans ont pour objectif de bâtir un système électrique capable de porter l'ambition économique du gouvernement. Ces plans ont aussi pour but d'affirmer l'engagement du gouvernement dans sa lutte contre le réchauffement climatique en introduisant les énergies nouvelles et renouvelables dans le parc de production. C'est ainsi que le plan directeur production-transport prévoit 20% d'énergies nouvelles et renouvelable dans le mix énergétique à l'horizon 2030, alors que le pays ne dispose quasiment d'aucune installation de ce type dans son parc de production actuellement.
Pour relever ce défi, CI-ENERGIES, à travers sa direction des études et de la planification (DEP), explore toutes les potentialités du pays en matière d'énergie nouvelles et renouvelable, dont les déchets solides ménagers.

La Côte d'Ivoire, avec une population d'environ 23 millions habitants selon le recensement général de la population de 2014, produit énormément de déchets. La valorisation énergétique de cette énorme quantité de déchets pourrait être un véritable atout pour faire face à la forte croissance de la demande énergétique et par la même occasion à aider à la lutte contre le réchauffement climatique.
C'est dans ce contexte que s'inscrit le thème de ce présent mémoire ***« Étude de préfaisabilité de production d'électricité à l'aide des déchets ménagers : Cas du district d'Abidjan ».***

Ce mémoire comprend trois parties. La première partie aborde la présentation de notre structure d'accueil, les objectifs de l'étude et les généralités sur le thème. La deuxième partie s'intéresse à la préfaisabilité technique du projet. Enfin, la troisième partie s'intéresse à la rentabilité économique et à la faisabilité financière du projet.

PARTIE I: INTRODUCTION

I. Présentation de la Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES)

La Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) a été créée par le décret n°2011-472 du 21 décembre 2011. Elle a pour objet, en République de Côte d'Ivoire et à l'étranger, d'assurer le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'Etat en tant qu'autorité concédante. Son capital social est de 20 Milliards de Francs CFA. Elle est répartie sur six sites : le siège au plateau, le parc matériel à (Yopougon, Niangon, BiaSud et Bingerville) et le barrage de Soubré. Son siège social est situé à Abidjan précisément à l'immeuble EECI dans la commune du plateau.

I.1 Organigramme

La Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-ENERGIES) est organisée selon l'organigramme présenté à la figure 1.

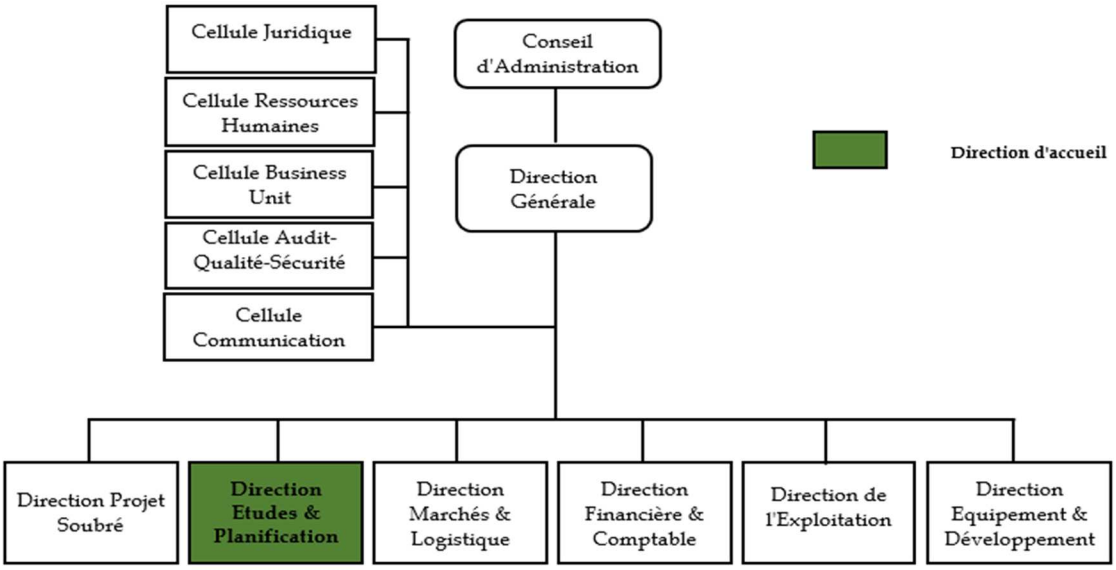


Figure 1 : Organigramme de CI-ENERGIES [5]

I.2 Missions

La société prend toutes les dispositions nécessaires pour :

- La planification de l'offre et de la demande en énergie électrique, en coordination avec le ministère en charge de l'Energie ;
- La maitrise d'œuvre des investissements en matière d'extension, de renforcement et de renouvellement du réseau de transport et d'électrification rurale ;
- Le suivi de la gestion des fonctions d'achat, de transport et de mouvement d'énergie électrique ;
- La gestion administrative, comptable et financière de l'ensemble des éléments formant le domaine public et privé, les ouvrages et équipements constituant les actifs et immobilisations de l'Etat ;
- Le suivi de la gestion de l'exploitation du service concédé ;

- La maîtrise d'ouvrage des travaux relatifs aux infrastructures, ouvrages et équipements du secteur de l'électricité ;
- La gestion au nom et pour le compte de l'Etat de la redevance prévue par la convention de concession de service public de production, transport, distribution, importation et exportation de l'électricité ;
- La tenue des comptes consolidés et le contrôle de l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

I.1 Axes stratégiques

CI-ENERGIES a trois axes stratégiques principaux qui sont :

- A1. Développement des capacités d'investissement ;
- A2. Adéquation de l'Offre et la demande d'énergie ;
- A3. Développement durable et responsabilité sociétale.

II. Objectif de l'étude

II.1 Objectif principal

Dans le cadre de la planification du réseau électrique national, CI-ENERGIES a élaboré quatre plans directeurs pour la période 2014-2030. Ce sont, les plans directeurs Production-Transport, Distribution, Automatisme-Téléconduite et Electrification Rurale. Ces études ont permis d'élaborer un programme cohérent de réalisation des investissements identifiés sur la période d'étude. Le plan production-transport a fixé comme un des objectifs majeurs, l'atteinte de 20% de puissance installée d'énergie nouvelle et renouvelable dans le mix énergétique à l'horizon 2030.

Ainsi, CI-ENERGIES explore toutes les potentialités réelles de sources d'énergies nouvelles et renouvelables disponibles en Côte d'Ivoire dont les déchets solides ménagers du District d'Abidjan l'objet de notre étude.

La problématique que soulève la valorisation énergétique de ces déchets solides ménagers du District d'Abidjan est :

« Quel procédé de valorisation énergétique des déchets solides ménagers convient le mieux au District d'Abidjan ?

Pour répondre à cette problématique, la direction des études et de la planification (DEP) a initié cette étude dont le thème est : **« Etude de préfaisabilité de production d'électricité à l'aide des déchets ménagers : Cas du district d'Abidjan ».**

La présente étude a donc pour objectif principal d'évaluer les potentialités de la valorisation énergétique des Déchets Solides Ménagers (DSM) du district d'Abidjan.

II.2 Objectifs spécifiques

Cet objectif principal se décline en plusieurs objectifs spécifiques :

- Estimer le tonnage et caractériser le gisement ;
- Estimer le potentiel énergétique des déchets ménagers à partir du procédé approprié ;
- Faire l'analyse économique et financière du projet.

III. GÉNÉRALITÉS

III.1 Enjeux des Énergies Renouvelables

Les prises de conscience sur la nécessité d'adopter les énergies renouvelables ont pris de l'ampleur depuis les sommets de Rio de Janeiro, tenue en 1992 ayant pour sujet principal l'environnement et le développement durable, celui de Kyoto en 1998 portant sur la réduction des gaz à effet de serre, la COP21 qui s'est tenue à Paris en 2015 qui a eu pour thème « climat et développement » et la dernière en date est la COP22 qui a eu lieu à Marrakech (Maroc) en 2016.

Les énergies renouvelables représentent pour le monde une alternative très sérieuse pour la diminution de la dépendance aux énergies fossiles.

La Côte d'Ivoire ne veut pas rester en marge de cette réalité, étant un pays important dans le développement économique de la sous-région ouest africaine de par sa situation géographique et ses ressources naturelles. Ce pays au fil des années a vu son parc de production évolué graduellement ***(Figure 2).*** Estimé à 20 MW en 1959, ce parc totalise une puissance installée de 1924 MW [7] en 2016. Cette production a évolué avec la mise en marche du barrage hydroélectrique de SOUBRE ayant une capacité totale de 275 MW. L'état ivoirien veut developper le mix énergétique en intégrant les EnR dans le parc de production et faire de la Côte d'Ivoire un hub énergétique à l'horizon 2030.

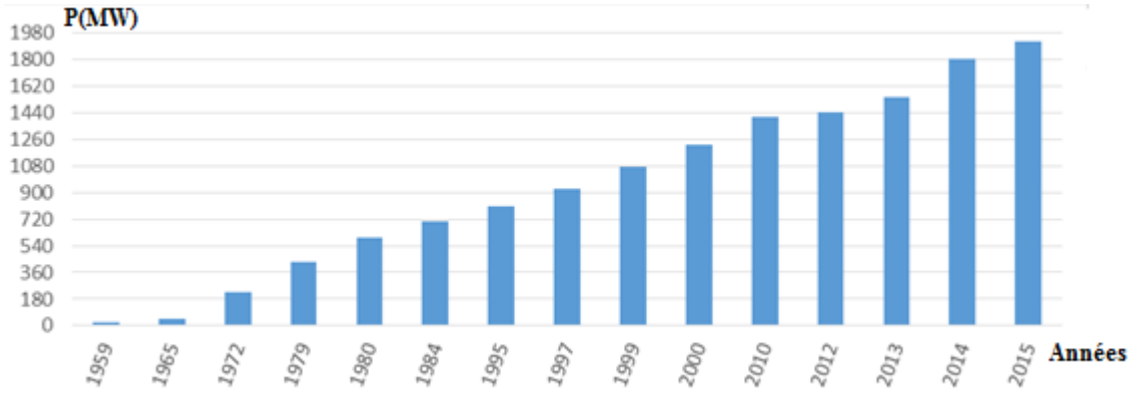


Figure 2: Évolution de la puissance installée en Côte d'Ivoire [5]

Le parc de production d'électricité ivoirien est constitué actuellement de deux (02) grandes sources[1] qui sont le thermique avec 1320 MW installé soit 68,81% et l'hydraulique avec 604 MW soit 31,39%. Il apparait clairement que l'approvisionnement, la disponibilité et le coût des combustibles fossiles (gaz, liquide) constituent un enjeu important pour la production d'électricité en Côte d'Ivoire.

[1] Annexe 2 : Répartition du parc de production en Côte d'Ivoire en 2016

Tableau 1: Évolution et part des sources de production dans le parc de production de la Côte d'Ivoire de 2012 à 2016 [5]

Année	*Production Thermique (GWh)*	*Part Thermique (%)*	*Production Hydraulique (GWh)*	*Part Hydraulique (%)*	Production Totale (GWh)
2012	5 149,80	***74,22***	1 788,50	***25,78***	***6 938,30***
2013	5 964,50	***78,79***	1 605,70	***21,21***	***7 570,20***
2014	6 288,20	***76,67***	1 913,50	***23,33***	***8 201,70***
2015	7 255,47	***84,29***	1 352,50	***15,71***	***8 607,97***
2016	8 543,30	***84,82***	1 528,60	***15,18***	***10 071,90***

Au vue du **tableau 1**, nous constatons une diminution de la production hydraulique.
Dans l'optique de rééquilibrer son mix énergétique en plus de l'hydroélectricité existante, CI-ENERGIES annonce dans son plan directeur, sa volonté d'implanter et augmenter la part des EnR à hauteur de 20% de la puissance installée à l'horizon 2030 grâce à l'implantation de centrales exploitant la petite hydroélectricité, le solaire photovoltaïque et de la biomasse.

III.2 Valorisation de la biomasse

III.2.1 Etat des lieux des techniques de valorisation

III.2.1.1 Les différentes voies de valorisation

La biomasse est l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale. La biomasse dans sa composition renferme plusieurs éléments différents. On les classe de la façon suivante [10] :

- Les biomasses sèches : Ce sont les biomasses de types « herbacées » et de type « bois » ;
- Les biomasses humides : Ce sont les biomasses de types « fumiers », « boues », « plantes aquatiques » et « herbacées humides » ;
- Les biomasses oléagineuses : Ce sont les biomasses de types « noyaux et graines » ;
- Les biomasses sucrées : Ce sont les biomasses qui contiennent des sucres libres (fruits, canne, betteraves, etc.) ou de l'amidon (tubercules, céréales).

La figure 3 nous décrit les différentes voies de valorisation de la biomasse.

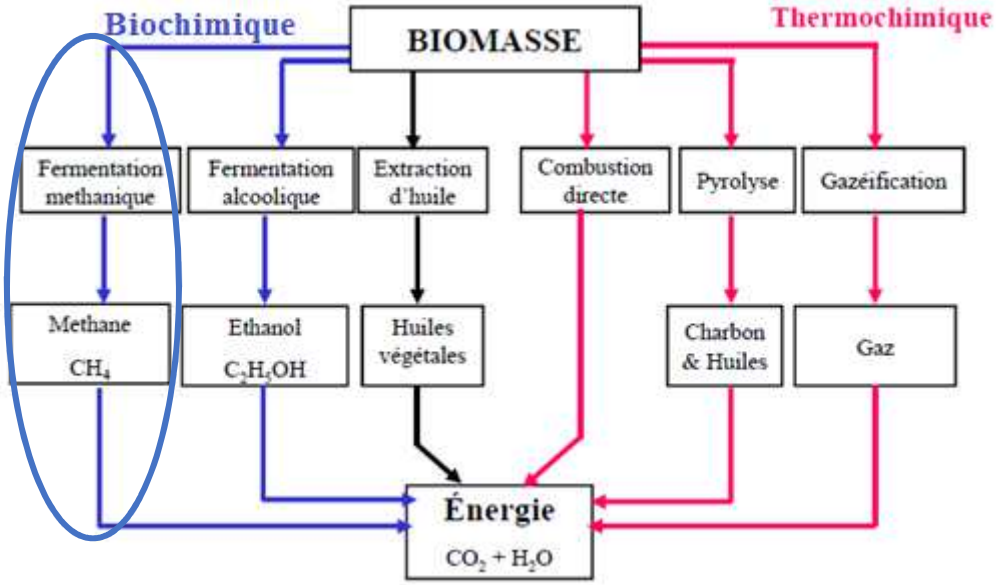


Figure 3 : Synthèse des différentes voies de valorisation énergétique de la biomasse [10]

La biomasse est la seule source d'énergie renouvelable permettant de produire des carburants gazeux, liquides et solides à même de remplacer les combustibles d'origine fossiles utilisés dans le domaine du transport ou dans la production d'électricité et de chaleur.

Les déchets ménagers produits par le District d'Abidjan étant nuisibles pour l'environnement et nocifs pour la population, nous avons trouvé utile de nous intéresser dans la suite de notre étude. La partie valorisable énergiquement des déchets portera sur la matière organique. Donc, nous ne nous intéresserons qu'à la matière organique présente dans ces déchets solides ménagers (DSM). Elle sera assimilée à la biomasse humide du fait de la situation géographique de la zone d'étude.

III.2.1.2 Différentes Filières de valorisation des DSM

Il existe trois grandes filières de valorisation des déchets ménagers qui sont les suivantes [11] :

- **Valorisation de la matière**
  - ❖ traiter les déchets recyclables pour en faire des matières premières secondaires (papier, métaux, bois, etc.) ;
  - ❖ assurer la commercialisation et le négoce des matières premières secondaires issues des tris et des traitements.
- **Valorisation énergétique**

Produire, à partir des déchets non recyclables (matière organique, fumiers etc.) :

  - ❖ de l'électricité et alimenter des réseaux de chauffage urbain ;
  - ❖ du combustible de récupération et alimenter des fours ou des centrales industrielles ;
  - ❖ du biogaz et alimenter des unités de production énergétique ou des véhicules équipés de moteurs à gaz.
- **Valorisation agronomique**
  - ❖ Transformer les déchets organiques en compost et amendements organiques pour revitaliser les sols.

III.2.1.3 Procédés de valorisation énergétique des DSM

La valorisation des déchets solides ménagers offre une deuxième vie aux déchets. En gestion des déchets, la valorisation des déchets ou revalorisation est un ensemble de procédés par lesquels on transforme un déchet matériel ou un produit en apparence inutile en un nouveau matériau ou produit de qualité ou d'utilité supérieure. Dans notre cas, cette valorisation aura un objectif énergétique.

Il existe différentes voies de valorisation énergétique des déchets ménagers :

- **la méthanisation ou fermentation méthanique ou fermentation anaérobie** est un processus de déjection anaérobie des déchets humides. Elle est une forme de valorisation énergétique par la biodégradation de la matière organique des déchets conduisant à la libération du biogaz. Le biogaz contient environ 50 à 70 % de méthane, fraction la plus riche en énergie. Le déchet initial débarrassé de la fraction organique est appelé digestat, fraction solide. Un post traitement de ce dernier permet d'obtenir de l'engrais pour l'enrichissement des sols au compte de l'agriculture en générale.
- **l'incinération** consiste à brûler à l'aide d'un incinérateur les déchets souvent collectés, sans tri préalable. Elle présente l'avantage d'une forte réduction de la masse et du volume des déchets. Toutefois, elle engendre une forte pollution atmosphérique avec l'émission de plusieurs gaz dont certains sont très toxiques et/ou sont à effets de serre. Au nombre des gaz issus de l'incinération des DSM, on peut citer les composés organiques volatils, les oxydes d'azote puis les furanes et dioxines spécifiquement mentionnés dans la convention de Stockholm parmi les 12 substances les plus dangereuses. La pratique de l'incinération est très peu utilisée par les pays côtiers notamment la ville d'Abidjan à cause du fort taux d'humidité des DSM, mais également de la technologie assez sophistiquée qu'elle nécessite sans oublier les contraintes financières de fonctionnement. Les rebus issus de l'incinération ne sont pas valorisable agronomiquement.
- **la gazéification** est un procédé de traitement thermique utilisée pour transformer directement des matières organiques sèches en un gaz composé essentiellement de monoxyde de carbone et de l'hydrogène. Elle est une alternative appropriée à l'incinération et s'adresse en particulier aux déchets solides et secs. Donc l'offre technologique inclut le séchage, la pyrolyse, la torréfaction, la combustion ou encore la gazéification.

III.3 Étude comparative des différentes technologies

Plusieurs paramètres dont la caractérisation et la production quotidienne de déchets, les investissements à prévoir, les orientations politiques sont déterminantes pour le choix d'un procédé de traitement. Chacune des différentes méthodes précitées est efficace dans certaines villes alors qu'ils échouent dans d'autres. Ceci s'explique par des facteurs combinés tels que l'environnement socio-économique, les contraintes géographiques et urbaines, la mise en œuvre ou non du tri sélectif, la qualité et la quantité des gisements traités et la technologie utilisée. Il y a des procédés qui nécessitent beaucoup plus de moyens technologiques que d'autres. Le tableau 2 nous donne des éléments de choix du procédé de valorisation énergétique appropriée pour notre étude.

Tableau 2 : Comparaison des différents procédés de valorisation [11]

	Energie		Agronomie	
Méthanisation	☺	☺	☺	
Incinération	☺	☺	☹	
Gazéification	☺	☺	☺	

Légende

☹ **: Mauvais** ☺ **: Bon**

IV. Présentation de la décharge d'AKOUEDO

IV.1 Cadre d'étude

IV.1.1 Situation géographique du district d'Abidjan

Capitale économique de la Côte d'Ivoire, l'agglomération d'Abidjan est située au sud du pays au bord du golfe de Guinée, sur l'océan Atlantique précisément sur les rives de la lagune Ébrié entre les latitudes 5°00 et 5°30 Nord et les longitudes 3°50 et 4°10 Ouest avec un climat de type équatorial de transition (chaud et humide).

Depuis 2001, la ville d'Abidjan a été érigée en District Autonome par la loi ***n°2001 – 478 du 09 août 2001*** portant statut du District d'Abidjan. Il s'étend sur une superficie totale estimée à près de 137 000 hectares [13] et compte treize (13) communes dont les dix (10) de l'ex ville d'Abidjan (Abobo, Adjamé, Attécoubé, Cocody, Koumassi, Marcory, Plateau, Port-Bouët, Treichville, Yopougon) et les communes d'Anyama, Bingerville et Songon. Il est limité au nord par le département d'Agboville, à l'est par les départements d'Alépé et de Grand-Bassam, au sud par l'Océan Atlantique et à l'ouest par les départements de Dabou et de Jacqueville. La carte descriptive du district d'Abidjan est présentée en ***Annexe 2***.

IV.1.2 Description de la décharge

À l'origine, le site de la décharge appartenait coutumièrement à la communauté villageoise d'AKOUEDO. Il est devenu dans le plan directeur d'Abidjan une réserve administrative à caractère spécifique et propriété de l'Etat. La décharge d'AKOUEDO est située précisément à 15 km du centre-ville d'Abidjan (coordonnées géographiques : 5°21'07''N, 3°56'30''W).

La décharge d'AKOUEDO, comme beaucoup de décharges à ciel ouvert dans les pays en développement, est sujette à une exploitation menée par des personnes du secteur informel. Leurs activités principales consistent en la récupération des déchets valorisables, le tri, éventuellement le lavage et la revente à des grossistes des biens récupérés. D'après l'ANASUR, ce site de 153 ha recueille les déchets des populations de tout le district d'Abidjan depuis 1965

et est arrivé à saturation en 2004. Pourtant, les déchets continuent d'y être entassés. La mauvaise exploitation des alvéoles a réduit la durée de vie de cette décharge. L'ANASUR a un rôle de contrôle de la prestation de PISA-IMPEX qui dispose de son matériel, composé de compacteurs et de bulldozers qui permettent d'optimiser l'espace de disposition des déchets, des quais de stockage des déchets et un poste de pesage des ordures ménagères situé à l'entrée. Ces déchets solides ménagers créent un problème de santé publique en témoigne le déversement des déchets toxiques en août 2006 dans cette décharge. Ceci explique les fermetures intempestives et répétées de cette décharge par les populations riveraines. Cette fermeture définitive de la décharge était prévue en avril 2010 mais elle fut repoussée en décembre 2012 suite à la crise militaro-politique. Cependant, jusqu'aujourd'hui, cette fermeture n'est pas effective.

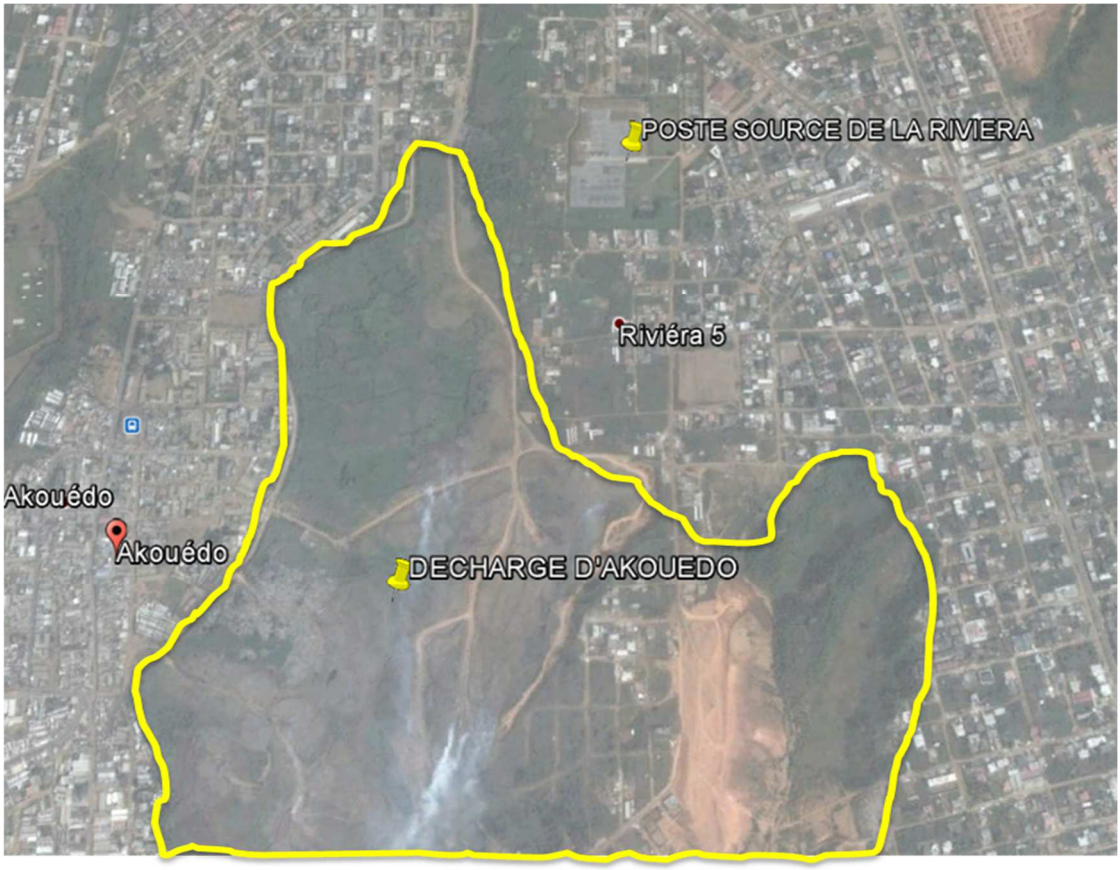


Figure 4: Vue aérienne du site d'AKOUEDO dans le district d'Abidjan[2]

IV.1.3 Cadre Organisationnel

L'organisation des déchets ménagers a connu de nombreux changements au fil du temps pour aboutir au schéma présenté à la ***figure 5*** à travers la stratégie et le programme national de gestion durable des déchets urbains en Côte d'Ivoire de 2002. Nous avons la pré-collecte ou collecte primaire qui consiste à collecter les déchets au niveau des ménages jusqu'au poste de groupage. La collecte secondaire, sous la responsabilité des structures étatiques est exécutée

[2] *Source : GOOGLE Earth*

par des opérateurs privés qui assurent la collecte et le transport jusqu'à la décharge d'AKOUEDO.

Périodes	Organisation générale du service
1958-1991	Production → Collecte → Station de transfert → Transport → Décharge
1992-1998	Production → Précollecte → Collecte → Station de transfert → Transport → Décharge
1999-2002	Production → Précollecte → Collecte → Transport → Décharge
Depuis 2002	Production → Précollecte → Centres de groupage → Collecte → Transport → Décharge

Figure 5: Organisation générale du service de 1958 à 2002 [4]

IV.1.4 Caractéristiques des déchets de la décharge

Pour une bonne estimation du potentiel énergétique des déchets solides ménagers, la connaissance de certains paramètres est essentielle. Pour la présente étude, nous adopterons les résultats de l'étude selon la méthode MODECOM [13]. Les résultats de cette étude sont présentés par la **figure 6**.

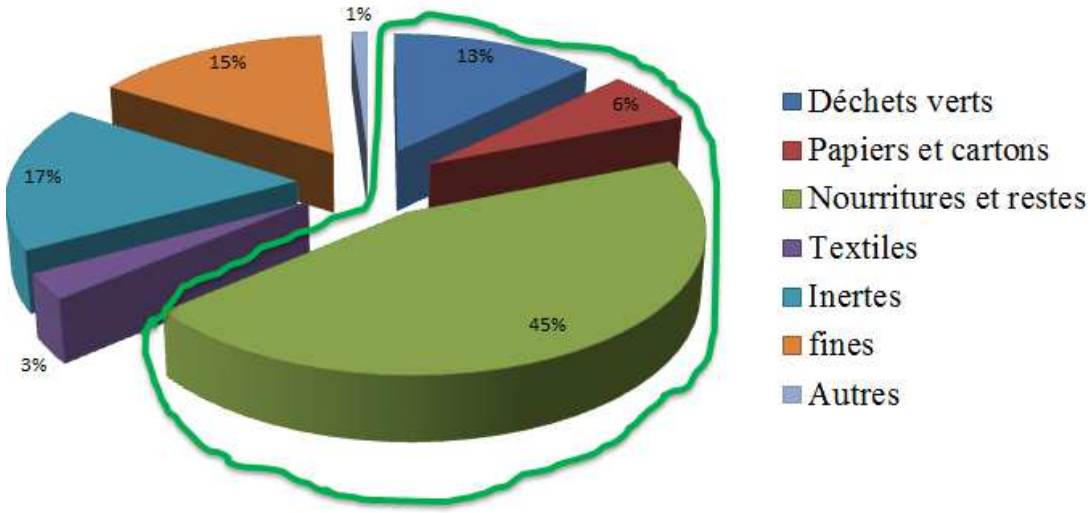


Figure 6: Typologie des déchets solides ménagers en pourcentage dans le District d'Abidjan [13]

La figure 6 montre que les ordures ménagères présentent les caractéristiques suivantes :

- Fortes teneurs en matières biodégradables (matières putrescibles, restes de cuisine, papiers et cartons) de l'ordre de **64 %**
- Autres matériaux de **36 %**

Tableau 3: Paramètres d'optimisation du procédé de méthanisation [13]

Taux d'humidité (%)	**43**
Rapport Carbone/Azote (C/N)	**26**
Taux de matière sèche (%)	**57**
Taux de matière sèche volatile (%)	**60**
Production spécifique (kg/hbt/jour)	**1,06**

IV.1.5 Choix du procédé de valorisation des déchets

Au vue du ***Tableau 2***, deux procédés sont appropriés pour une meilleure valorisation des DSM qui sont la méthanisation et la gazéification. La méthanisation est un procédé utilisant des déchets solides ménagers ayant un taux d'humidité élevé or celle de la gazéification utilise les déchets préalablement conditionnés et séchés. Les déchets solides ménagers du district d'Abidjan ont un taux d'humidité de **43%** qui correspond à un taux élevé (déchets humides) et le digestat après un pos traitement permet d'obtenir de l'engrais pour l'enrichissement des sols au compte de l'agriculture. Donc, nous opterons pour le procédé de **la méthanisation**.

IV.2 Historique

La gestion des déchets solides ménagers du district d'Abidjan a beaucoup évolué au fil du temps. Les nombreuses mutations institutionnelles occasionnées sont dues à une recherche d'amélioration continue dans la collecte des DSM. Depuis 2007, l'Agence Nationale de Salubrité Urbaine (ANASUR) est en charge de la régulation et de la gestion des déchets de toutes natures, à l'exception des déchets médicaux. Le **tableau 4** nous donne l'historique de la gestion de ces ordures ménagères.

Tableau 4 : Evolution du cadre institutionnel et rôle des acteurs de la gestion des ordures ménagères [4]

Périodes	Tutelle/Assistance technique	Maitre d'ouvrage	Maitre d'œuvre	Entreprises Prestations	Contrôle du Service
1958 - 1980	Ministère des TP et du transport	Etat de Côte d'Ivoire	Etat de Côte d'Ivoire	SITAF	
1980 - 1992	Ministère des TP et du transport (1980 - 1984)	Ville d'Abidjan	Ville d'Abidjan (1980 - 1984)	SITAF	DCGTx (1985 - 1992)
	Ministère de l'environnement (1985 - 1992)		DCGTx (1985 - 1992)	Ville d'Abidjan (01-1992 à 10-1992)	
	DCGTx (01-1992 à 09-1992)				
1992 - 2003	Ministère de l'environnement	Ville d'Abidjan	Ville d'Abidjan	ASH (1992 - 1999)	DCGTx
				ASH (1999 - 2003) et 20 autres opérateurs privés	BNETD
2003 - 2007	Ministère de l'environnement (2003 - 2006)	District et commune d'Abidjan	District et commune d'Abidjan	Plusieurs opérateurs privés	District et commune d'Abidjan
	Ministère de la Santé et de l'Hygiène publique (2006 - 2007)				
Dépuis 2007	Ministère de la Ville et de la Salubrité Urbaine	ANASUR	ANASUR	Plusieurs opérateurs privés	ANASUR

V. Approche théorique

V.1 Généralités sur la méthanisation

V.1.1 Définition de la méthanisation

La méthanisation encore appelée digestion anaérobie ou fermentation méthanique est un processus biologique basé sur la dégradation par des micro-organismes de la matière organique, en conditions contrôlés et en l'absence d'oxygène (réaction en milieu anaérobie). Cette digestion se déroule dans un réacteur ou une enceinte close dénommée digesteur et aboutit à la production de biogaz (CH_4 *et* CO_2) et du digestat (produit humide riche en matière organique partiellement stabilisé et utilisé comme fertilisant pour l'agriculture)
Il s'agit d'un processus complexe assuré grâce à l'action concertée de micro-organismes appartenant à différentes populations microbiennes et qui se déroule généralement en 4 étapes qui sont l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogenèse et la méthanogenèse.

V.1.2 Les étapes de la digestion anaérobie

- ***Hydrolyse et Acidogénèse***

Cette première étape est effectuée par un ensemble varié de micro-organismes, la plupart anaérobies strictes. Généralement, l'hydrolyse est le fait d'enzymes extra- cellulaires (cellulases, hydrolases, amylases, protéases, lipases etc.) qui libèrent des produits de poids moléculaire plus faible (monomères) qui vont pénétrer dans la cellule où ils seront dégradés selon les voies classiques du catabolisme. Ces monomères sont transformés en acides organiques et alcools avec libération d'ammonium (NH_4^+); de dioxyde de carbone (CO_2) et d'hydrogène (H_2): c'est l'Acidogénèse

- ***Acétogénèse***

C'est pendant cette phase que sont produits, à partir des étapes précédentes, les principaux substrats de la méthanogénèse : acide acétique (CH_3COOH), CO_2 et H_2. L'acide acétique est un intermédiaire clé de la transformation de la matière organique dans l'environnement. De nombreuses bactéries sont capables de faire de l'acétate par fermentation et sont souvent qualifiés « d'acétogènes »

- ***Méthanogénèse***

C'est l'étape finale et spécifique de la fermentation méthanique. Elle conduit à la réduction du carbone en méthane et elle est réalisée par des microorganismes très spécialisés, anaérobies strictes, qui se subdivisent en méthanobactériales, méthanococcales et méthanomicrobiales.
Il existe deux grandes voies de formation du méthane :

- La voie acétoclastique où l'acide est transformé en méthane :

$$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2$$

- La voie hydrogénophile où c'est le mélange CO_2/H_2 qui est utilisé :

$$2H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + O_2$$

D'autres réactions existent à partir de différents composés comme le méthanol, l'acide formique, la méthylamine ou encore le diméthylsulfure. Ces différentes étapes sont présentées à la **figure 7**.

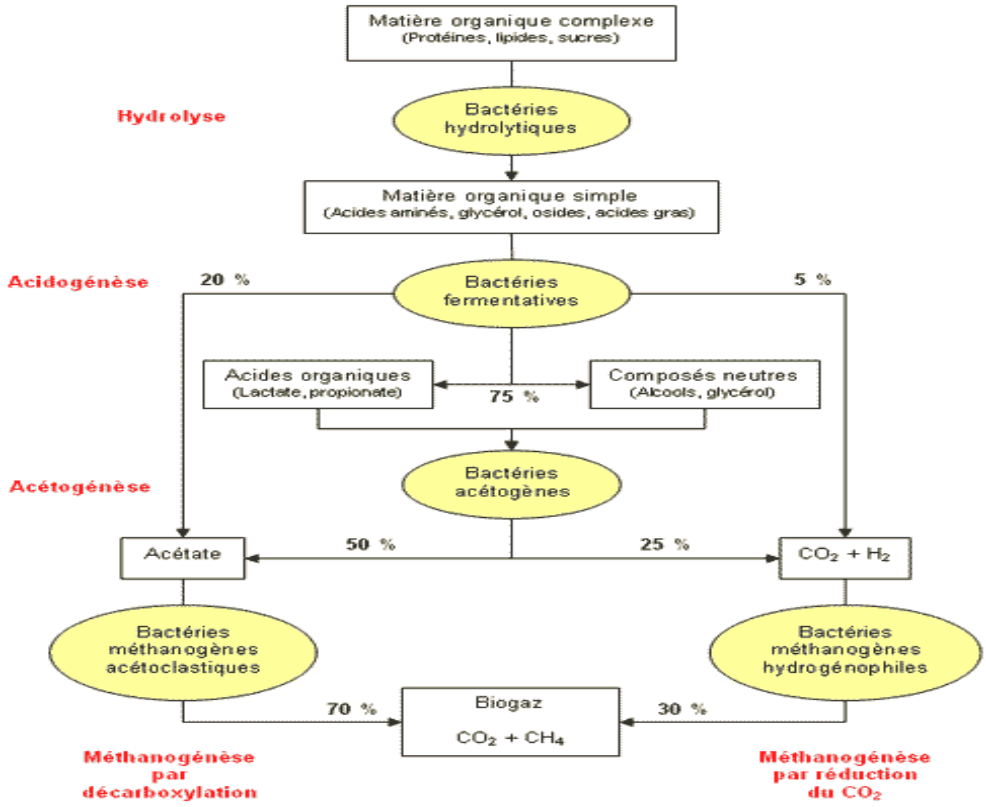


Figure 7: Etapes de la digestion [10]

V.1.3 Paramètres d'optimisation de la méthanisation

Plusieurs facteurs interagissent entre eux et influencent la vitesse et l'efficacité de la digestion anaérobie. Les principaux paramètres tirés de la littérature sont présentés dans les paragraphes suivants.

V.1.3.1 La température

Comme pour les autres processus biochimiques, l'élévation de la température engendre une augmentation de l'efficience de la méthanisation. Par contre, cette croissance de l'efficacité n'est pas linéaire, mais affiche plutôt des zones idéales de température. Le maintien de la température dans l'une de ces plages est essentiel pour l'efficacité du processus. La ***figure 8*** indique les performances de la digestion anaérobie par rapport à la température. Cette performance est calculée en fonction de la production de biogaz, de la vitesse de croissance des microorganismes et de la performance de dégradation du substrat.

Le contrôle de la température au sein du digesteur doit donc être précis (système de mesure fiable et étalonné régulièrement), régulier et représentatif de l'ensemble du digesteur. Les bactéries ne se développent que lorsqu'elles sont dans des conditions adéquates de température, d'où le maintien de la température à 55°C est essentiel pour l'efficacité du processus.

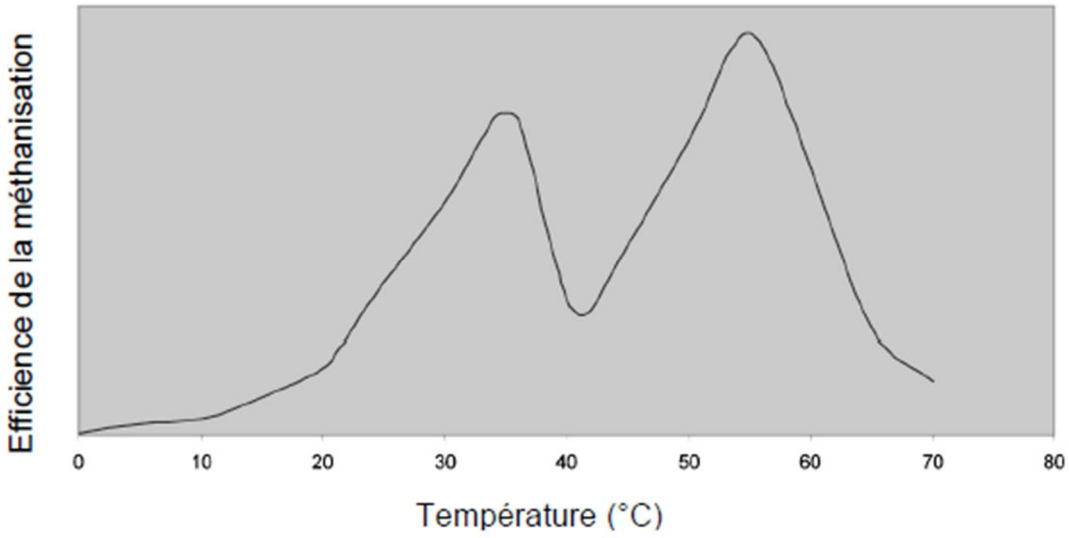


Figure 8 : Efficience de la digestion anaérobie selon la température [11]

V.1.3.2 Le PH

La gamme de pH dans laquelle doit se dérouler la digestion anaérobie est définie en fonction des conditions optimales de vie des différents groupes bactériens. La gamme optimale de fonctionnement se situe entre 6,8 et 7,4. Si le pH du milieu est acide, cela entraine un arrêt de la fermentation. Par ailleurs si le pH du milieu est basique, cela entraine une production des éléments sulfato-réducteurs, inhibiteurs (H_2S, H_2, etc.).

V.1.3.3 Le rapport Carbone/Azote (C/N)

Des études indiquent que la proportion désirable du rapport *(C/N)* se situe entre 20 et 30, 25 étant le ratio idéal. Une augmentation de l'apport en azote peut mener à une production accrue d'ammoniac, ce qui peut nuire aux micro-organismes responsables de la production du biogaz et arrêter la méthanisation.

V.1.3.4 Le taux de matière sèche (MS)

Comme pour toute activité biologique, l'humidité a une grande influence sur l'action des bactéries. Des études montrent que des taux d'humidité supérieurs à 60 % augmentent la production de gaz, qui atteint un maximum environnant 80%. Dans tous les cas, l'humidité des déchets doit être suffisante pour que l'hydrolyse, première étape de la méthanisation, puisse se dérouler normalement. Par contre, le taux de matière sèche contenu dans le mélange entrant doit être le plus faible possible, soit 12 et 15%. Le compromis est qu'il faut de la matière sèche pour fixer les bactéries pour favoriser une dégradation rapide de la matière organique mais cette valeur ne doit pas dépasser 20%.

V.1.3.5 Le temps de rétention hydraulique

Il s'agit là d'un autre paramètre fondamental de la digestion anaérobie. C'est le temps pendant lequel une unité de produit à digérer demeure à l'intérieur du digesteur. Ce temps est fonction de la température, du taux de matière sèche, de la nature et de la composition du substrat : plus

la température est élevée, plus la digestion est rapide, plus le substrat est riche en eau et en particules fines, plus la digestion est rapide.

V.1.3.6 L'agitation

Une bonne agitation permet d'éviter la production de croûtes et la décantation de particules denses ce qui permet de rompre la couche qui surnage et facilite ainsi l'échappement du biogaz ; elle favorise aussi la dégradation de la matière organique (MO) par les bactéries. Plus la teneur en matière sèche est élevée dans le digesteur, une agitation lente et régulière permet d'optimiser la biologie et le brassage pour homogénéiser le contenu et éviter la sédimentation.

V.1.4 Les divers processus de méthanisation

La méthanisation est un processus qui peut se développer selon plusieurs conditions distinctes. Par rapport aux procédés de digestion anaérobie, on peut les classifier en fonction de la température des réactions, de la teneur en matière sèche du substrat et selon le fonctionnement des digesteurs.

V.1.4.1 Selon la température

Le processus de dégradation anaérobie, pour qu'il soit efficient avec une meilleure production de biogaz, peut se situer dans 2 gammes de température :

- ***35 - 40°C : mode mésophile***, avec une température optimale de fonctionnement de 35 °C. C'est le mode le plus utilisé, à cause de sa stabilité et de sa bonne production de biogaz. De plus, les microorganismes mésophiles sont plus robustes et plus tolérants aux variations de température, donc plus indiqués pour les digesteurs avec des caractéristiques moins contrôlées et localisées dans des climats plus froids. Le temps de séjour moyen est de 3 semaines.
- ***50 - 65°C : mode thermophile***, avec un optimum se situant autour de 55 °C. Il est de plus en plus utilisé pour le traitement de résidus solides. Des températures plus élevées permettent l'amélioration de la vitesse de l'hydrolyse et une meilleure dégradation du substrat. Par contre, ce sont des systèmes plus sensibles aux substances toxiques et aux variations de température. De plus, la nécessité d'un apport plus important d'énergie thermique le rend moins intéressant d'un point de vue énergétique. Le temps de séjour moyen pour les systèmes thermophiles varie entre 10 et 15 jours.

V.1.4.2 Selon la teneur en matière sèche du substrat

Les digesteurs peuvent être classés selon la concentration en eau du substrat organique à traiter. De cette façon, on utilise les dénominations :

- ***Procédés à voie humide :*** la teneur en matières sèches est inférieure à 15 %. Ce sont des procédés utilisés principalement pour la méthanisation des boues d'épuration, du lisier ou d'autres intrants liquides. Dans le cas des résidus solides, leur dilution doit être faite dans le but d'obtenir une concentration de 10 à 15 % de matières solides. Cela provoque une augmentation des coûts causée soit par un apport d'eau, soit par la recirculation de l'eau de procédé, donc des équipements nécessaires à cette recirculation. Ces réacteurs ont une meilleure homogénéisation du substrat, ce

qui améliore la digestion. Par contre, le besoin de cuves plus grandes augmente le coût des réacteurs et du chauffage du substrat.

- ***Procédés à voie sèche :*** la teneur en matières sèches est comprise entre 20 et 50 %. Ces systèmes sont utilisés principalement pour le traitement des résidus solides qui sont mis dans le réacteur sans importants ajouts d'eau. La consistance du milieu de fermentation est pâteuse ou semi-solide. Une plus grande concentration du milieu permet l'utilisation de réacteurs moins grands, donc moins coûteux. Par contre, cette concentration accrue nécessite des pompes spéciales et cause plus de stress mécaniques aux équipements.

V.1.4.3 Selon Le fonctionnement des réacteurs

Le flux des matières organiques dans les digesteurs varie selon la technologie utilisée, c'est-à-dire selon les modes d'alimentation et d'évacuation des réacteurs. Il est exprimé en kg de MO par m^3 de digesteur ou de digestat et par jour. Il est important de contrôler ce paramètre pour éviter des problèmes de surcharge organique qui provoquent l'acidification du milieu. Les valeurs de référence dépendent du type de procédé considéré, qui sont :

- ***Procédé en mode continu :*** les digesteurs sont alimentés en continu, avec une quantité entrante de matières équivalente à celle évacuée : ce sont les systèmes les plus utilisés. Comme il y a un apport continu de matières fraîches, toutes les étapes de la digestion anaérobie se déroulent sans interruption. De cette façon, la production de méthane est constante.
- ***Procédé en mode discontinu :*** les digesteurs sont remplis et, après la fin de la digestion, vidangés. Les réactions de méthanisation se produisent en séquence et la production de méthane prend la forme d'une cloche. À la fin de la digestion, lorsque le dégagement du biogaz chute ou devient nul, le réacteur est vidé et un nouveau lot y est introduit.
- ***Procédé en mode discontinu séquentiel*** : système qui combine les deux modes afin de maximiser les avantages de chacun.

PARTIE II :
ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ TECHNIQUE

I. Méthodologie

Pour la valorisation énergétique des déchets de la décharge d'AKOUEDO, deux procédés seront mis en œuvre conjointement. La méthanisation naturelle des DSM déjà stockés sur la décharge et la méthanisation à l'aide de biodigesteurs pour les futurs DSM afin de compenser le caractère décroissant du biogaz produit par le premier procédé. Le biogaz obtenu, sera transformé en énergie électrique grâce à une unité de cogénération. Ensuite l'énergie sera évacuée sur le réseau électrique existant pour alimenter la population.
Pour réaliser l'étude de préfaisabilité de la valorisation des DSM, nous allons suivent les étapes suivantes :

- Estimation du gisement des DSM ;
- Estimation du biogaz collecté et du potentiel énergétique ;
- Raccordement au réseau électrique.

II. Estimation du gisement des DSM

II.1 Quantité du gisement avant 2020

Cette quantité est celle qui serait stockée avant la fermeture de la décharge. Ce stock de DSM, sera couvert pour produire naturellement du biogaz. Pour l'estimation de la quantité des déchets stockés, nous utiliserons les données existantes fournies par les différents gestionnaires de la décharge de 1965 – 2016 et estimerons la quantité produite de 2017 – 2020[3].

II.2 Quantité du gisement après 2020

Cette quantité alimentera le Centre d'Enfouissement Technique (CET) qui sera installé sur le site d'AKOUEDO pour produire du biogaz. Cette quantité de déchets, ainsi que celle stockée à la décharge entre 2017 et 2020 seront estimées à l'aide de la formule suivante :

$$\boldsymbol{Q(tonne/an) = \frac{P_{op} \times P_s \times 365}{1\,000}} \qquad \textbf{(Eq.1)}$$

Avec :

- *Q (tonne/an) :* Quantité d'ordures ménagères produites ;
- P_{op} : Population (habitant) ;
- P_s *:* Production spécifique d'ordures ménagères (kg/habitant/jour), donnée dans le **tableau 4**.

Le taux de collecte des ordures ménagers est estimé à **60%** [4] actuellement et varie très peu au fur des années, donc il sera maintenu constant sur toute la durée du projet.
Le taux d'évolution de la population du district d'Abidjan utilisé pour l'estimation est de **2,6%**[5]**,** conformément aux résultats du Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH 2014).

[3] Annexe : Projection du gisement du district d'Abidjan de 2014 à 2035
[4] Source : Agence Nationale de la Salubrité Urbaine (ANASUR), 2016
[5] Source : INS, Recensement General de la Population et de l'Habitat (RGPH 2014)

Les résultats donnent une quantité d'ordure collectée qui va de 789 838 tonnes en 2021 à 1 131 361 tonnes en 2035. L'ensemble des résultats est présenté en **Annexe 3.**

III. Estimation du biogaz collecté et du potentiel énergétique des DSM

Les déchets ménagers solides produisent du biogaz par fermentation anaérobique que l'on peut transformer en énergie électrique grâce à une unité de valorisation.

III.1 Evaluation du potentiel énergétique du stock de déchets de la décharge

III.1.1 Evaluation du biogaz extrait de la décharge d'AKOUEDO

La décomposition anaérobie des déchets organiques contenus dans les déchets ménagers et stockés sur le site de la décharge produit des émissions de méthane (CH_4). Ils se décomposent à une vitesse décroissante et leur décomposition complète n'est obtenue qu'au bout de nombreuses années. Pour l'évaluation des quantités d'émissions de méthane pouvant être captées pour valorisation, nous exploiterons la méthode de Décomposition de Premier Ordre ou méthode DPO [9]. Cette méthode produit un profil d'émission temporel qui reflète mieux la structure du processus de dégradation dans le temps.
Celle-ci peut être exprimée par l'équation ci-dessous **:**

$$\boldsymbol{CH_4(Gg) = \sum_x [A \times k \times DSM_T(t) \times DSM_F(t) \times L_0(t) \times e^{-k(x-t)}]} \qquad \textbf{Eq. (2)}$$

Avec :
x: année de l'ouverture de la décharge ;
t : année de l'inventaire;
x - t : facteur de normalisation qui corrige le fait que l'évaluation pour une année individuelle est une estimation temporelle discrète et non une estimation temporelle continue ;
$A = (1 - e^{-k})/k$: coefficient de normalisation corrigeant la somme ;
k : constante de taux d'émission de méthane (1/an) ;
DSM_T (t) : total des déchets solides municipaux produits pendant l'année t (Gg/an) ;
DSM_F (t) : fraction de DSM mis en décharge pendant l'année t (Gg/an).
Le potentiel d'émission du méthane (***$L_0(t)$***) peut être exprimé par l'équation ci-dessous **:**

$$\boldsymbol{L_0(t)(Gg\ de\ CH_4/Gg\ dedéchets) = FCM(t) \times COD(t) \times COD_F \times F \times \frac{16}{12}} \qquad \textbf{(Eq.3)}$$

Avec :
FCM (t) : facteur de correction de méthane pour l'année t (fraction) ;
COD (t) : carbone organique dégradable (COD) pour l'année t (fraction) (Gg C/Gg de déchets) ;
COD_F : fraction de COD libéré ;
F : fraction par volume de CH_4 dans les gaz de décharge ;
16/12 : facteur de conversion de C en CH_4.

La quantité de biogaz valorisable (Q_{BV1}) sera déduite de la quantité des émissions de méthane à partir du taux moyen de concentration de méthane dans le biogaz et du taux de captage du biogaz de la décharge (puits de captage, etc.).

Les différents paramètres de calcul de l'équation 2, notamment le potentiel d'émission de méthane défini pour la décharge d'AKOUEDO ($L_0(t)$) a été estimé à partir des considérations fournies en Annexe 4. Les paramètres du calcul de **l'équation 2** sont présentés dans le **tableau 5**. Les détails du calcul de l'estimation de la quantité de méthane sont présentés à **l'Annexe 6**.

Tableau 5: Paramètres de calcul de résolution de l'équation 2 [9]

Paramètres	Valeur	Unité	Observations
x	1965	-	Année initiale (ouverture de la décharge)
t	-	-	Année de l'inventaire
k	0,05	an^{-1}	Valeur par défaut du taux démission de méthane k pour une demi-vie d'environ 14 ans
A	0,975	-	Facteur de normalisation corrigeant la somme
$DSM_T(t)$	-	Gg/an	Production de déchets pendant l'année x
$DSM_F(t)$	-	%	Fraction de déchets mise en décharge pendant l'année x
FCM (t)	0,8	-	Facteur par défaut pour une décharge non contrôlée avec une profondeur de plus de 5m de déchets
COD (t)	0,21	-	Valeur par défaut
COD_F	0,77	-	Valeur par défaut
F	0,5	-	Fraction par volume de CH_4 dans les gaz de décharge
$L_0(t)$*	0,086	Gg CH4/Gg de DSM	Potentiel d'émission de méthane

Pour faciliter les calculs, nous convenons des facteurs de calculs suivants :

$B = A \times k \times DSM(t) \times L0(t)$ avec $DSM(t) = DSMT(t) \times DSMF(t)$;

DSM (t) est fournie par les données statistiques en **Annexe 3** ;

$C = e^{-k(x-t)}$;

$D = B \times C$.

Les différentes formules nous permettent les estimations de production de méthane de la décharge d'AKOUEDO pendant la durée de vie de notre projet. L'évolution de cette production de méthane est présentée à la figure 9.

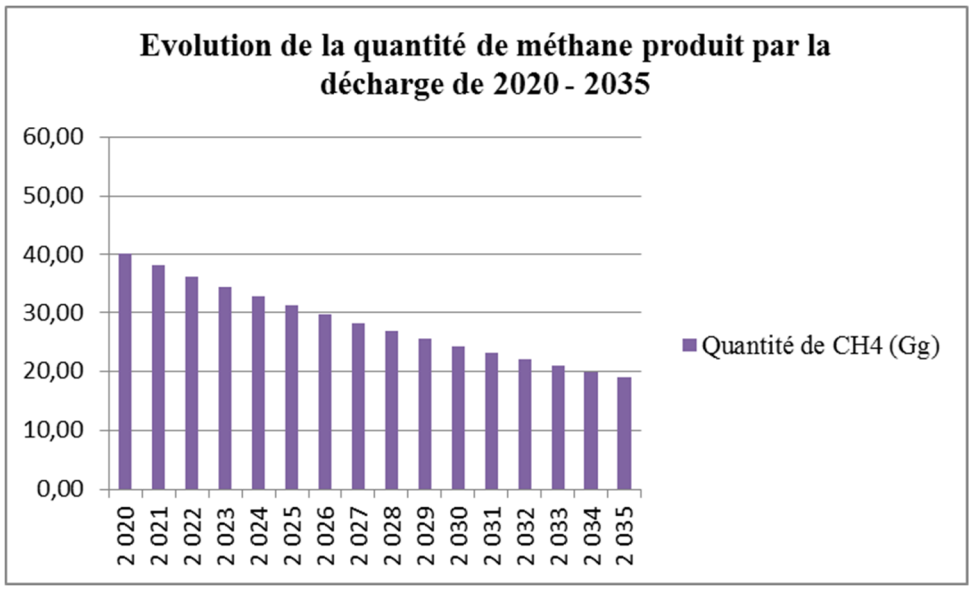


Figure 9: Evolution de la quantité de méthane produite par la décharge de 2020 – 2035

A la première année d'exploitation du gisement existant, la production sera maximale. L'estimation de la collecte de méthane sera de l'ordre de **40,10 Gg** dû à une forte production du gisement existant. Au fur et à mesure que les années passeront, cette production diminuera dû au vieillissement du gisement car il n'y aura pas d'ajout de nouveaux déchets (voir **figure 9**). Par conséquent à la dernière année, on ne collectera que **18,94 Gg** de CH_4.

III.1.2 Productible d'énergie électrique généré par la décharge

Dans le cadre de notre étude, le biogaz produit par la décharge sera récupéré à l'aide de puits judicieusement repartis sur toute la superficie de la décharge. En ce qui concerne la quantité récupérée, l'on considère que la couverture du massif de déchets stockés est imparfaite et que le biogaz la traverse.

Le productible d'énergie électrique disponible à chacune des années de la période de l'étude, sera évalué à partir des hypothèses[6] suivantes :

- fraction par volume de CH_4 dans le biogaz (F) = 50% ;
- taux moyen de captage du biogaz = 40% ;
- PCI du méthane = 11,05 kWh/m^3 à 25°C [7] **;**
- PCI moyen du biogaz (Biogaz contenant 50% de méthane) = 5,525 kWh/m^3 ;
- masse volumique du méthane = 0,645 kg/m^3 à 25°C et 1 atm [8] ;
- autoconsommation des installations : 10% énergie disponible après méthanisation.

Les quantités estimées de biogaz capté et le productible disponible en énergie électrique de 2020 à 2035 sont présentées au **Tableau** 6**6.**

[6] http://www.progeco-oi.org/fileadmin/template/main_fr/Publications/Gestion_des_dechets_solides/fiche_FR10_Pdf.pdf
[7] https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thane
[8] Annexe 7 : Masse volumique et densité des gaz

Tableau 6: Estimation du productible électrique de la décharge de 2020 à 2035

Année	Quantité de CH4 émise (Gg)	Masse volumique du méthane (kg/m^3)	Volume de méthane (m^3)	Facteur F	Volume de biogaz emis (m^3)	Taux moyen de captage (%)	Volume de biogaz capté (m^3)	Taux moyen de CH4 dans le biogaz (%)	PCI moyen du biogaz (kWh/m^3)	Qtité d'énergie disponible (GWh)	Rendement électrique du moteur à gaz (%)	Taux de disponibilité (%)	Production annuelle (GWh)	Puissance électrique annuelle (MW)	Autoconsomation (GWh)	Qtité d'énergie valorisable (GWh)	Puissance électrique valorisable (MW)
2 020	40,11	0,65	62140588	0,50	124 281 176	40	49 712 470	45	5,53	274,66	48,70	96,00	128,41	21,99	12,84	***115,57***	***19,79***
2 021	38,15	0,65	59102655	0,50	118 205 309	40	47 282 124	45	5,53	261,23	48,70	96,00	122,13	20,91	12,21	***109,92***	***18,82***
2 022	36,29	0,65	56220184	0,50	112 440 369	40	44 976 147	45	5,53	248,49	48,70	96,00	116,18	19,89	11,62	***104,56***	***17,90***
2 023	34,52	0,65	53478294	0,50	106 956 587	40	42 782 635	45	5,53	236,37	48,70	96,00	110,51	18,92	11,05	***99,46***	***17,03***
2 024	32,83	0,65	50870126	0,50	101 740 253	40	40 696 101	45	5,53	224,85	48,70	96,00	105,12	18,00	10,51	***94,61***	***16,20***
2 025	31,23	0,65	48389161	0,50	96 778 322	40	38 711 329	45	5,53	213,88	48,70	96,00	99,99	17,12	10,00	***89,99***	***15,41***
2 026	29,71	0,65	46029194	0,50	92 058 388	40	36 823 355	45	5,53	203,45	48,70	96,00	95,12	16,29	9,51	***85,60***	***14,66***
2 027	28,26	0,65	43784324	0,50	87 568 647	40	35 027 459	45	5,53	193,53	48,70	96,00	90,48	15,49	9,05	***81,43***	***13,94***
2 028	26,88	0,65	41648937	0,50	83 297 874	40	33 319 149	45	5,53	184,09	48,70	96,00	86,06	14,74	8,61	***77,46***	***13,26***
2 029	25,57	0,65	39617694	0,50	79 235 388	40	31 694 155	45	5,53	175,11	48,70	96,00	81,87	14,02	8,19	***73,68***	***12,62***
2 030	24,32	0,65	37685516	0,50	75 371 033	40	30 148 413	45	5,53	166,57	48,70	96,00	77,87	13,33	7,79	***70,09***	***12,00***
2 031	23,14	0,65	35847572	0,50	71 695 144	40	28 678 058	45	5,53	158,45	48,70	96,00	74,08	12,68	7,41	***66,67***	***11,42***
2 032	22,01	0,65	34099265	0,50	68 198 531	40	27 279 412	45	5,53	150,72	48,70	96,00	70,46	12,07	7,05	***63,42***	***10,86***
2 033	20,94	0,65	32436225	0,50	64 872 449	40	25 948 980	45	5,53	143,37	48,70	96,00	67,03	11,48	6,70	***60,32***	***10,33***
2 034	19,91	0,65	30854291	0,50	61 708 583	40	24 683 433	45	5,53	136,38	48,70	96,00	63,76	10,92	6,38	***57,38***	***9,83***
2 035	18,94	0,65	29344778	0,50	58 689 556	40	23 475 822	45	5,53	129,70	48,70	96,00	60,64	10,38	6,06	***54,58***	***9,35***

On note également qu'à cette même période du processus de valorisation, la puissance électrique disponible pourrait avoisiner **19,79 MW** pour un productible annuel de près de **115,57 GWh** et **9,35 MW** à la dernière année. La diminution exponentielle de ce productible est due aux variations de la pression atmosphérique, de la présence de condensats, de la variation de la température et du vieillissement du gisement (gisement non alimenté par des DSM).

III.2 Evaluation du potentiel énergétique des DSM traités par les biodisgesteurs

III.2.1 Evaluation du biogaz extrait des DSM futurs

L'évaluation de quantité journalière de biogaz valorisable (Q_{BV2}) produite par les digesteurs à installer sur le site au soutien de celui de la décharge, sera donnée par la formule suivante (Eq.4) [2].

$$\boldsymbol{Q_{BV2}\ (m^3) = Q_S \times \%MS \times \%MSV \times P_m} \qquad \textbf{Eq. (4)}$$

Avec :
Q_S : quantité journalière de substrat (déchets introduits dans le digesteur) en (m^3) ;
%MS : taux de matière sèche en % de poids frais du substrat après étuvage (105°C) ;
%MSV : taux de matière sèche volatile en % de la quantité de MS après calcination au four (480°C) ;
Pm : Potentiel méthanogène (m^3 de biogaz/tonne de MSV).
Les résultats de la quantité de biogaz produite chaque année sont regroupés dans le ***Tableau 7***.

III.2.2 Potentiel énergétique des DSM futurs

Cette partie de l'étude fait des estimations sur le potentiel énergétique des déchets produits après la fermeture de la décharge c'est-à-dire les déchets ménagers futurs présentés à l'Annexe 2. Cette quantité sera valorisée à l'aide des biodigesteurs installés sur le site de la décharge pour combler la baisse de la quantité de biogaz dû au vieillissement du gisement.
L'énergie électrique disponible à chacune des années de la période de l'étude, a pu être évaluée à partir des données suivantes :

- Taux de récupération de matière organique (MO) après tri : 60% ;
- Taux de matière sèche (%MS) : 57% ;
- Taux de matière sèche volatile (%MSV) : 60% de la MS ;
- Potentiel méthanogène : 250 m^3 de biogaz/t MSV ;
- Rapport carbone/azote : 28 ;
- PCI du méthane = 11,05 kWh/m^3 à 25°C [9]
- PCI moyen du biogaz (biogaz à 65% de méthane) : 7,18 kWh/m^3 ;
- Autoconsommation des installations : 10% énergie disponible après méthanisation.

Les résultats sont regroupés dans le **Tableau 7**.

[9] https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thane

Tableau 7: Estimation du productible électrique à partir du biogaz produit par les biodigesteurs de 2020 à 2035

Année	Qtité de DSM collectée (tonne)	Taux de matière organique (%)	Qtité annuelle de substrat (tonne)	% MS	Masse MS (tonne)	% MSV	Masse MSV (tonne)	Potentiel méthanogène moyen (m^3 CH4/ t MSV)	Volume de biogaz (m^3)	Taux moyen de CH4 dans le biogaz (%)	PCI moyen du biogaz (kWh/m3)	Qtité d'énergie disponible (GWh)	Rendement électrique du moteur (%)	Taux de disponibilité (%)	Production électrique annuelle (GWh)	Puissance électrique annuelle (MW)	Autoconsomation (GWh)	Qtité d'énergie valorisable (GWh)	Puissance électrique valorisable (MW)
2020	883 716,45	64	565 578,53	57	322 379,76	60	193 427,86	250	38 685 571,33	65	7,18	277,86	48,7	96	103,92	17,80	10,39	93,53	**16,02**
2021	899 903,99	64	575 938,55	57	328 284,97	60	196 970,98	250	39 394 196,85	65	7,18	282,95	48,7	96	105,83	18,12	10,58	95,24	**16,31**
2022	916 091,52	64	586 298,57	57	334 190,19	60	200 514,11	250	40 102 822,37	65	7,18	288,04	48,7	96	107,73	18,45	10,77	96,96	**16,60**
2023	932 279,05	64	596 658,59	57	340 095,40	60	204 057,24	250	40 811 447,88	65	7,18	293,13	48,7	96	109,63	18,77	10,96	98,67	**16,90**
2024	948 466,59	64	607 018,62	57	346 000,61	60	207 600,37	250	41 520 073,40	65	7,18	298,22	48,7	96	111,54	19,10	11,15	100,38	**17,19**
2025	1 033 557,99	64	661 477,11	57	377 041,95	60	226 225,17	250	45 245 034,55	65	7,18	324,97	48,7	96	121,54	20,81	12,15	109,39	**18,73**
2026	1 050 901,78	64	672 577,14	57	383 368,97	60	230 021,38	250	46 004 276,18	65	7,18	330,43	48,7	96	123,58	21,16	12,36	111,23	**19,05**
2027	1 068 245,56	64	683 677,16	57	389 695,98	60	233 817,59	250	46 763 517,80	65	7,18	335,88	48,7	96	125,62	21,51	12,56	113,06	**19,36**
2028	1 085 589,35	64	694 777,18	57	396 023,00	60	237 613,80	250	47 522 759,43	65	7,18	341,33	48,7	96	127,66	21,86	12,77	114,90	**19,67**
2029	1 102 933,14	64	705 877,21	57	402 350,01	60	241 410,01	250	48 282 001,05	65	7,18	346,79	48,7	96	129,70	22,21	12,97	116,73	**19,99**
2030	1 194 962,05	64	764 775,71	57	435 922,16	60	261 553,29	250	52 310 658,86	65	7,18	375,72	48,7	96	140,53	24,06	14,05	126,47	**21,66**
2031	1 213 462,09	64	776 615,74	57	442 670,97	60	265 602,58	250	53 120 516,59	65	7,18	381,54	48,7	96	142,70	24,44	14,27	128,43	**21,99**
2032	1 231 962,13	64	788 455,76	57	449 419,79	60	269 651,87	250	53 930 374,33	65	7,18	387,35	48,7	96	144,88	24,81	14,49	130,39	**22,33**
2033	1 250 462,17	64	800 295,79	57	456 168,60	60	273 701,16	250	54 740 232,06	65	7,18	393,17	48,7	96	147,05	25,18	14,71	132,35	**22,66**
2034	1 427 582,49	64	913 652,79	57	520 782,09	60	312 469,26	250	62 493 851,02	65	7,18	448,86	48,7	96	167,88	28,75	16,79	151,09	**25,87**
2035	1 448 395,03	64	926 972,82	57	528 374,51	60	317 024,70	250	63 404 940,97	65	7,18	455,41	48,7	96	170,33	29,17	17,03	153,30	**26,25**

La première année du processus de valorisation, la puissance électrique disponible pourrait être de l'ordre de **16,02 MW** pour un productible annuel de près de **93,53 GWh** du fait de la quantité minimale de DSM collectés. En 2035, le productible augmentera considérablement et atteindra près de **153,30 GWh** pour une puissance électrique disponible de **26,25 MW**. Cette hausse sera due à une augmentation des DSM et à une production optimiser de biogaz due aux biodigesteurs.

III.3 Analyse de la production globale d'énergie à partir du biogaz produit par les déchets ménagers

Durant la période du projet, les projets de valorisation énergétique par méthanisation des déchets du district d'Abidjan auront un productible globale de 3 ***176,87 GWh***. Il faut noter qu'au cours des années, le productible d'énergie du biogaz issu de la déchets existants aura tendance à baisser tandis que, le productible d'énergie du biogaz issu des déchets futurs aura plutôt tendance à augmenter. L'illustration est présentée par la **figure 10**.

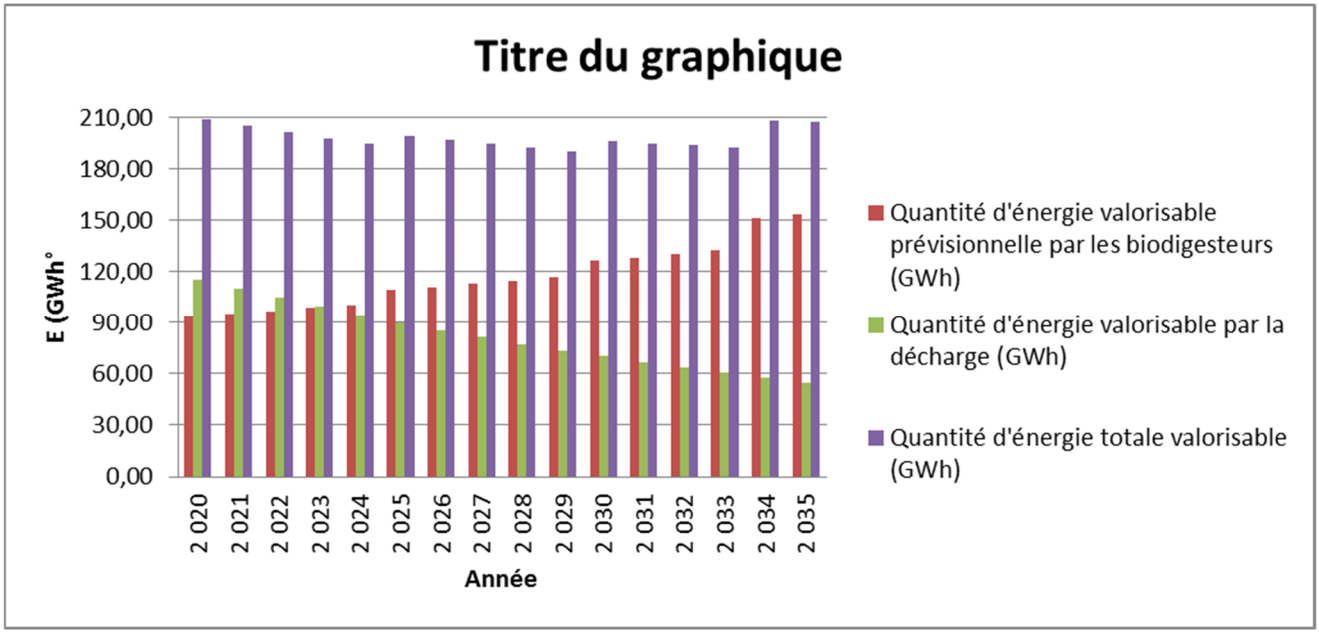


Figure 10: Estimation du productible électrique à partir du biogaz issu des déchets ménagers du District d'Abidjan de 2020 à 2035

NB : Pour avoir un productible stable et un projet rentable à long terme, nous allons installer en plus de l'installation du processus de valorisation du biogaz issu des déchets d'AKOUEDO, une unité de valorisation des déchets par les biodigesteurs pour combler les baisses de la production de biogaz dû au vieillissement du gisement. L'association de ces deux procédés, nous donne une puissance installée d'environ **30 MW**. Pour assurer une production minimale en cas de défaillance sur un groupe, nous avons opté pour deux (02) groupes de production de capacité **15 MW** au lieu d'un groupe de capacité 30 MW.

IV. Raccordement au réseau électrique

Cette étude nous permettra de faire :

- l'état des lieux du réseau électrique de la zone ;
- le choix du transformateur ;
- le choix du niveau de tension pour le raccordement ;
- le choix de la liaison de raccordement ;

IV.1 Etat des lieux du réseau électrique de la zone

Le poste source le plus proche est celui de la Riviera dans la commune de Cocody. Ce poste, situé à un (01) kilomètre de la décharge d'Akouédo est un poste 225 kV et est composé de :

- un double jeu de barres 225 kV ;
- trois (03) départs lignes 225 kV ;
- deux (02) transformateurs 225/90 kV de capacité 100 MVA chacun ;
- un double jeu de barres 90 kV ;
- quatre (04) départs lignes 90 kV ;
- trois (03) transformateurs (90/15 kV) de capacité 36 MVA chacun ;
- trois (03) rames de de 15 kV alimentées chacune par un transformateur 90/15 kV, le nombre total de départs est de 19.

Ce poste a atteint en 2016 une pointe globale de consommation de 83,10 MW soit un taux de charge globale de la transformation 90/15 kV de 80,49 %. La puissance de consommation minimale du poste est de 53 MW. Ce poste nous servira de point de raccordement. Le schéma unifilaire du poste de la RIVIERA est joint en ***Annexe 9.***

IV.2 Niveau de tension pour le raccordement

La centrale de production de la décharge est située à environ 01 km du poste de la RIVIERA. Les différents niveaux de tensions du poste sont 225 kV, 90 kV et 15 kV. Le réseau de distribution de la zone est en 15 kV. La pointe de consommation du poste de raccordement est comprise à chaque instant entre 83 et 53 MW. Cette puissance est supérieure à la puissance de la centrale. Ainsi, la puissance de la centrale qui n'est qu'à un (01) km du poste sera évacuée directement en 15 kV.

IV.3 Dimensionnement du transformateur

Les transformateurs de puissance sont caractérisés par leurs puissances apparentes selon la norme CEI (Commission Electrotechnique Internationale). Ce qui nous permettra de déterminer la capacité des transformateurs de puissance à installer. La puissance maximale installée de notre centrale est deux (02) groupes de ***15 MW***. Le choix du transformateur se fera pour un groupe et sera valable pour le deuxième. La gamme de transformateurs a des caractéristiques telle qu'un facteur de puissance de ***Cos φ = 0,85.*** Le taux de charge recommandé pour les transformateurs est fixé à ***k = 80%***. Notre transformateur a une puissance apparente de ***22,06 MVA (***$\mathbf{S = \frac{P}{k \times \cos \varphi} = \frac{15}{0{,}80 \times 0{,}85}}$***)***. Actuellement, de nombreux transformateurs avec des capacités différentes sont installés sur le réseau ivoirien **(7,5 ; 10 ; 15 ; 16 ; 20 ; 24 ; 36 ; 40 ; 50 ; 70 ; 100 MVA).** Il est recommandé d'uniformiser les ouvrages futurs en se limitant à certaines tailles. Un transformateur (TFO) peut être chargé jusqu'à 120% en situation N-1. Mais on évite de le surcharger pour ne pas détériorer les enroulements, car plus le TFO est surchargé, plus l'huile chauffe ainsi que les enroulements**.** Vue la capacité du TFO de ***22,06 MVA*** demandée par le projet, nous le choisirons dans la gamme proposée par l'Etat ivoirien. Ce choix s'est porté sur le transformateur de **5/15 kV** de capacité **24 MVA**. Ainsi la centrale et le poste distant d'environ 01 km sont raccordés par le biais de deux (02) transformateurs (TFO) élévateurs ***5/15 kV*** de capacité ***24 MVA***.

IV.4 Choix des câbles de liaison souterraine

Le site du projet se trouve dans une zone urbaine et selon les nornes du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire le réseau électrique HTA en zone urbaine doit être souterrain.

L'intensité du courant maximum à évacuer pour chaque groupe est évalué à ***675,53 A*** ***(I*** $= \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{17{,}53*10^3}{\sqrt{3}*15}$***).*** Parmi les câbles utilisés en 15 kV sur le réseau, le choix se portera sur le seul câble capable de faire transiter cette puissance, l'alliage d'aluminium CIS[10] ***630 mm² qui*** a une intensité nominale de ***750 A.*** Pour assurer la continuité et la fiabilité de la fourniture de l'électricité aux consommateurs, nous prendrons deux (02) câbles par liaison souterraine et pour chaque groupe. Ce qui équivaut à un taux de charge de 45% en situation normale et de 90% en situation N-1.

IV.5 Récapitulatif des constituants du raccordement

Le raccordement au réseau de distribution se fera avec les équipements suivants

- Deux (02) TFO élévateurs 5/15 kV de capacité 24 MVA ;
- Dix-huit (18) cellules disjoncteurs ;
- Quatre (04) cellules de TFO de tension (TT) ;
- Quatre (04) liaisons souterraines en Aluminium CIS 630 mm2 longue de 01 km (centrale - Poste source de RIVIERA).

Le schéma unifilaire du raccordement au poste source de la RIVIERA à la Rame 15 kV est présenté à la **figure 12**.

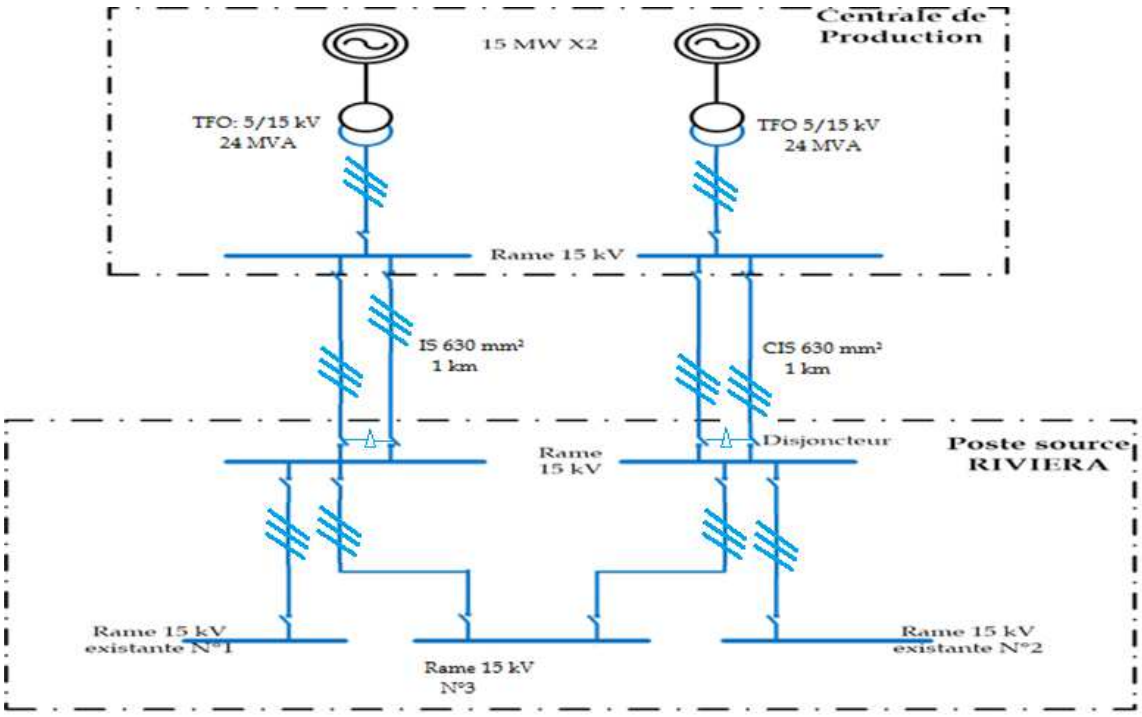


Figure 11: Schéma unifilaire de principe du raccordement au poste de la Riviera

[10] Annexe 6 : Caractéristiques techniques des câbles

V. Description de l'installation

Cette partie consistera à faire une description succincte des activités de mise en œuvre des procédés proposés de l'installation de la centrale.

V.1 Cas des DSM existants sur la décharge

Les activités ci-dessous nous donnent une idée des travaux à mener pour l'installation de la centrale sur le site d'AKOUEDO :

- profilage des déchets ;
- couverture des déchets à l'aide de terre ;
- Forage et équipement des puits de biogaz ;
- couverture des déchets à l'aide de géomembrane pour que la fermentation soit anaérobique ;
- installation d'un système de pompage et de traitement des lixiviats ;
- installation du réseau de puits pour la collecte du biogaz ;
- raccordement des puits menant à l'unité de valorisation et à la torchère ;
- installation des points d'extraction des condensats ;
- installation de suppresseurs pour créer la dépression et aspirer le biogaz ;
- installation d'un ensemble d'équipement de suivi et contrôle des caractéristiques du biogaz et de communication (Stockage des données via un ordinateur) ;
- installation d'une unité de traitement par torchage du biogaz en excès ou inutilisable ;
- installation de l'unité de valorisation du biogaz pour la production d'électricité ;
- raccordement général au réseau électrique.

Pour cela, nous avons proposé une centrale à biomasse sur la décharge dont la vue d'ensemble est présentée sur la **figure 13**.

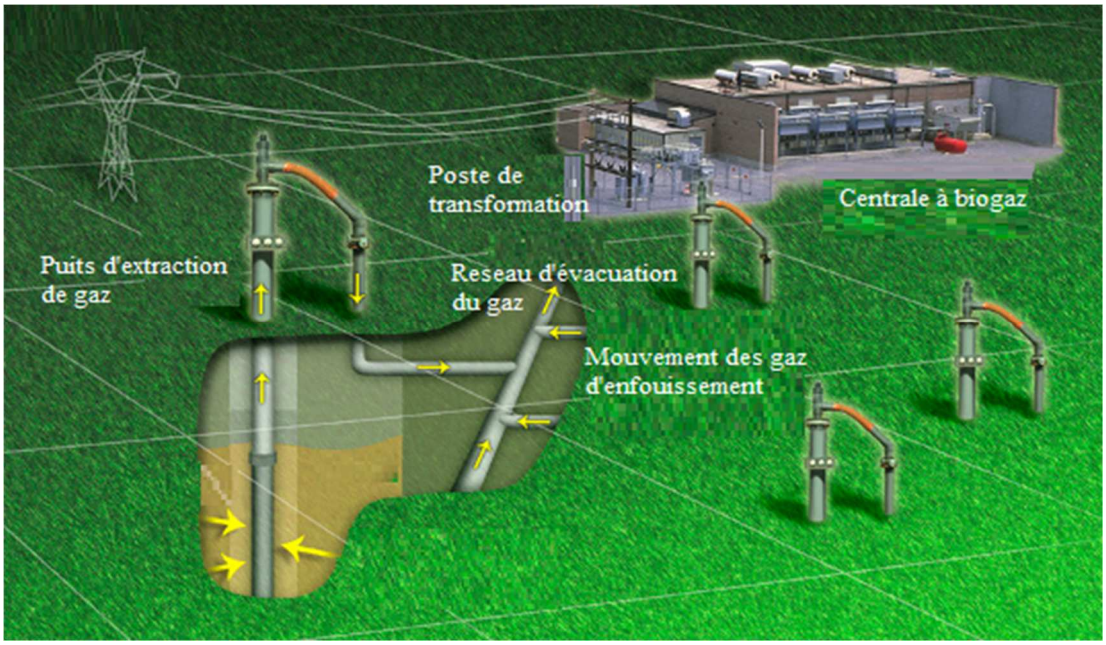


Figure 12: Vue d'ensemble de la centrale

Le principe de fonctionnement de cette installation est le suivant. Les puits bien repartis sur le site collectent le biogaz produit par les déchets. Ce biogaz est d'abord acheminé vers le réseau principal d'évacuation. Ce réseau est équipé de pièges à eau et de purificateurs pour débarrasser le gaz d'impuretés en vue d'une meilleure valorisation. Ce gaz purifié est ensuite acheminé à l'aide d'un suppresseur vers l'unité de valorisation pour une production d'énergie électrique. Ce suppresseur assure le transport du gaz et maintient la pression dans les conduits. Enfin la production d'énergie électrique est élevée à l'aide d'un transformateur élévateur et ensuite injectée sur le réseau électrique national.

V.2 Cas des futurs DSM récoltés

Cette nouvelle unité de valorisation de biogaz absorbera près de ***1 448 395 tonnes***[11] ***de déchets/année*** soit ***3 968 tonnes/jour***. Les déchets ménagers organiques ont une masse volumique moyenne de 250 kg/m^3 **[2]**, l'on obtient un volume moyen de ***15 872 m^3/jour*** de substrat à traiter quotidiennement par le biais des biodigesteurs. La quantité de substrat disponible est tributaire du processus de triage en début de chaine de traitement. Le Temps de Rétention Hydraulique (TRH) du substrat est le principal paramètre de dimensionnement des digesteurs. Pour un TRH moyen de ***20 jours***, il conviendrait de disposer d'un volume utile minimum de ***15 900 m^3/jour*** pour les biodigesteurs[12].

Au vu des contraintes mécaniques (hauteur, diamètre, résistance des matériaux, etc.), plusieurs biodigesteurs seront nécessaires et disposés en série. Cependant, leur nombre pourra être optimisé par l'utilisation du procédé de chargement séquentiel (batch), procédé qui présente l'intérêt d'avoir un TRH plus court que celui des protocoles en flux continu, et d'être plus facile à maîtriser. Notamment en cas de dysfonctionnement d'une unité de production où l'on pourra continuer le traitement des déchets avec les autres disponibles.

Le stockage du biogaz produit s'effectuera à pression atmosphérique en général ; à cette pression, il occupe très rapidement un grand volume. Il conviendrait de prévoir, à cet effet, un gazomètre (à cloche ou en membrane souple) pour son stockage.

La fraction solide résultant du process (digestat) devra aussi être stockée dans une fosse couverte pour la conservation de l'azote et la récupération du méthane résiduel. Elle pourra être valorisée au travers de l'épandage de celle-ci dans les exploitations agricoles. Une torchère sera aussi prévue pour la combustion de la quantité excédentaire de biogaz. Enfin, un moteur à gaz permettra de produire de l'énergie électrique et de l'évacuer vers le réseau électrique (poste source de la RIVIERA).

La configuration de l'ensemble de l'installation est présentée à la **figure 15** :

[11] Annexe 2 : Projection du gisement du district d'Abidjan de 2014 à 2035

[12] $V_{oldig} = Qj \times TRH$

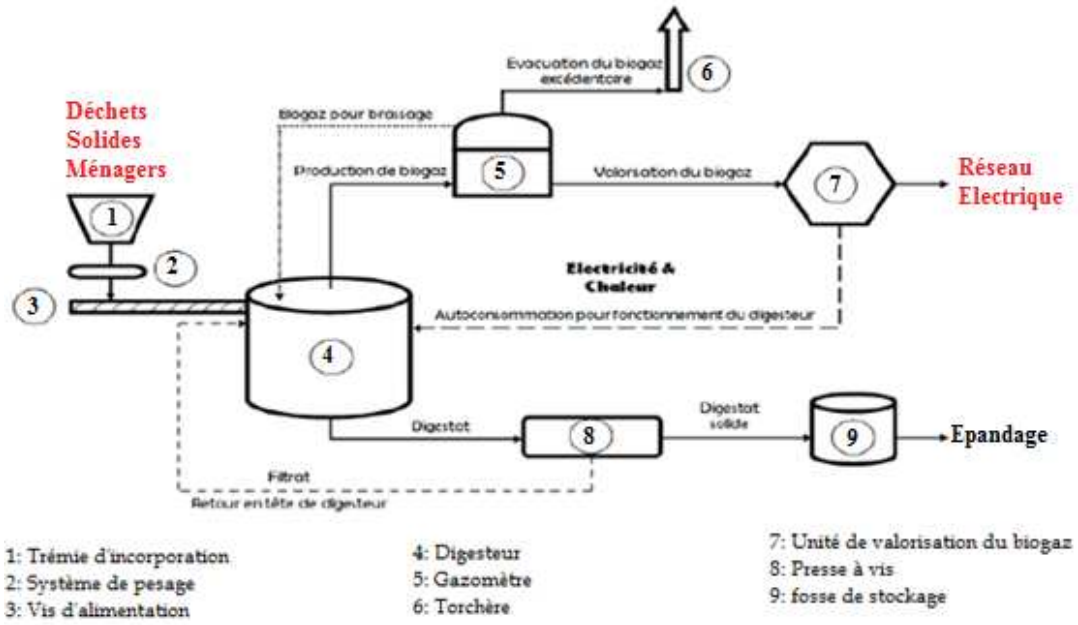


Figure 13: Schéma de principe de l'unité de valorisation proposée [2]

VI. Evaluation des coûts d'installation de la centrale

Il s'agit pour nous de décrire la manière dont nous avons déterminé le coût de l'installation. Nous présentons aussi les coûts dus à la maintenance et à l'exploitation ainsi que le coût moyen actualisé de production sur la durée de vie de l'installation.

VI.1 Coût d'investissement [13]

Fournitures et montage

Les coûts de fournitures et de montage ont été établis à partir de l'envergure technique du projet et des coûts unitaires. Ils ont été estimés à ***41,65 milliards FCFA*** dont :

- ***2,65 milliards FCFA HT*** pour le raccordement en 15 kV ;
- ***39 milliards FCFA HT*** pour l'installation de la centrale.

Coût total du projet

Le coût total du projet, qui représente le coût de l'investissement à retenir tient compte de tous les aspects du projet. En effet, en plus des coûts des fournitures et du montage, il intègre les coûts des études, de la supervision et du contrôle des travaux ainsi que des provisions pour d'éventuels imprévus physiques et/ou une éventuelle hausse des prix due à la fluctuation des cours des matières premières. Il s'élève à ***53,53 milliards de FCFA HT, HD***. Les détails du calcul du coût total du projet sont présentés en ***Annexe 11.***

NB : HT (Hors Taxe), HD (Hors Douane).

[13] Annexe 11 : Calcul détaillé du coût total du projet

VI.2 Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation de la centrale comprennent les coûts de maintenance, les coûts relatifs aux assurances, aux salaires des exploitants de la centrale, aux gros entretiens de renouvellement, ainsi qu'aux éventuels programmes sociaux en faveur des populations environnantes.

Ces coûts varient entre 3% et 5% des coûts d'investissement. En Côte d'Ivoire dans les projets en cours, les coûts annuels d'exploitation se situent autour de 5%[14] des coûts d'investissement. Cela revient à environ **2,68 milliards F CFA HT, HD** par an soit **41,15 milliards F CFA HT, HD** sur toute la période du projet.

VI.3 Calcul du LCOE (Levelized Cost of Energy)

Le calcul du coût moyen actualisé de l'énergie produite (LCOE) par notre étude correspond au prix moyen de l'énergie produite par celle-ci sur la durée de vie du projet. Elle tient compte des valeurs actualisées des coûts d'investissements, des coûts d'exploitation et de l'énergie produite.

Ce coût se calcule comme suit [15]:

$$\mathbf{LCOE}(\boldsymbol{FCFA/kWh}) = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

n : Durée de vie du projet (1 ;2 ;…n);

C_0 : Coût d'investissement initial

C_t : Coûts totaux annuels

E_t : Production d'énergie annuelle;

r : Taux d'actualisation annuel

NB : C_t correspond au coût de maintenance, coût de remplacement des équipements, prévision pour hausse de prix, imprévus, etc.

En plus du productible annuel déjà présenté dans ce rapport, les paramètres utilisés pour le calcul du LCOE sont :

- **La période de l'analyse**

L'horizon d'analyse du projet correspond à la durée de vie de l'installation. La période de référence est 2020 – 2035 soit 16ans.

- **Le taux d'actualisation** ;

Le taux d'actualisation est un indicateur macro-économique d'intérêt général, fixé par le Ministère du Plan, qui s'applique de manière uniforme à tous les projets d'investissements publics. Ce taux est le taux auquel sont actualisées les valeurs futures. Le taux, généralement utilisés pour les projets de développement en Côte d'Ivoire, est de 10% [16] ;

- **Le coût d'investissement ;**
- **Le coût d'exploitation.**

[14] Source : CI-ENERGIES

[15] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf

[16] Source : Ministère du plan et du développement

Pour notre étude, les calculs effectués nous donnent un LCOE de **47,74 FCFA**/kWh tandis que le coût moyen de production de la Côte d'Ivoire en 2016 est de **48 FCFA/kWh.** Les détails des calculs sont présentés dans le tableau 9.

Tableau 8: Détails du calcul de LCOE

Désignations	Unité	Valeur
Coût total d'investissement	M FCFA	53 530
Coût total d'investissement actualisé	M FCFA	53 530
Exploitation	M FCFA	40 148
Exploitation actualisée	M FCFA	20 940
Productible	GWh	3 177
Productible actualisé	GWh	1 560
LCOE	**F CFA/kWh**	**47,74**

VII. Plan de suivi environnemental et social

Cette partie a pour objectif d'identifier et évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet. Il s'agira d'identifier les différents impacts que peuvent avoir le projet sur le plan social, économique et environnemental. Ces impacts peuvent être directs ou indirects et s'identifient selon les différentes phases du projet (construction, exploitation). La méthodologie appliquée consiste à déterminer les impacts positifs et négatifs inhérents au projet. Présentement, il n'existe pas de plan de gestion environnemental des activités globales sur le site d'AKOUEDO. Pour bénéficier de subvention et avoir accès au crédit carbone, il faudrait que ce projet ait un plan de gestion environnementale et sociale, qu'il soit ensuite enregistré auprès de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) comme un projet de Mécanisme de développement Propre (MDP). Après l'identification de ces impacts, nous proposerons des mesures d'atténuation pour les impacts négatifs.

Tableau 9: plan de gestion environnementale et sociale des impacts négatifs

Phase du projet	***Activités Source d'Impact***	***Element Affecté***	***Nature de l'Impact***	***Mesures d'Atténuation***
CONSTRUCTION	Travaux de Génie Civile	SOL	Modification de la stabilité des terrains (érosion des sols)	Maintenir les revêtements naturels des sols en replantant les arbres si possible
		HUMAIN	Nuisance sonore, expropriation, destruction des cultures et plantation,	Indemnisation des propritaires terrains, Appareils antibruits, développement d'emplois
		AIR	Augmentation du taux de poussières et de particules dans l'air	Masque anti poussières
	Installation des pipelines	HUMAIN	Risque d'accident de travail, dommages corporels humains, santé humaine	Création de comités de sensibilisation, dispenser des règles de base en matière de sécurité aux travailleurs, afficher les règles de sécurité sur des panneaux
	Fonçage de puits	AIR	Augmentation du taux de poussières et de particules dans l'air	Se munir de casques, gants, chaussures antistatiques, pas de boissons alcoolisées au lieu de travail
EXPLOITATION	Aspects socio-économique et désagrements	HUMAIN	Pertubation du fonctionnement normal de l'unité de production, atteinte à la sécurité des populations et des travailleurs, santé humaine	Création de comités de sensibilisation, cellule opérationnelle d'indemnisation, développement d'emplois

Tableau 10: Aspects positifs du projet

Phase du projet	***Activités Source d'Impact***	***Element Affecté***	***Nature de l'Impact***	***Description***
CONSTRUCTION	Travaux de Génie Civile	HUMAIN	Développement d'emplois temporaires	La mise en œuvre du projet induira la création d'emplois temporaires au profit de la communauté de la zone. Cela contribuera à réduire temporairement le taux de chômage. Le développement des activités génératrices de revenus.
EXPLOITATION	Aspects socio-économique		Amélioration des conditions de vie des populations et Redynamisation des activités économiques	La réalisation du projet contribuera à réduire l'insécurité avec la densification de l'éclairage publique, Donc un prolongement du temps de fonctionnement des activités génératrices de revenus.

PARTIE III : ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DU PROJET

I. Analyse économique

I.1 Avantages socio-économiques du projet

I.1.1 Avantages non quantifiables

La Côte d'Ivoire, à l'instar des pays d'Afrique sub-saharienne, se caractérise par un faible taux d'urbanisation faisant de l'accès à l'électricité un des axes privilégiés d'un développement énergétique inclusif car il contribue à l'amélioration du bien-être économique et social des populations en mettant à leur disposition une énergie moderne, abondante, bon marché et respectueuse de l'environnement. La construction de la centrale à biogaz a en outre un impact positif sur les déterminants de l'Indice de Développement Humain (IDH) qui synthétise deux dimensions du concept de développement :

- la santé publique ;
- le niveau de vie décent par l'augmentation des revenus.

I.1.1.1 Impacts sur la santé pubique

Sur le plan de la Santé, la centrale permet :

- l'amélioration des conditions d'hygiène des populations alentours de la décharge par :
  - ❖ un meilleur assainissement de la décharge ;
  - ❖ la sensibilisation sur la méthode de tri domestique avant la collecte par les agents de ramassage pour faciliter les opérations de valorisation ;
  - ❖ la réduction des nuisances sonores, des odeurs ;
  - ❖ la démoustication et distribution de moustiquaires imprégnées dans la zone pour une meilleure protection contre le paludisme ;
  - ❖ la diminution des maladies environnementales qui touchent directement l'homme et peuvent causer leur décès telles que les diarrhées, les infections respiratoires, les maladies pulmonaires etc.
  - ❖ la préservation des ressources naturelles (eau, air, sol, sous-sol.)
- l'accroissement de l'espérance de vie des populations comme résultante des améliorations sanitaires susmentionnées ;

Cela se mesure à travers l'amélioration en équipements sanitaires des centres de santé fonctionnels, la réduction du taux de mortalité infantile et du nombre de décès par maladie.

I.1.1.2 Impact sur l'économie locale

Sur le plan de l'augmentation des revenus, la centrale permet de créer de nouveaux emplois, de lutter contre le chômage et favorise l'émergence d'une multitude de petites activités commerciales (l'hôtellerie, les maquis, les boutiques, les bars, les restaurants). La construction de la centrale permet l'accroissement de la productivité des populations et la réalisation de revenu supplémentaire participant à l'économie du marché.

I.1.2 Avantages quantifiables

I.1.2.1 Influence de ce projet sur la consommation du gaz naturel des unités de production

Le mix énergétique du parc de production électrique en Côte d'Ivoire est dominé par les centrales thermiques (68,61%) et les centrales hydroélectriques (31,39%). En effet, la production brute d'électricité en 2016 [7] a atteint 10 071,90 GWh avec une puissance installée de 1924 MW. Le combustible essentiellement utilisé pour le fonctionnement des centrales thermiques est le gaz naturel. De janvier à juin 2017, la production électrique de source thermique [12] a consommé une quantité de ***41 212 000 m³*** de gaz naturel pour un engagement financier du secteur de l'électricité de l'ordre de ***2,44 milliards FCFA*** soit un coût moyen de ***120 FCFA/m³*** de gaz naturel. La consommation spécifique de gaz naturel pour la production d'électricité est de ***0,32 m³/kW*** [12]**.**

Le tableau 13 nous donne les détails de l'économie générée par l'utilisation du biogaz pour la production d'électricité en substitution à celle du gaz naturel.

Tableau 11: Estimation de l'économie financière générée par la baisse de la facture de consommation en gaz naturel

Années	*Quantité de biogaz produite (m^3)*	*Energie totale valorisable (GWh)*	*Production spécifique mayen (m^3/kWh)*	*Quantité de gaz naturel nécessaire (m^3)*	*Coût moyen du gaz naturel (FCFA/m^3)*	*Economie realisée (MF CFA)*		*Economie realisée actualisée (MF CFA)*
2020	86 575 003,67	174,26	0,32	55 762 323,55	120	6 691,48	0	6 691,48
2021	84 942 407,54	171,40	0,32	54 849 010,14	120	6 581,88	1	5 983,53
2022	83 429 620,60	168,76	0,32	54 004 291,88	120	6 480,52	2	5 355,80
2023	82 025 173,24	166,33	0,32	53 224 823,35	120	6 386,98	3	4 798,63
2024	80 723 781,65	164,09	0,32	52 507 422,26	120	6 300,89	4	4 303,59
2025	82 536 755,39	168,59	0,32	53 948 301,48	120	6 473,80	5	4 019,72
2026	81 477 258,33	166,82	0,32	53 381 328,38	120	6 405,76	6	3 615,88
2027	80 506 462,20	165,21	0,32	52 867 777,23	120	6 344,13	7	3 255,54
2028	79 620 041,01	163,77	0,32	52 405 042,61	120	6 288,61	8	2 933,68
2029	78 813 879,74	162,47	0,32	51 990 646,18	120	6 238,88	9	2 645,89
2030	81 353 480,25	168,43	0,32	53 897 603,54	120	6 467,71	10	2 493,58
2031	80 746 902,87	167,53	0,32	53 608 152,64	120	6 432,98	11	2 254,72
2032	80 209 405,84	166,75	0,32	53 360 306,80	120	6 403,24	12	2 040,27
2033	79 737 620,09	166,10	0,32	53 152 036,92	120	6 378,24	13	1 847,55
2034	86 272 102,04	180,67	0,32	57 813 972,11	120	6 937,68	14	1 826,91
2035	86 023 513,01	180,47	0,32	57 749 611,11	120	6 929,95	15	1 658,98
TOTAL	***1 314 993 407,45***	***2 701,63***		***864 522,65***		***103 742,72***		***55 725,75***

Durant la période du projet, l'économie financière actualisée par l'utilisation du biogaz pour la production d'électricité en substitution à celle du gaz naturel est d'environ ***55,73 milliards F CFA.***

I.1.2.2 Estimation de l'économie faite en inscrivant ce projet au MDP

I.1.2.2.1 Méthode d'évaluation d'émission de CO_2 susceptible d'être évitée

Le but sur le plan environnemental de ce projet est d'éviter l'émission des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère. Le méthane est un GES et son Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) est de 25, c'est-à-dire 25 fois le PRG du CO_2 qui sert de référence ($\boldsymbol{PRG_{CO2} = 1}$)[17]. Le méthane ($CH_4$) est le deuxième plus important GES réglementé par le Protocole de Kyoto à contribuer au réchauffement de la planète après le dioxyde de carbone (CO_2).
La quantité d'émission de CO_2 évitée (Q_{CO2}) peut être déterminée par la procédure suivante :

Quantité de CO_2 produite sans le projet ($\boldsymbol{Q'_{CO2}}$)

$$\boldsymbol{Q'_{CO2} = \left(Q_{CH4.prod} \times PRG_{CH4}\right) + \left(PROD_{Turb.Gaz} \times FE_{Gaz.Nat}\right) + Q_{CO2}} \qquad \textbf{Eq. (5)}$$

Quantité de CO_2 produite avec le projet ($\boldsymbol{Q''_{CO2}}$)

$$\boldsymbol{Q''_{CO2} = \left(\left(Q_{CH4non.capt} + Q_{CH4echap}\right) \times PRG_{CH4}\right) + \left(PROD_{mot.Gaz} \times FE_{biogaz}\right) + Q_{CO2}} \qquad \textbf{Eq. (6)}$$

Pour les calculs pratiques, on a :

$\mathbf{Q_{CH4non.chap} = 60\%\ Q_{CH4prod}}$ $\mathbf{Q_{CH4echap} = 1\% *40\%*Q_{CH4prod}}$ $\mathbf{Prod_{MotGaz} = Prod_{TurbGaz}}$

Quantité de CO_2 évitée par le projet ($\boldsymbol{Q'''_{CO2}}$)

$$\boldsymbol{Q'''_{CO2} = Q'_{CO2} - Q''_{CO2}} \qquad \textbf{Eq. (7)}$$

Avec :
$\boldsymbol{Q_{CO2}}$ **:** Quantité de CO2 produit lors de la fermentation ;
$Q_{CH4prod}$: Quantité de CH_4 produite sur le site (tonne) ;
$Q_{CH4non.capt}$: Quantité de CH_4 non captée sur le site (tonne) ;
$Q_{CH4echap}$: Quantité de CH_4 torchée, système de raccordement et de captage à biogaz (tonne) ;
PRG_{CH4} : Pouvoir de Réchauffement Global du méthane ;
$Prod_{MotGaz}$: Production électrique des moteurs à biogaz (kWh) ;
FE_{Biogaz} : Facteur d'émission du biogaz de décharge ($teqCO_2/kWh$) ;
$Prod_{TurbGaz}$: Production électrique des turbines à gaz sans le projet (kWh) ;
FE_{GazNat} : Facteur d'émission du gaz naturel combustible des turbines à gaz ($teqCO_2/kWh$).

[17] Le Potentiel de réchauffement global (PRG) est l'unité de mesure de l'effet d'un gaz à effet de serre sur le réchauffement climatique par rapport à celui du CO_2 (PRG du CO_2 = 1) sur une période de 100 ans

Les résultats de cette estimation de la quantité de CO_2 évitée à chacune des années de la période de l'étude ont été déterminés à partir des hypothèses suivantes :

- PRG_{CH4}[18] = 25 * PRG_{CO2} =25 ;
- Taux moyen de captage du biogaz = 40% ;
- Masse volumique du méthane = 0,645 kg/m^3 à 25°C et à la pression atmosphérique ;
- FE_{Biogaz} = 0,27 kgeqCO_2/kWh (source : données Bilan carbone ADEME) ;
- FE_{GazNat} = 0,63 kgeqCO_2/kWh[19].

I.1.2.2.2 Résultats des émissions de CO_2 susceptibles d'être évitées

L'un des objectifs de ce projet de captage et de valorisation des gaz enfouis sur le site de la décharge d'AKOUEDO est d'éviter l'émission des gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Du point de vue environnemental, le méthane est un gaz à effet de serre (GES) et son Pouvoir de Réchauffement Global (PRG_{CH4}[20]) est de 25. Il est le deuxième plus important GES réglementé par le Protocole de Kyoto à contribuer au réchauffement de la planète après le dioxyde de carbone (CO_2). ***L'équation 7*** et les hypothèses préétablies, nous donne des résultats présentés dans le tableau 13.

Tableau 12: Estimation de la quantité d'émissions de CO2 évitée de 2020 à 2035

Années	*Masse de méthane produite (tonne)*	*Quantité de CO2 sans le projet (teqCO2)*	*Quantité de CO2 avec le projet (teqCO2)*	*Production d'électricité du cogenerateur (kWh)*	*Facteur d'émission du gaz naturel (kgeqCO2/kWh)*	*Facteur d'émission du biogaz de la décharge (kgeqCO2/kWh)*	*Quantité de CO2 évitée (teqCO2)*
2020	40 107,40	1 059 430,17	629 957,50	90 132 473,80	0,63	0,27	***429 472,67***
2021	42 307,10	1 111 648,48	661 983,23	85 726 071,62	0,63	0,27	***449 665,25***
2022	44 512,40	1 164 148,85	694 154,45	81 545 161,77	0,63	0,27	***469 994,40***
2023	46 721,13	1 216 863,37	726 432,54	77 568 157,30	0,63	0,27	***490 430,83***
2024	48 936,02	1 269 853,73	758 855,85	73 785 113,63	0,63	0,27	***510 997,88***
2025	51 159,71	1 323 180,49	791 462,00	70 186 571,17	0,63	0,27	***531 718,49***
2026	53 394,82	1 376 903,19	824 287,95	66 763 531,70	0,63	0,27	***552 615,24***
2027	55 643,91	1 431 080,44	857 370,03	63 507 435,84	0,63	0,27	***573 710,40***
2028	57 909,49	1 485 769,99	890 744,04	60 410 141,65	0,63	0,27	***595 025,95***
2029	60 194,04	1 541 028,90	924 445,29	57 463 904,27	0,63	0,27	***616 583,61***
2030	62 500,00	1 596 913,54	958 508,62	54 661 356,59	0,63	0,27	***638 404,91***
2031	64 829,79	1 653 479,73	992 968,55	51 995 490,77	0,63	0,27	***660 511,17***
2032	67 185,77	1 710 782,81	1 027 859,23	49 459 640,76	0,63	0,27	***682 923,59***
2033	69 570,31	1 768 877,75	1 063 214,54	47 047 465,62	0,63	0,27	***705 663,20***
2034	71 985,75	1 827 819,16	1 099 068,16	44 752 933,65	0,63	0,27	***728 751,00***
2035	74 434,41	1 887 661,44	1 135 453,56	42 570 307,32	0,63	0,27	***752 207,88***
TOTAL							***9 388 676,48***

Les estimations de la quantité totale d'émission de CO_2 que le projet permettra d'éviter sur la période de ***2020 à 2035*** est d'environ ***9,39 millions teqCO_2***. Vue l'hétérogénéité des situations et des priorités de chaque pays, il est impossible de se mettre d'accord pour la tarification de la

[18] https://www.citepa.org/fr/air-et-climat/polluants/effet-de-serre/methane
[19] Grid Emission Factor, WAPP/ version du 12-septembre-2014
[20] Le Potentiel de réchauffement global (PRG) est l'unité de mesure de l'effet d'un gaz à effet de serre sur le réchauffement climatique par rapport à celui du CO_2 (PRG du CO2 = 1) sur une période de 100 ans.
https://www.citepa.org/fr/air-et-climat/polluants/effet-de-serre/methane

tonne du CO_2. Le marché carbone européen est en baisse depuis quelques années, son cours moyen sur le marché boursier européen est de l'ordre de ***5 Euros/teqCO_2*** [21]**.** Ce projet permettra de réaliser un supplément de chiffre d'affaire actualisé important sur la période de l'étude ***de 21,324 millions Euros*** soit ***13,86 milliards FCFA***[22], si le projet est enregistré au Mécanisme du Développement Propre (MDP).

I.2 Évaluation économique

I.2.1 Méthodologie

L'objectif est de déterminer et d'évaluer la rentabilité du projet pour la collectivité en se basant sur des avantages quantifiables. Elle est fondée sur une Analyse Avantage-Coût (AAC) qui compare la somme des valeurs économiques actualisées de l'ensemble des avantages, d'une part, et d'autre part les coûts du projet sur une période, fonction de la durée de vie économique du projet. Les paramètres économiques sont les suivants :

- **Avantages :** Les avantages générés par le projet représentent les gains additionnels générés dans un état « avec projet » par rapport à un scénario de référence « sans projet » ;
- **Coûts :** Les coûts de réalisation d'un projet incluent sans être exhaustifs, les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation ;
- **Comparaison :** Afin de pouvoir être comparés, les avantages et les coûts d'un projet doivent être mesurés sur la base d'une unité commune. Ils sont donc mesurés dans notre cas en franc CFA de l'année de référence, soit 2020 ;
- **Actualisation :** L'AAC considère les flux économiques d'un projet, c'est à dire ses avantages et ses coûts annuels totaux pour la durée de l'étude. Bien que les avantages et les coûts soient comptabilisés au moment où ils se réalisent ou sont encourus, ils doivent être actualisés afin de prendre en compte la valeur temporelle de l'argent. Cette notion reflète le fait que, généralement, un dollar dépensé aujourd'hui vaut plus qu'un dollar dépensé dans le futur. Dès lors, l'actualisation permet d'évaluer la valeur des avantages et des coûts d'un projet au moment de la prise de décision quant à la réalisation de ce projet. Elle s'effectue grâce au taux d'actualisation ;
- **Rentabilité économique :** L'objectif de l'AAC est d'évaluer la rentabilité économique d'un projet. Ce concept implique trois éléments :
  - ❖ premièrement, l'AAC cherche à déterminer la valeur économique réelle d'un projet pour une collectivité donnée ;
  - ❖ deuxièmement, un projet est considéré rentable pour la société s'il contribue à accroître le bien-être de la collectivité, donc si la somme de ses avantages dépasse la somme de ses coûts ;
  - ❖ troisièmement, l'AAC permet de comparer divers projets ou scénarios visant un même objectif. En effet, le scénario optimal ou le plus avantageux sera celui qui présente la rentabilité économique la plus élevée.

[21] http://www.finances.net/matieres_premieres/co2-emissionsrechte
[22] Annexe 12 : Détail des calculs de l'analyse économique

I.2.2 Les paramètres économiques

Les paramètres économiques sont les suivantes : le coût d'investissement, la période du projet, le taux d'actualisation, le coût de gaz naturel, le prix de crédit carbone.

I.2.2.1 Coût de l'investissement

Notons que le coût total du projet à retenir pour l'analyse économique est hors Taxes et hors Douane. Il s'élève à ***53,53 milliards de FCFA HT, HD***. Les détails du calcul du coût total du projet sont présentés en ***Annexe 11.***

Tableau 13: Coût total d'investissement du projet

EXTENSION RESEAU ABIDJAN (RIVIERA)					
N°	Désignation	HT, HD	Douane	Taxes	TTC
1	Etudes (MF CFA)	2 083	0	375	2 458
2	Fournitures CIF (MF CFA)	33 323	7 664	7 378	48 365
3	Montage (MF CFA)	8 331	0	1 500	9 830
4	Mesures environnementales et sociales (MF CFA)	2 083	0		2 083
5	Supervision et contrôle des travaux (MF CFA)	2 499	0	450	2 949
6	Audit technique et financier (MF CFA)	417	0	75	492
8	Coût de base (MF CFA)	48 735	7 664	9 777	66 176
9	Imprévus physiques (MF CFA)	3 236	0	0	3 236
10	Provision pour hausse de prix (MF CFA)	1 559	0	0	1 559
11	Coût total du projet (MF CFA)	53 530	7 664	9 777	70 972

I.2.2.2 Période d'analyse

L'horizon d'analyse du projet correspond à la durée de vie moyenne du projet. La période de référence est 2020 - 2035 soit une durée économique de ***16 ans***.

I.2.2.3 le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation utilisé à des fins de rentabilité économique dans cette analyse est un indicateur macro-économique unique d'intérêt général, fixé par le Ministère du Plan, qui s'applique de manière uniforme à tous les projets d'investissement publics. Le taux, généralement utilisé pour les projets de développement en Côte d'Ivoire est de 10% et une sensibilité est faite entre 8% et 12%.

I.2.2.4 Autres paramètres

Les paramètres ci-dessous sont lies au projet

- ***le prix du crédit carbone*** est une valeur attribuée à la tonne de CO_2 évitée. Pour notre étude, il est fixé à ***5 Euro/teqCO_2*** soit ***3 250 FCFA*** ;
- ***le coût du Gaz naturel*** est une valeur fluctuante au cours du temps. Pour notre étude, il est fixé à ***120 FCFA/m^3*** ;

I.2.3 Evaluation des indicateurs de rentabilité (TRIE, VAN, DR, RA/C)

Quatre indicateurs peuvent être utilisés dans une Analyse Avantage-Coût (AAC) afin d'évaluer la rentabilité économique d'un projet. Il s'agit de la valeur actualisée nette (VAN), du rapport avantages-coûts (A/C), du taux de rendement interne économique (TRIE) et du délai de retour (DR).

I.2.3.1 Valeur actualisée nette (VAN)

La valeur actuelle nette d'un projet correspond au bilan de la somme de ses avantages actualisés déduction faite de la somme de ses coûts actualisés. Elle se calcule selon la formule suivante :

$$VAN = \sum_{t=1}^{T} \frac{Avantages\ t}{(1+\rho)^t} - \sum_{t=1}^{T} \frac{Coût\ t}{(1+\rho)^t}$$

Où, ρ est le taux d'actualisation et T est la durée de la période d'analyse
Une valeur actualisée nette positive signifie que les avantages engendrés par le projet dépassent ses coûts, donc que celui-ci est économiquement rentable. À l'inverse, une valeur actualisée nette négative implique que le projet n'est pas avantageux pour la société au taux d'actualisation choisi.

I.2.3.2 Rapport avantages-coûts (RA/C)

Le rapport avantages-coûts d'un projet correspond au ratio de la somme de ses avantages actualisés sur la somme de ses coûts actualisés. Il se calcule selon la formule suivante :

$$RA/C = \sum_{t=1}^{T} \frac{Avantages\ t}{(1+\rho)^t} \Big/ \sum_{t=1}^{T} \frac{Coût\ t}{(1+\rho)^t}$$

Où ρ est le taux d'actualisation et T est la durée de la période d'analyse.
Un rapport avantages-coûts supérieur à un (01) signifie que les avantages engendrés par le projet dépassent ses coûts, donc que celui-ci est économiquement rentable. À l'inverse, un rapport avantages-coûts inférieur à un (01) implique que le projet n'est pas avantageux pour la société.

I.2.3.3 Taux de rendement interne économique (TRIE)

Le taux de rendement interne représente quant à lui le taux d'actualisation pour lequel la somme des avantages actualisés déduction faite des coûts actualisés est égale à 0. Donc la valeur pour laquelle les avantages actualisés du projet égalent aux coûts actualisés. Il se calcule selon la formule suivante :

$$\boldsymbol{TRIE}: \sum_{i=1}^{T} \frac{\boldsymbol{Avantages\ t}}{(1+\rho)^t} = \sum_{i=1}^{T} \frac{\boldsymbol{Coût\ t}}{(1+\rho)^t}$$

Où, T est la durée de la période d'analyse.
La comparaison du TRIE s'opère avec le taux d'actualisation. Si le TRIE est supérieur au taux d'actualisation, alors le projet est jugé rentable.

I.2.3.4 Délai de retour (DR)

C'est le nombre d'années à partir duquel le bénéfice économique cumulé du projet devient positif.

I.2.4 Résultats de l'analyse économique sur la période 2020 - 2035

I.2.4.1 Résultats des indicateurs de rentabilité

Tableau 14: Indicateurs de viabilité du projet

Indicateurs de rentabilité	Résultats	Contraintes à respecter
TRIE (%)	**10 %**	**> 10%**
R A/C (u)	**0,99**	**> 1**
VAN (M FCFA)	**- 713,28**	**> 0**
DR (Ans)	**8**	**< 10**

Les résultats des indicateurs montrent que le projet de construction de la centrale à biomasse n'est pas viable sur la période 2020-2035. Les détails des résultats de l'analyse sont présentés en ***Annexe 12.***

I.2.4.2 Tests de sensibilité

Des tests de sensibilité ont été réalisés sur les paramètres de base du projet à savoir : le coût du carbone ; le cout du gaz naturel et le taux d'actualisation. Une variation de ± 10% a été adoptée. On constate que toutes les contraintes ne sont pas respectées face aux variations des paramètres de base sauf le délai de retour sur investissement ce qui montre la fragilité économique du projet. Les résultats détaillés des tests de sensibilité sont présentés dans le **tableau 16**.

Tableau 15: Résultats des tests de sensibilité de l'analyse économique

TABLEAU DES TESTS DE SENSIBILITE DE L'ANALYSE ECONOMIQUE										
Item	Critère	Taux d'actualisation			Coût du Carbone			Coût du gaz		
		8%	10%	12%	-10%	0%	10%	-10%	0	10%
TRIE (%)	> 10%	10%	10%	10%	9%	10%	10%	8%	10%	12%
RAC	> 1	1,08	0,99	0,91	0,97	0,99	1,01	0,91	0,99	1,07
VAN M FCFA	> 0	6 371,20	-713	-6 552	-2 099	-713	673	-6 703	-713	5 276
DR ans	< 10	8	8	8	8	8	7	9	8	7

II.EVALUATION FINANCIERE

L'analyse financière évalue la faisabilité financière du projet du point de vue de l'entreprise qui réalise le projet et non du point de vue de la collectivité. Contrairement à l'analyse économique, l'analyse financière se base sur les prix du marché et prend en compte les frais de Douane et les Taxes. Dans le cadre de cette étude, l'impact financier du projet sur les comptes de l'Entreprise sera mesuré à travers l'évaluation du montant du service de la dette par le calcul des annuités de remboursement des différents types de prêts. Cette évaluation sera faite conformément aux termes et conditions de financement octroyés par les bailleurs de fond à CI-ENERGIES. En outre, le nombre d'abonnés supplémentaires et l'impact sur les ventes sera évalué.

II.1 Montant de l'emprunt

Pour rappel, dans le cas de notre étude, le coût de l'investissement (fournitures et montage) à prendre en compte est de **41,65 milliards FCFA HT, HD**. En tenant compte des coûts relatifs aux études, à la supervision et au contrôle des travaux, aux imprévus physiques et aux provisions pour hausse de prix, le coût total du projet s'élève à ***53,53* milliards FCFA HT, HD (*70,97* milliards FCFA TTC**). Les Bailleurs de fonds ne financent pas les taxes et les droits de Douane. En général, une contrepartie de l'Etat est exigée par le Bailleur ou la Banque. Cette contrepartie consiste, pour l'Etat, à prendre en charge les frais liés aux études et aux mesures environnementales et sociales. Le montant de l'emprunt à contracter résulte donc de la soustraction de la contrepartie de l'Etat du coût total HT, HD du projet.
Ainsi le montage financier proposé est le suivant :

- Emprunt : 49,365 milliards FCFA soit 70% du coût total financier TTC ;
- Etat : 21,61 milliards FCFA soit 30% du coût total financier TTC ;

  - ❖ Dont Contrepartie : 4,365 milliards FCFA ;
  - ❖ Droits et Taxes : 17,44 milliards FCFA.

L'annexe 9 présente les différents items permettant d'aboutir au coût total du projet et au montage financier préconisé.

II.2 Hypothèses de financement

Elles sont basées sur les termes et conditions de financement octroyés par les bailleurs de fond à CI-ENERGIES pour la réalisation de projets de même nature au cours de ces dernières années. Le montage financier proposé est le suivant :

Prêt souverain de type institutionnel :

- Taux d'intérêt : 1,5% ;
- Durée du prêt : 15 ans ;
  - ❖ Différé : 5 ans ;
  - ❖ Amortissement : 10 ans ;
- Commission d'engagement : 0,5% sur sommes non décaissées ;
- Frais de dossier : 1% flat sur montant du prêt ;

- Remboursement : par annuités constantes.

Prêt souverain de type commercial :

- Taux d'intérêt : 8% ;
- Durée du prêt : 15 ans ;
  - ❖ Différé : 5 ans ;
  - ❖ Amortissement : 10 ans ;
- Commission d'engagement : 0,5% sur sommes non décaissées ;
- Frais de dossier : 1% flat sur montant du prêt ;
- Remboursement : par annuités constantes

II.3 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers calculés seront : le Service de la Dette, le ratio **R** : Marge/Service de la dette et le degré de concessionnalité.

II.3.1 Service de la Dette

Le service de la dette est la somme que l'emprunteur doit débourser chaque année pour honorer sa dette. Le service de la dette est composé du principal à rembourser et des intérêts. Les résultats présentés dans cette étude concernent uniquement le cas de remboursement avec des annuités constantes.

II.3.2 Ratio de la Marge R

Le ratio R est la valeur de la Marge sur coût variable / Service de la dette. La marge sur coût variable est la différence entre le chiffre d'affaire, c'est-à-dire la recette moyenne annuelle et le coût moyen de production.

Estimation du chiffre d'affaire

Dans notre étude, le chiffre d'affaire est la recette générée par la vente de l'électricité aux populations impactées par le projet. Cette recette est calculée en se basant sur le nombre d'abonnés potentiels, la consommation spécifique de chaque type d'abonné, le tarif de vente HT de l'électricité en fonction de chaque type d'abonnés, le taux de croissance de la consommation spécifique et le taux de croissance du tarif de vente HT de l'électricité.
Le coût moyen (tarif de vente) de l'électricité en fonction des d'abonnés et dans la DR Abidjan Nord (DRAN) est d'environ ***77,30 FCFA/kWh.*** Après la détermination de ces paramètres le calcul des recettes est réalisé.

Estimation du coût moyen de production

La consommation des clients dus au projet est déterminée en multipliant le nombre d'abonnés par type par la consommation spécifique. Le coût moyen de production observé à partir de notre centrale à biomasse est de 56,45 FCFA/kWh. Ainsi en multipliant ce coût moyen de production par l'énergie à produire au cours du projet, le coût de production est calculé. Après le calcul des recettes et du coût de production, la marge sur coût variable est déterminée.

Si ***R > 1*** alors les recettes générées, après avoir permis de payer la production d'électricité utilisée par les abonnés concernés par le projet, sont suffisamment importantes pour couvrir le service de la dette.

II.4 Résultats obtenus

II.4.1 Cas du prêt institutionnel

Service de la Dette : Annuités constantes

Dans le cas d'un prêt de type institutionnel, le service de la dette s'élève à ***740,47*** **millions de FCFA** pendant les années de grâce (les cinq premières années) puis à environ **3,70 milliards de FCFA** par an pendant les quinze années suivantes.

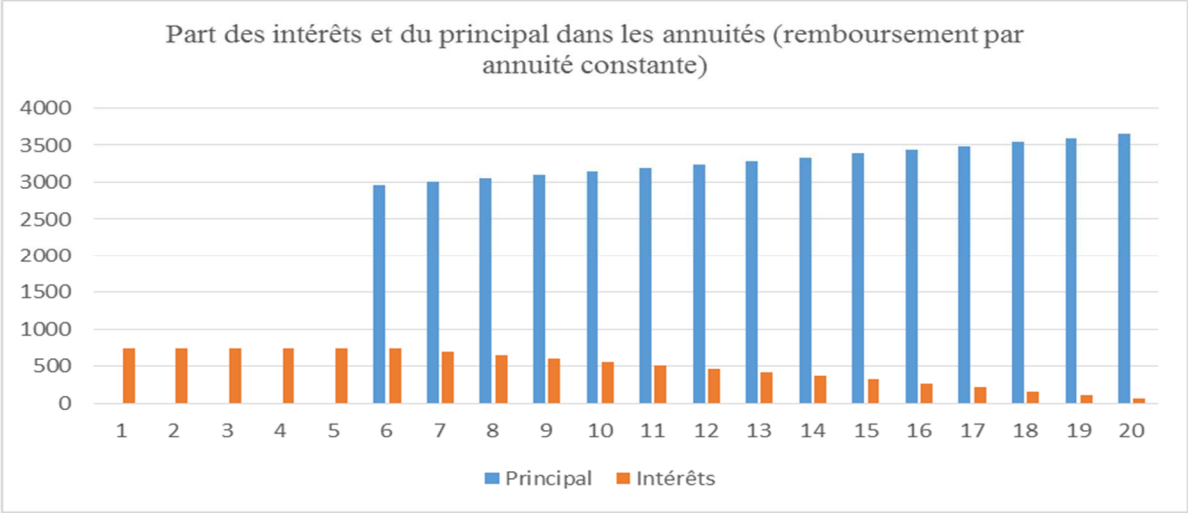


Figure 14: Prêt institutionnel : Courbe intérêt / Principal

Estimation du coût moyen de production

La consommation des clients due au projet est déterminée en multipliant le nombre d'abonnés par la consommation spécifique. En prenant un taux de perte de 10%, l'énergie à produire pour satisfaire les clients due à la réalisation de ce projet peut être déterminée. Le coût moyen de production à partir de notre centrale à biomasse est de 47,74 FCFA/kWh. En multipliant ce coût moyen de production par l'énergie à produire pour satisfaire les clients due au projet, le coût de production est calculé. Ainsi le coût moyen de production est évalué à **9 *milliards F CFA***.

Estimation du montant des recettes moyennes dues au projet

La recette marginale par abonné dans la zone du projet est estimée en tenant compte des consommations spécifiques de chaque type d'abonné et du tarif de vente moyen du kWh par type d'abonné en 2015. Ainsi la recette moyenne annuelle sur la période du projet s'élève à **18,37 *milliards F CFA*.**

Estimation de la marge sur coût variable

La marge sur coût variable est la différence entre le chiffre d'affaire, c'est-à-dire la recette moyenne et le coût moyen de production. Cette marge est calculée annuellement. En moyenne,

la marge sur coût variable est estimée à **9,37 *milliards F CFA***. Le détail des calculs des montants des recettes dues au projet est joint en A***nnexe 13.***

Ratio R : Marge / Service de la Dette

De manière plus fine, l'analyse du ratio Marge sur coût variable / Service de la dette montre que sur toute la période du projet la marge générée par le projet est suffisante pour couvrir le service de la dette. En moyenne, sur toute la période de l'étude (hors période de grâce), ce ratio s'élève à 4***,39***

II.4.2 Cas du prêt commercial

Service de la Dette

Dans le cas d'un prêt de type commercial, le service de la dette s'élève à **3,95 milliards de FCFA** par an pendant les années de grâce (les cinq premières années) puis à **5,77 milliards de FCFA** par an pendant les quinze années suivantes.

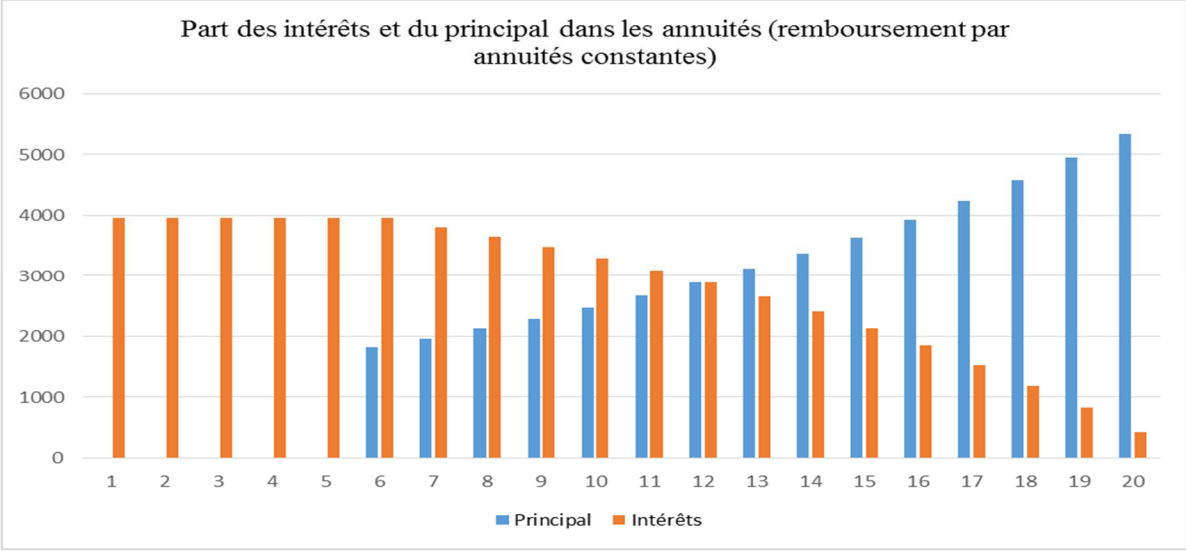


Figure 15 : Prêt commercial : Courbe Intérêt / Principal

Estimation du coût moyen de production

La consommation des clients due au projet est déterminée en multipliant le nombre d'abonnés par la consommation spécifique. En prenant un taux de perte de 10%, l'énergie à produire pour satisfaire les clients due à la réalisation de ce projet peut être déterminée. Le coût moyen de production à partir de notre centrale à biomasse est de 47,74 FCFA/kWh. En multipliant ce coût moyen de production par l'énergie à produire pour satisfaire les clients due au projet, le coût de production est calculé. Ainsi le coût moyen de production est évalué à **9 *milliards F CFA***.

Estimation du montant des recettes moyennes dues au projet

La recette marginale par abonné dans la zone du projet est estimée en tenant compte des consommations spécifiques de chaque type d'abonné et du tarif de vente moyen du kWh par

type d'abonné en 2015. Ainsi la recette moyenne annuelle sur la période du projet s'élève à ***18,37 milliards F CFA.***

Estimation de la marge sur coût variable

La marge sur coût variable est la différence entre le chiffre d'affaire, c'est-à-dire la recette moyenne et le coût moyen de production. Cette marge est calculée annuellement. En moyenne, la marge sur coût variable est estimée à ***9,37 milliards F CFA.*** Le détail des calculs des montants des recettes dues au projet est joint en ***Annexe 14.***

Ratio R : Marge / Service de la Dette

De manière plus fine, l'analyse du ratio Marge sur coût variable / Service de la dette montre que sur toute la période du projet la marge générée par le projet est suffisante pour couvrir le service de la dette. En moyenne, sur toute la période de l'étude (hors période de grâce), ce ratio s'élève à ***1,76.***

II.4.3 Tableau de comparaison des deux types de prêts

Tableau 16: Comparaison des deux types de prêts de l'analyse financière

Désignation	Unité	**Prêt de type institutionnel**	**Prêt de type commercial**
Service de la dette	Millions FCFA	2 775	5 199
Ratio R	-	**4,39**	**1,76**

Au vue du **tableau 17**, le service de dette et le ratio de la marge sur le service de la dette du prêt institutionnel est plus avantageux que celui du prêt commercial. Donc pour la faisabilité financière de notre projet, nous opterons pour un prêt institutionnel.

II.4.4 Tests de sensibilité

Des tests de sensibilité ont été réalisés sur les paramètres de base du projet à savoir : le Prix de vente du kWh et le coût de production du kWh. Une variation de ***± 10%*** a été adoptée dans les deux cas. Les résultats figurent en dans le ***tableau 19***. Le ratio R est supérieur à 1 dans le cas du prêt institutionnel alors que celui du prêt commercial n'atteint pas cette valeur dans la majorité des tests. Le projet devrait générer suffisamment de ressources pour assurer le service de la dette dans le cas du prêt institutionnel.

Tableau 17: Tests de sensibilité des deux types de prêts

TABLEAU DE SYNTHESE DES TESTS DE SENSIBILITE: PRÊT DE TYPE INSTITUTIONNEL						
Critère	Prix de vente du Mwh			Coût de production du kWh (Fcfa/kWh)		
	-10%	0%	10%	43	48	53
R > 1	3,43	4,39	5,34	4,90	4,39	3,87

TABLEAU DE SYNTHESE DES TESTS DE SENSIBILITE: PRÊT DE TYPE INSTITUTIONNEL						
Critère	Prix de vente du Mwh			Coût de production du kWh (Fcfa/kWh)		
	-10%	0%	10%	43	48	55
R > 1	1,41	1,76	2,11	1,94	1,76	1,59

CONCLUSION

Cette étude sur la préfaisabilité de production d'électricité à l'aide des déchets solides ménagers (DSM) du district d'Abidjan, nous a permis de faire l'évaluation du potentiel énergétique des déchets au travers du biogaz généré. Les procédés de valorisation envisagés sont la captation du biogaz naturellement produit par les déchets en décharge et la méthanisation des futurs déchets à l'aide de biodigesteurs. Le biogaz récupéré est utilisé comme combustible dans des moteurs à biogaz ou cogénérateurs à biogaz pour la production d'énergie électrique qui est ensuite injecté sur le réseau électrique.

Pour mener à bien cette étude, la méthodologie adoptée consiste aux évaluations du gisement de déchets, de la quantité de biogaz généré et du productible sur la période de l'étude (2020-2035). Les hypothèses adoptées pour les calculs résultaient de la littérature scientifique, d'étude de cas similaires et de normes internationales.

Au terme de l'étude prévue sur la période de 2020 à 2035, la centrale à biogaz pourrait permettre de produire environ 1 315 millions de mètre cube de biogaz à partir des DSM du district d'Abidjan. Cette quantité de biogaz pourrait permettre de produire sur cette période environ **3 176,87 GWh** d'énergie électrique.

Cette centrale a un coût total de ***53,53 milliards de francs CFA HT/HD*** dont le coût moyen actualisé de l'énergie produite (**LCOE**) est de ***47,74 FCFA/kWh***.

L'utilisation du biogaz issue des déchets ménagers pour la production d'énergie électrique en substitution à celle des centrales thermiques permet de réaliser une économie financière actualisée d'environ ***50,66 milliards francs CFA*** sur la facture de consommation en gaz naturel sur les **16 ans**. En plus, ce projet ouvre des opportunités de vente de crédits carbone s'il est enregistré comme projets MDP ; et permet de résoudre en grande partie les questions liées à la gestion de la salubrité et aux mauvaises odeurs dus aux déchets ménagers dans le district d'Abidjan. Il s'inscrit également dans un projet de développement durable.

Les indicateurs économiques montrent que le projet n'est pas viable sur les 15 ans avec un TRIE de ***10%***, un RA/C de ***0,99%***, une VAN de **-713,28 *millions FCFA*** et un délai de retour sur investissement de ***8 ans*** ; toute fois ce projet a une grande valeur sur le plan environnemental.

Les résultats de l'analyse financière montrent une solidité financière du projet pour les deux types de prêts. Le ratio de la marge sur le service de la dette du prêt institutionnel est de ***4,39*** tandis que celui du prêt commercial est de ***1,76***. Pour limiter la pression sur les comptes de l'Entreprise, il est opportun de financer ce projet avec le prêt institutionnel.

Nous préconisons qu'une étude de faisabilité technique soit réalisée en vue d'accroitre la part des énergies renouvelables dans le parc de production et matérialiser la volonté de l'Etat ivoirien à contribuer au développement durable.

Une étude d'impact environnemental et social approfondie doit être également réalisée pour la mise en œuvre dudit projet.

Nous sortons satisfaits et enrichis par ce travail et espérons que les résultats de cette étude serviront de support à CI-ENERGIES dans les études d'Avant-Projet Détaillé (APD) pour l'évaluation du potentiel énergétique des déchets ménagers solides dans les différentes villes de la Côte d'Ivoire.

BIBLIOGRAPHIE

[1] ADERCI, CDM-PDD version 2: Landfill Gas Recovery and Flaring Project in Akouedo, Ivory Coast, Abidjan, septembre 2009.

[2] BRIAND Alain Déziri Delloh / Mémoire de Master d'ingénierie GEER / 2010 – 2011 Valorisation énergétique par méthanisation des déchets ménagers : cas du district d'Abidjan

[3] BURGEAP, Rapport final provisoire : Etude stratégique pour la gestion des déchets solides dans le district d'Abidjan, Abidjan, 2011.

[4] BROU Yves Oscar Kouadio / Mémoire de Master d'ingénierie EA / 2013 – 2014 Contribution des structures de pré-collecte à la gestion des déchets solides ménagers en Afrique subsaharienne : Cas du District Autonome d'Abidjan (Côte d'Ivoire) /Octobre 2014

[5] CI-ENERGIES, Plan Directeur Production Transport, Juin 2016

[6] CI-ENERGIES, Tableau de bord de la convention Etat/CIE/juin 2017

[7] CI-ENERGIES, Rapport trimestriel des pointes synchrones et asynchrones des postes sources fin décembre 2016

[8] GEVALOR, Etude sur la décharge d'AKOUEDO, Abidjan, en vue de la réduction des polluants climatiques à courte durée de vie dans son plan de fermeture, Version révisé Juillet 2015.

[9] Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre-Version révisée 1996, J.T. Houghton et al, GIEC/OCDE/AIE, Paris, France.

[10] BLIN Joël : Les filières Biomasse Energie 2iE, 2014-2015.

[11] TOPANOU Kwési Attindékoun Nikita / Mémoire de doctorat spécialité Chimie de l'environnement, Chimie des déchets /Gestion des déchets solides ménagers dans la ville d'Abomey-Calavi (Bénin) : Caractérisation et essais de valorisation par compostage / decembre 2012

[12] SITRADE, CDM-PDD version 5: Abidjan Municipal Solid Waste-To-Energy Project, Abidjan, mai 2009

[13] TERRABO INGENIEUR-CONSEIL, Caractérisation des déchets ménagers de la ville d'Abidjan/2010

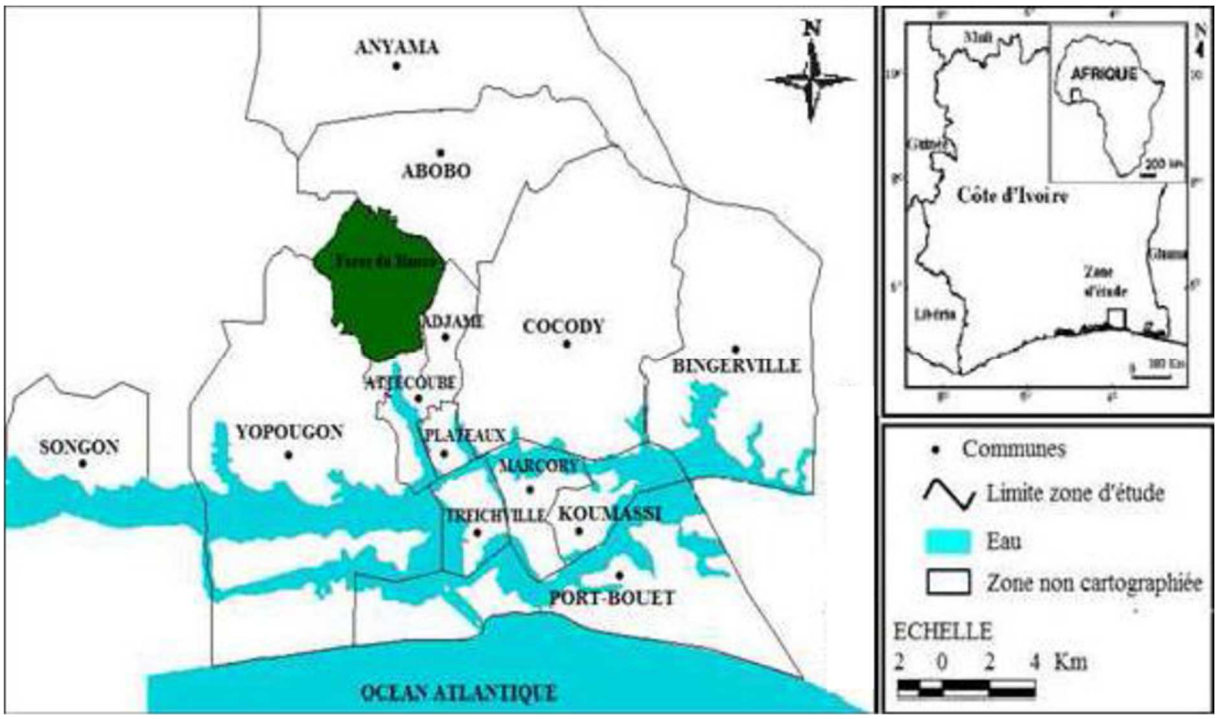
ANNEXES

Annexe 1: Répartition du parc de production d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire en 2016 iii
Annexe 2: Localisation de la zone d'étude iv
Annexe 3: Projection du gisement du district d'Abidjan de 2014 à 2035 v
Annexe 4: La méthode de Décomposition de Premier Ordre ou méthode DPO vi
Annexe 5: Classification des SEDS et Facteur de correction du Méthane (MCF) xi
Annexe 6 : Détails du calcul de la quantité estimée de méthane produit par la décharge en 2020 xiii
Annexe 7: Masse volumique et densité des gaz xv
Annexe 8: Bilan de la puissance des deux procédés xvi
Annexe 9: Schéma unifilaire du poste de RIVIERA xvii
Annexe 10: Caractéristiques techniques des câbles xviii
Annexe 11: Calcul détaillé du coût total du projet xix
Annexe 12: Détail des calculs de l'analyse économique xxi
Annexe 13: Analyse financière prêt Institutionnel xxii
Annexe 14: Analyse financière : prêt de commercial xxiv

Annexe 1: Répartition du parc de production d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire en 2016

Sources de Production	Année de Mise en Service	Puissance Installée (MW)	Part (%)
HYDRAULIQUE		**604**	**31,39**
Ayamé 1	1959	20	1,04
Ayamé 2	1965	30	1,56
Kossou	1972	174	9,04
Taabo	1979	210	10,91
Buyo	1980	165	8,58
Fayé	1983	5	0,26
THERMIQUE		**1320**	**68,61**
Vridi TAG	1984	100	5,20
Ciprel 1	1995	105	5,46
Ciprel 2	1998	115	5,98
Azito 1	1999	148	7,69
Azito 2	2000	148	7,69
Ciprel 3	2009	115	5,98
Aggreko 1	2010	74	3,85
Aggreko 2	2012	37	1,92
Ciprel 4	2013	115	5,98
Aggreko	2013	99	5,15
Ciprel TAV	2015	119	6,19
Azito TAV	2015	145	7,54
TOTAL		**1924**	**100**

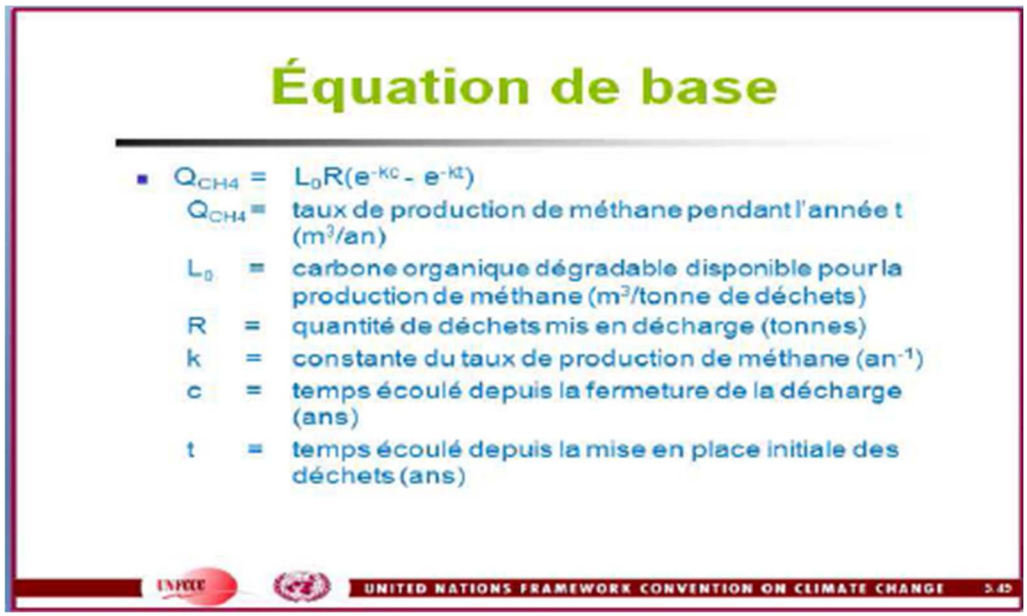
Annexe 2: Localisation de la zone d'étude

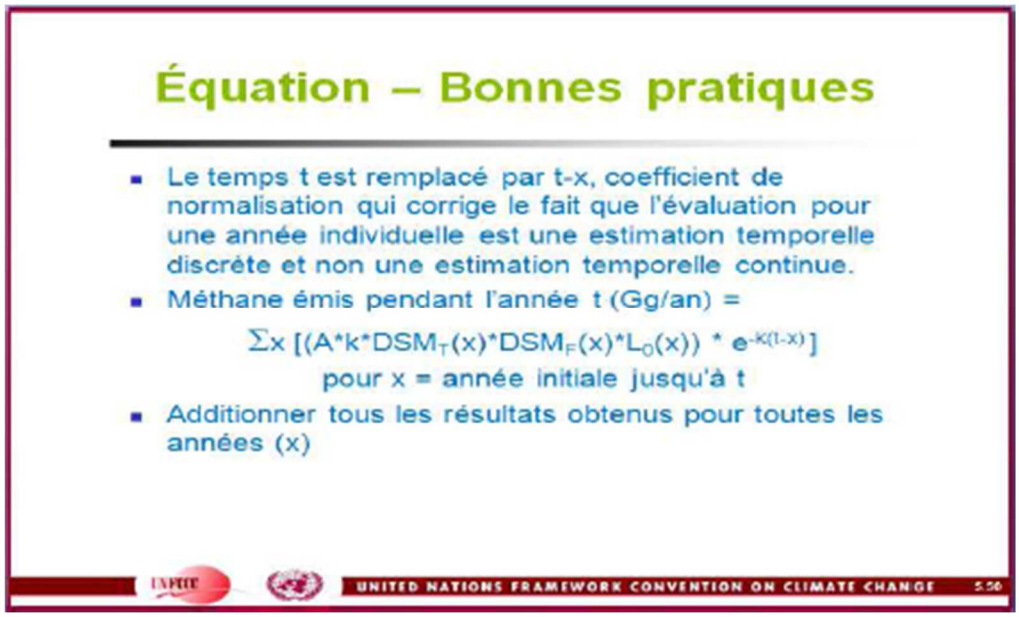


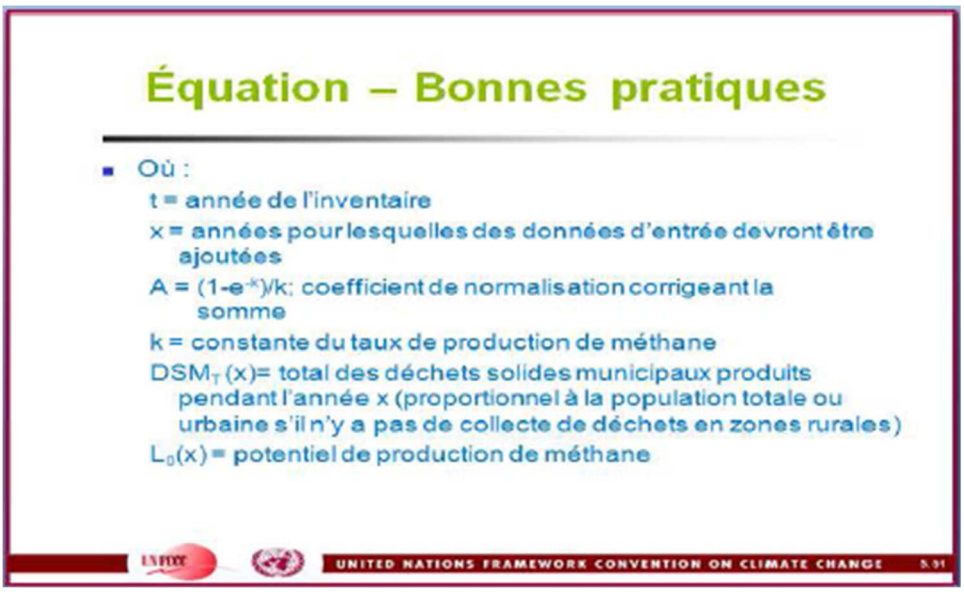
Annexe 3: Projection du gisement du district d'Abidjan de 2014 à 2035

Année	Population	Qtité de DSM (tonne)	Production spécifique (kg/hbts/jr)	Taux de collecte (%)	DSM collectés (tonne)
2 003	3 422 913	784 547	1,06	60	470 728
2 004	3 525 600	818 840	1,06	60	491 304
2 005	3 631 368	852 131	1,06	60	511 278
2 006	3 740 309	898 204	1,06	60	538 922
2 007	3 852 519	1 042 446	1,06	60	625 468
2 008	3 968 094	436 941	1,06	60	262 165
2 009	4 087 137	893 305	1,06	60	535 983
2 010	4 209 751	657 611	1,06	60	394 566
2 011	4 336 044	672 687	1,06	60	403 612
2 012	4 466 125	835 301	1,06	60	501 181
2 013	4 600 109	935 666	1,06	60	561 400
2 014	4 738 112	1 016 667	1,06	60	610 000
2 015	4 861 303	1 029 153	1,06	60	617 492
2 016	4 987 697	1 070 153	1,06	60	642 092
2 017	5 117 377	1 187 948	1,06	60	712 769
2 018	5 250 429	1 218 834	1,06	60	731 301
2 019	5 386 940	1 250 524	1,06	60	750 315
2 020	5 527 000	1 283 038	1,06	60	769 823
2 021	5 670 702	1 316 397	1,06	60	789 838
2 022	5 818 140	1 350 623	1,06	60	810 374
2 023	5 969 412	1 385 739	1,06	60	831 444
2 024	6 124 617	1 421 769	1,06	60	853 061
2 025	6 283 857	1 458 735	1,06	60	875 241
2 026	6 447 237	1 496 662	1,06	60	897 997
2 027	6 614 865	1 535 575	1,06	60	921 345
2 028	6 786 852	1 575 500	1,06	60	945 300
2 029	6 963 310	1 616 463	1,06	60	969 878
2 030	7 144 356	1 658 491	1,06	60	995 094
2 031	7 330 109	1 701 612	1,06	60	1 020 967
2 032	7 520 692	1 745 853	1,06	60	1 047 512
2 033	7 716 230	1 791 246	1,06	60	1 074 747
2 034	7 916 852	1 837 818	1,06	60	1 102 691
2 035	8 122 690	1 885 601	1,06	60	1 131 361

Annexe 4: La méthode de Décomposition de Premier Ordre ou méthode DPO

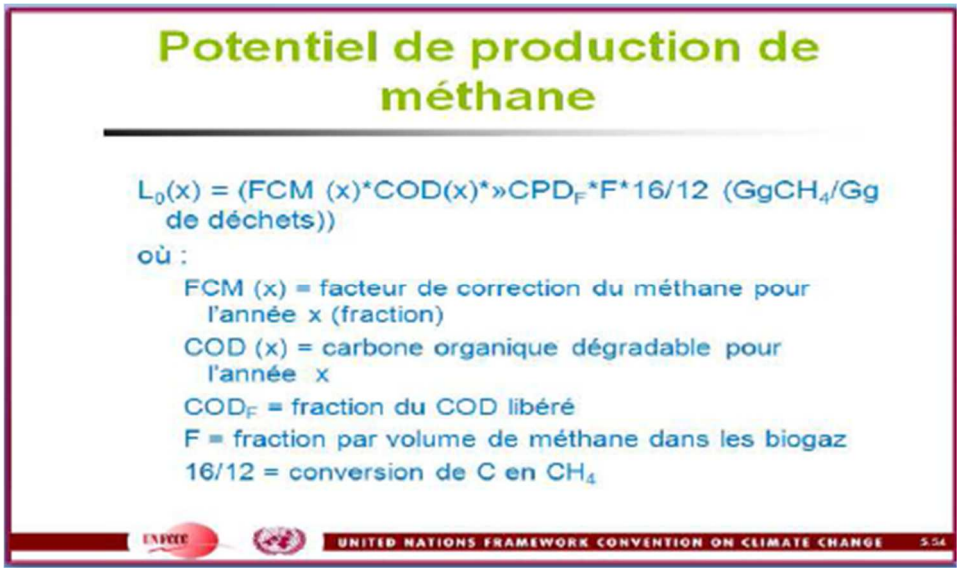

Équation de base
$Q_{CH4} = L_0R(e^{-kc} - e^{-kt})$
Q_{CH4} = taux de production de méthane pendant l'année t (m^3/an)
L_0 = carbone organique dégradable disponible pour la production de méthane (m^3/tonne de déchets)
R = quantité de déchets mis en décharge (tonnes)
k = constante du taux de production de méthane (an^{-1})
c = temps écoulé depuis la fermeture de la décharge (ans)
t = temps écoulé depuis la mise en place initiale des déchets (ans)
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE

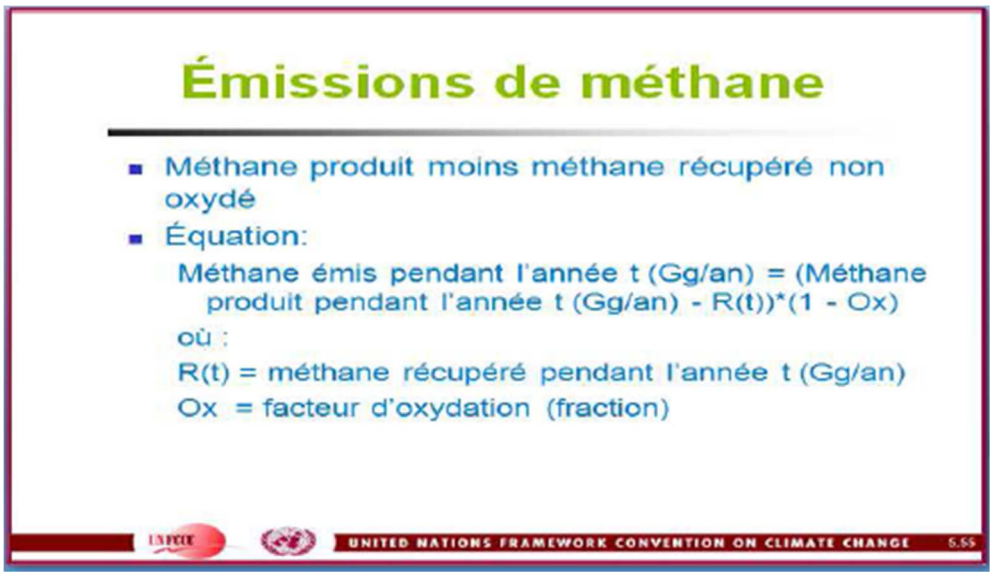

Équation – Bonnes pratiques
Le temps t est remplacé par t-x, coefficient de normalisation qui corrige le fait que l'évaluation pour une année individuelle est une estimation temporelle discrète et non une estimation temporelle continue.
Méthane émis pendant l'année t (Gg/an) =
$\Sigma x [(A*k*DSM_T(x)*DSM_F(x)*L_O(x)) * e^{-k(t-x)}]$
pour x = année initiale jusqu'à t
Additionner tous les résultats obtenus pour toutes les années (x)
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE


Équation – Bonnes pratiques
Où :
t = année de l'inventaire
x = années pour lesquelles des données d'entrée devront être ajoutées
A = (1-e^-k)/k; coefficient de normalisation corrigeant la somme
k = constante du taux de production de méthane
DSM_T(x)= total des déchets solides municipaux produits pendant l'année x (proportionnel à la population totale ou urbaine s'il n'y a pas de collecte de déchets en zones rurales)
L_0(x) = potentiel de production de méthane
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE

Constante du taux de production de méthane
La constante du taux de production de méthane k correspond au temps requis pour que le COD contenu dans les déchets se dégrade jusqu'à la moitié de sa masse initiale (demi-vie).
k = ln2/t½
Cette méthode nécessite des données historiques. On doit inclure des données pour 3 à 5 demi-vies afin d'obtenir un résultat acceptable. Il faut tenir compte des changements dans les pratiques de gestion.
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE

Constante du taux de production de méthane
Est déterminée par le type de déchets et de conditions
Valeurs variant de 0,03 à 0,2 par an, ce qui équivaut à une demi-vie d'environ 23 à 3 ans
Des matériaux facilement dégradables et un taux d'humidité élevé entraînent une diminution de la demi-vie.
Valeur par défaut de 0,05 par an (demi-vie de 14 ans)
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE


Potentiel de production de méthane
$L_0(x) = (FCM\ (x)*COD(x)*»CPD_F*F*16/12\ (GgCH_4/Gg$ de déchets))
où :
FCM (x) = facteur de correction du méthane pour l'année x (fraction)
COD (x) = carbone organique dégradable pour l'année x
COD_F = fraction du COD libéré
F = fraction par volume de méthane dans les biogaz
16/12 = conversion de C en CH_4
UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE



On notera que tous les paramètres modèles peuvent changer avec le temps, en fonction de l'évolution des pratiques d'élimination et de gestion des déchets. Les bonnes pratiques sont décrites ci-dessous pour chaque paramètre modèle susmentionné.

- **Facteur de correction de méthane (FCM)**

Le facteur de correction de méthane (FCM) prend en compte le fait que les SDDS non contrôlés produisent moins de CH4 à partir d'une quantité donnée de déchets que les SDDS contrôlés, car une plus grande fraction de déchets se décompose en aérobie dans les couches supérieures des SDDS non contrôlés. En ce qui concerne la gestion des déchets solides, le FCM est spécifique à ce domaine et doit être interprété comme le « facteur de correction de gestion des déchets » qui reflète la gestion à laquelle il se rapporte. Le terme facteur de correction de méthane (FCM) dans ce contexte ne doit pas être confondu avec le facteur de conversion de méthane (FCM) mentionné dans les *Lignes directrices du GIEC* pour les émissions liées à la gestion des eaux usées et du fumier. Les *Lignes directrices du GIEC* présentent des valeurs par défaut pour le FCM, indiquées dans le Tableau ci-dessous.

Annexe 5: Classification des SEDS et Facteur de correction du Méthane (MCF)

CLASSIFICATION DES SEDS ET FACTEURS DE CORRECTION DU METHANE (MCF)

Type de site	Valeurs par défaut du coefficient de correction du méthane (MCF)
Géré – anaérobie [1]	1,0
Géré – semi-aérobie [2]	0,5
Non géré [3] – profond (>5 m déchets) et/ou niveau hydrostatique élevé	0,8
Non géré [4] – peu profond (<5 m déchets)	0,4
SEDS non catégorisés [5]	0,6

[1] **SEDS anaérobies gérés**: ces sites doivent être dotés d'un placement contrôlé des déchets (les déchets sont affectés à des lieux de dépôt spécifiques et sont soumis à un certain degré de contrôle du piégeage et de contrôle des incendies) et doivent comporter au moins un des éléments suivants: (i) terrain de couverture; (ii) compactage mécanique; ou (iii) régalement des déchets.

[2] **SEDS semi-aérobies gérés**: ces sites doivent être dotés d'un placement contrôlé des déchets et comprendre toutes les structures suivantes permettant l'introduction de l'air dans la couche de déchet: (i) terrain de couverture perméable; (ii) système de drainage au lixiviat; (iii) réserve de régularisation; et (iv) dispositif de circulation des gaz.

[3] **Sites d'élimination des déchets solides non gérés – profonds et/ou à niveau hydrostatique élevé**: tout SEDS qui ne satisfait pas les critères de SEDS géré, et dont la profondeur est égale ou supérieure à 5 mètres et/ou dont le niveau hydrostatique est proche de la surface. Cette dernière situation correspond au remplissage d'eaux intérieures (étang, fleuve, terres inondées).

[4] **Sites d'élimination des déchets solides peu profonds et non gérés:** tout SEDS qui ne satisfait pas les critères de site géré et dont la profondeur est égale ou inférieure à 5 mètres.

[5] **Sites d'élimination des déchets solides non catégorisés**: le MCF est utilisé exceptionnellement si les pays ne sont pas en mesure de classer leurs décharges dans l'une des quatre catégories de SEDS gérés ou non gérés.

Sources: IPCC (2000); Matsufuji *et al.* (1996)

- **Carbone organique dégradable (COD)**

Le carbone organique dégradable est le carbone organique susceptible de subir une décomposition biochimique, et doit être exprimé sous forme de Gg C par Gg de déchets. Il est basé sur la composition des déchets et peut être calculé à partir d'une moyenne pondérée de la teneur en carbone des divers composants du flux de déchets. L'équation suivante, présentée dans les *Lignes directrices du GIEC*, estime le COD à l'aide de valeurs par défaut de teneur en carbone :

COD = (0,4*A) + (0,17*B) + (0,15*C) + (0,3*D)

Où :

A = Fraction de DSM du papier et des textiles

B = Fraction de DSM des déchets de jardins et de parcs, ou autres déchets organiques non alimentaires putrescibles

C = Fraction de DSM alimentaires

D = Fraction de DSM provenant du bois ou de la paille

Les valeurs par défaut de la teneur en carbone pour ces fractions sont indiquées dans les Lignes directrices du GIEC (Tableau 6-3, Manuel de référence).

L'utilisation de valeurs nationales est recommandée si des données sont disponibles. On peut obtenir des valeurs nationales à l'aide d'enquêtes sur la génération de déchets et par l'échantillonnage des SDDS dans un pays. Dans le cas de l'utilisation de valeurs nationales, l'organisme chargé de l'inventaire devra présenter les résultats des enquêtes et de l'échantillonnage. Par ailleurs, il est important que les calculs de COD excluent la lignine si l'on utilise la valeur par défaut (0,77) pour COD_F (voir ci-dessous).

Fraction de carbone organique dégradable libéré (CODF)

CODF est une estimation de la fraction de carbone dégradé et libéré dans les SDDS, et reflète le fait que certains carbones organiques ne sont pas dégradables ou se dégradent très lentement dans les SDDS. Les *Lignes directrices du GIEC* proposent une valeur par défaut de 0,77 pour CODF. Il ressort de la littérature récente que cette valeur par défaut pourrait être une surestimation. Cette valeur ne doit être utilisée que si la lignine C'est exclue de la valeur de COD. Des valeurs expérimentales de 0,5 à 0,6 (lignine C incluse), utilisées aux Pays-Bas (Oonk et Boom, 1995), ont permis d'obtenir des estimations fiables des gaz produits et récupérés dans les décharges à ciel ouvert aux Pays-Bas. De plus, l'utilisation d'une valeur de 0,5 à 0,6 (lignine C incluse) comme valeur par défaut est conforme aux *bonnes pratiques*. On peut utiliser des valeurs nationales pour CODF ou des valeurs fournies par des pays similaires pour COD_F, mais ces valeurs devront être basées sur des recherches bien documentées.

Fraction de CH4 dans les gaz de décharges (F)

Les gaz de décharges incluent principalement le CH4 et le dioxyde de carbone (CO2). En général, on estime que la fraction F de CH4 est de 0,5, mais elle peut varier entre 0,4 et 0,6, en fonction de plusieurs facteurs, dont la composition des déchets (carbohydrates et cellulose, etc.). La concentration de CH4 dans les gaz de décharges récupérés peut être inférieure à la valeur réelle en raison de la dilution atmosphérique potentielle ; par conséquent, les valeurs F estimées ainsi ne seront pas nécessairement représentatives.

Annexe 6 : Détails du calcul de la quantité estimée de méthane produit par la décharge en 2020

Les différents paramètres de calcul de **l'équation 2** ont été donnés à la page 21.

Application : Année d'inventaire 2020

La quantité de méthane produit par la décharge équivaudra à la somme des quantités D de l'année initiale d'ouverture de la décharge (1965) à l'année de l'inventaire (2020). Les résultats obtenus des calculs, sont présentés dans les tableaux ci-après.

Année	*k*	*A*	*DSM(t) (Gg/an)*	*Lo (t) (Gg CH4/ Gg de déchets)*	*B = A* k* DMS(t)*Lo(t) (Gg CH4)*	*C = e^(-k(t-x))*	*D = B*C (Gg CH4)*	*Quantité de CH4 émise (Gg)*
1 965	0,05	0,98	65,53	0,09	0,28	0,06	0,02	**0,02**
1 966	0,05	0,98	67,50	0,09	0,28	0,07	0,02	**0,04**
1 967	0,05	0,98	71,60	0,09	0,30	0,07	0,02	**0,06**
1 968	0,05	0,98	72,90	0,09	0,31	0,07	0,02	**0,08**
1 969	0,05	0,98	76,50	0,09	0,32	0,08	0,03	**0,11**
1 970	0,05	0,98	79,16	0,09	0,33	0,08	0,03	**0,13**
1 971	0,05	0,98	85,50	0,09	0,36	0,09	0,03	**0,16**
1 972	0,05	0,98	91,80	0,09	0,39	0,09	0,04	**0,20**
1 973	0,05	0,98	96,90	0,09	0,41	0,10	0,04	**0,24**
1 974	0,05	0,98	102,56	0,09	0,43	0,10	0,04	**0,28**
1 975	0,05	0,98	117,30	0,09	0,49	0,11	0,05	**0,33**
1 976	0,05	0,98	125,61	0,09	0,53	0,11	0,06	**0,39**
1 977	0,05	0,98	135,96	0,09	0,57	0,12	0,07	**0,46**
1 978	0,05	0,98	123,04	0,09	0,52	0,12	0,06	**0,52**
1 979	0,05	0,98	134,78	0,09	0,57	0,13	0,07	**0,60**
1 980	0,05	0,98	146,41	0,09	0,62	0,14	0,08	**0,68**
1 981	0,05	0,98	182,67	0,09	0,77	0,14	0,11	**0,79**
1 982	0,05	0,98	172,91	0,09	0,73	0,15	0,11	**0,90**
1 983	0,05	0,98	162,30	0,09	0,68	0,16	0,11	**1,01**
1 984	0,05	0,98	154,82	0,09	0,65	0,17	0,11	**1,11**
1 985	0,05	0,98	183,71	0,09	0,77	0,17	0,13	**1,25**
1 986	0,05	0,98	190,76	0,09	0,80	0,18	0,15	**1,39**
1 987	0,05	0,98	193,61	0,09	0,82	0,19	0,16	**1,55**
1 988	0,05	0,98	216,68	0,09	0,91	0,20	0,18	**1,74**
1 989	0,05	0,98	217,03	0,09	0,91	0,21	0,19	**1,93**
1 990	0,05	0,98	203,60	0,09	0,86	0,22	0,19	**2,12**
1 991	0,05	0,98	210,69	0,09	0,89	0,23	0,21	**2,33**
1 992	0,05	0,98	198,89	0,09	0,84	0,25	0,21	**2,54**
1 993	0,05	0,98	196,31	0,09	0,83	0,26	0,21	**2,75**
1 994	0,05	0,98	228,98	0,09	0,96	0,27	0,26	**3,01**
1 995	0,05	0,98	249,86	0,09	1,05	0,29	0,30	**3,32**
1 996	0,05	0,98	284,88	0,09	1,20	0,30	0,36	**3,68**
1 997	0,05	0,98	263,14	0,09	1,11	0,32	0,35	**4,03**
1 998	0,05	0,98	266,80	0,09	1,12	0,33	0,37	**4,40**
1 999	0,05	0,98	358,09	0,09	1,51	0,35	0,53	**4,93**
2 000	0,05	0,98	320,75	0,09	1,35	0,37	0,50	**5,43**
2 001	0,05	0,98	318,92	0,09	1,34	0,39	0,52	**5,95**
2 002	0,05	0,98	316,26	0,09	1,33	0,41	0,54	**6,49**

Année	k	A	DSM(t) (Gg/an)	Lo (t) (Gg CH4/ Gg de déchets)	B = A* k* DMS(t)*Lo(t) (Gg CH4)	C = e^(-k(t-x))	D = B*C (Gg CH4)	Quantité de CH4 émise (Gg)
2 003	0,05	0,98	353,05	0,09	1,49	0,43	0,64	**7,13**
2 004	0,05	0,98	368,48	0,09	1,55	0,45	0,70	**7,82**
2 005	0,05	0,98	383,46	0,09	1,62	0,47	0,76	**8,59**
2 006	0,05	0,98	404,19	0,09	1,70	0,50	0,85	**9,43**
2 007	0,05	0,98	625,47	0,09	2,64	0,52	1,38	**10,81**
2 008	0,05	0,98	262,16	0,09	1,10	0,55	0,61	**11,41**
2 009	0,05	0,98	535,98	0,09	2,26	0,58	1,30	**12,72**
2 010	0,05	0,98	394,57	0,09	1,66	0,61	1,01	**13,73**
2 011	0,05	0,98	403,61	0,09	1,70	0,64	1,08	**14,81**
2 012	0,05	0,98	501,18	0,09	2,11	0,67	1,42	**16,23**
2 013	0,05	0,98	561,40	0,09	2,37	0,70	1,67	**17,89**
2 014	0,05	0,98	762,50	0,09	3,21	0,74	2,38	**20,27**
2 015	0,05	0,98	771,86	0,09	3,25	0,78	2,53	**22,81**
2 016	0,05	0,98	802,61	0,09	3,38	0,82	2,77	**25,58**
2 017	0,05	0,98	890,96	0,09	3,75	0,86	3,23	**28,81**
2 018	0,05	0,98	914,13	0,09	3,85	0,90	3,49	**32,29**
2 019	0,05	0,98	937,89	0,09	3,95	0,95	3,76	**36,05**
2 020	0,05	0,98	962,28	0,09	4,06	1,00	4,06	**40,11**

Pour l'estimation de la quantité de méthane produite de 2021 à 2035, il suffit de changer l'année d'inventaire (t). Ce qui explique cette décroissance exponentielle de cette production de méthane par la décharge.

Annexe 7: Masse volumique et densité des gaz

Masse volumique et densité des gaz

www.courtoisenergies.fr
T61 : 04 42 16 60 01

Mettre à jour les cellules sur fond jaune

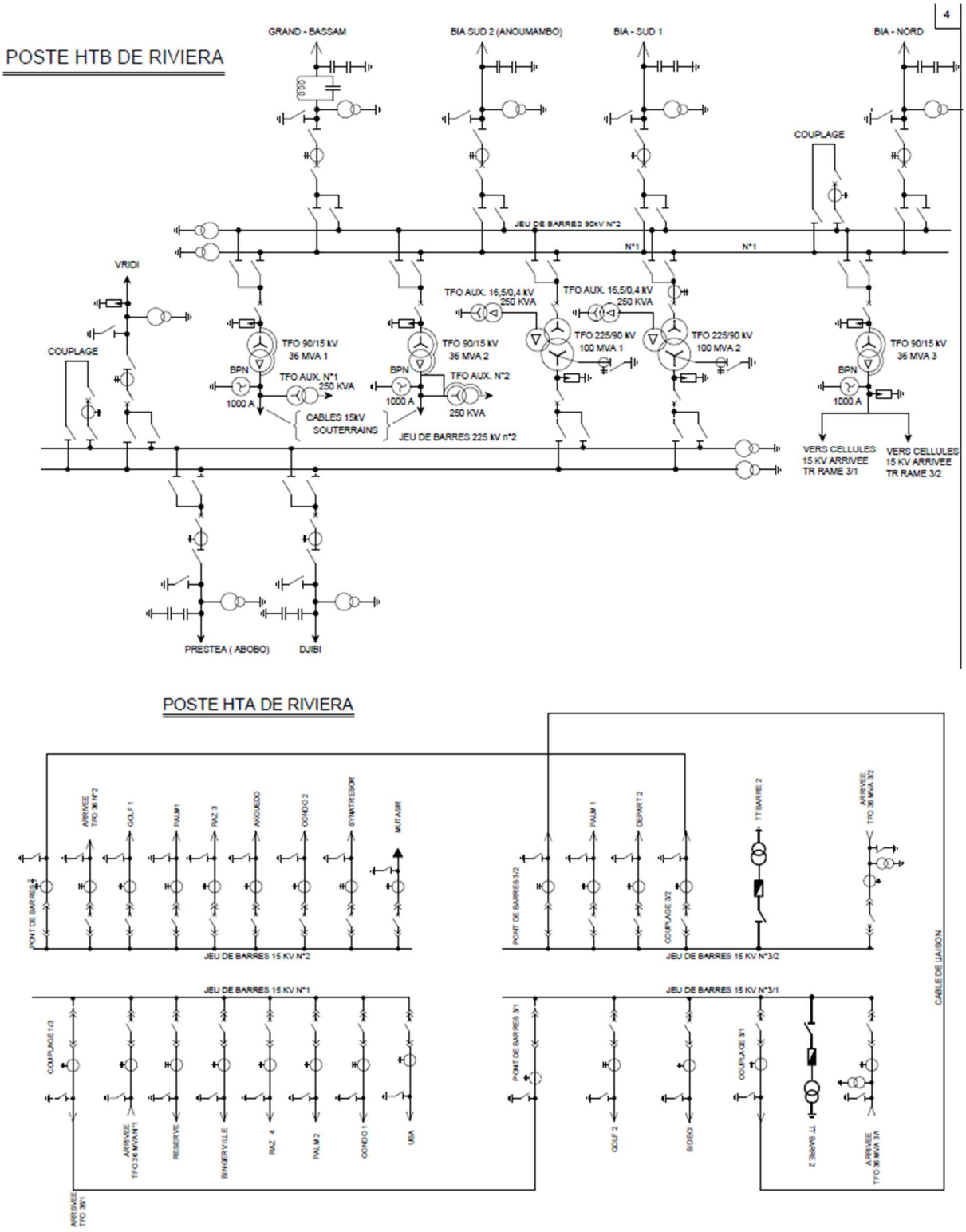
	Conditions Normales de Temp° et Pression	Conditions particulières
Température :	0,00 °C	25,00 °C
	273,15 K	298,15 K
Pression absolue :	1,01325 bar	1,00000 bar
	101 325 Pa	100 000 Pa
Volume molaire	22,41399 l/mol	24,78959 l/mol

	Nom	Symbole ou formule	Temp° de vaporisation en °C	Masse molaire	Masse volumique en kg/m³ dans les	Densité par rapport à l'air	Masse volumique en kg/m³ dans les
GAZ	Air		-194,30	28,99	1,29349	1,000	1,16953
	Argon	Ar	-185,85	40	1,78460	1,380	1,61358
	Azote	N_2	-195,80	28	1,24922	0,966	1,12951
	Butane	C_4H_{10}	-0,50	58	2,58767	2,001	2,33969
	Chlore	Cl_2	-34,04	71	3,16766	2,449	2,86411
	Dioxyde de carbone	CO_2	-78,50	44	1,96306	1,518	1,77494
	Dioxyde de soufre	SO_2	-10,00	64	2,85536	2,207	2,58173
	Ethylène	C_2H_4	-103,90	28	1,24922	0,966	1,12951
	Hélium	He	-268,93	4	0,17846	0,138	0,16136
	Hydrogène	H_2	-252,87	2	0,08923	0,069	0,08068
	Méthane	CH_4	-161,52	16	0,71384	0,552	0,64543
	Monoxyde de carbone	CO	-191,00	28	1,24922	0,966	1,12951
	Oxygène	O_2	-182,95	32	1,42768	1,104	1,29086
	Ozone	O_3	-111,90	48	2,14152	1,656	1,93630
	Propane	C_3H_8	-42,10	44	1,96306	1,518	1,77494

Annexe 8: Bilan de la puissance des deux procédés

Année	*Puissance électrique valorisable par la decharge (MW)*	*Puissance électrique valorisable previsionnelle par les biodigesteurs (MW)*	*TOTAL (MW)*
2 020	*19,79*	*16,02*	*35,80*
2 021	*18,82*	*16,31*	*35,13*
2 022	*17,90*	*16,60*	*34,51*
2 023	*17,03*	*16,90*	*33,93*
2 024	*16,20*	*17,19*	*33,39*
2 025	*15,41*	*18,73*	*34,14*
2 026	*14,66*	*19,05*	*33,70*
2 027	*13,94*	*19,36*	*33,30*
2 028	*13,26*	*19,67*	*32,94*
2 029	*12,62*	*19,99*	*32,61*
2 030	*12,00*	*21,66*	*33,66*
2 031	*11,42*	*21,99*	*33,41*
2 032	*10,86*	*22,33*	*33,19*
2 033	*10,33*	*22,66*	*32,99*
2 034	*9,83*	*25,87*	*35,70*
2 035	*9,35*	*26,25*	*35,59*

Annexe 9: Schéma unifilaire du poste de RIVIERA



Annexe 10: Caractéristiques techniques des câbles

Caractéristique du typ	Almélec						Aluminium											
	22 mm²	34 mm²	54 mm²	93 mm²	117 mm²	148 mm²	CPI 150 mm²	CPI 240 mm²	CIS 50 mm² 24kV	CIS 95 mm² 24kV	CIS 150 mm² 24kV	CIS 240 mm² 24kV	CIS 630 mm² 24kV	CIS 50 mm² 36kV	CIS 95 mm² 36kV	CIS 150 mm² 36kV	CIS 240 mm² 36kV	CIS 630mm² 36kV
Identifiant	Alm22	Alm34	Alm54	Alm93	Alm117	Alm148	Alu150Cpi	Alu240Cpi	Alu50S1	Alu95S1	Alu150Cis1	Alu240Cis1	Alu630Cis1	Alu50S2	Alu95S2	Alu150Cis2	Alu240Cis2	Alu630Cis2
Nature	Aérien	Aérien	Aérien	Aérien	Aérien	Aérien	Souter.	Souter.	Souter.	Souter.	Souter.	Souter.	Arrivée	Souter.	Souter.	Souter.	Souter.	Arrivée
Métal	Am	Am	Am	Am	Am	Am	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
Technologie	DI	DI	DI	DI	DI	DI	PM	PM	S3	S3	S3	S3	S3	S3	S3	S3	S3	S3
Section (mm²)	**22**	**34**	**54**	**93**	**117**	**148**	**150**	**240**	**50**	**95**	**150**	**240**	**630**	**50**	**95**	**150**	**240**	**630**
Intensité maximale (A)	94	125	165	235	299	332	246	348	180	260	295	387	650	180	260	295	387	650
Résistance (ohm/km)	1,51	0,964	0,607	0,357	0,283	0,224	0,206	0,125	0,641	0,32	0,206	0,125	0,0469	0,641	0,32	0,206	0,125	0,0469
Réactance (ohm/km)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Capacité homopolaire (nF/km)	5	5	5	5	5	5	170	190			230	290	420			180	220	300
Surintensité en sécours	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Coût au km (kF)	10 200	10 200	11 500	13 500	13 500	14 100	14 100				20 100	28 200				18 500	23 500	
Durée de vie	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Annexe 11: Calcul détaillé du coût total du projet

Les coûts de base sont composés des coûts de :

- fourniture ;
- montage ;
- études ;
- mesures environnementales et sociales ;
- supervision et contrôle des travaux ;
- audit technique et financier.

Auxquels on rajoute les Imprévus physiques et les provisions pour hausse de prix. Les Droits de douane sont estimés à 23% du coût des fournitures et les Taxes à 18% du coût de base.

Détails du coût d'installation de la centrale à biomasse[23]

Coût d'installation de la centrale		
Puissance électrique (MW)	Coût unitaire (millions FCFA)/MW)	Coût total (millions FCFA)
30	***1 300***	***39 000***

Détails du coût raccordement [5]

Coût du raccordement en 15 kV					
Désignations	*Quantité*	*Coût unitaire (millions FCFA)*	*Coût total fourniture (millions FCFA)*	*Montage*	*Coût fourniture + Montage (millions FCFA)*
Cellule TT	*4*	*8,40*	*33,60*	8,40	***2 653,60***
Cellule dijoncteur	*18*	*20,00*	*360,00*	90,00	
compteur	*4*	*0,32*	*1,28*	0,32	
TFO 24 MVA	*2*	*120,00*	*240,00*	60,00	
Ligne CIS 630 unipolaire	*24*	*62,00*	*1 488,00*	372,00	
TOTAL			*2 123*	*530,72*	

[23] http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/installations_biogaz_investissements.html

N°	DESIGNATION	UNITE	VALEUR 1	VALEUR 2	OBSERVATIONS
	Titre du projet	ABIDJAN (RIVIERA)			
1	MONTANT	MFCFA	41 654		Cout fourniture HT (a prendre dans le document word)
2	Etudes	%	5,00%		sur (Fourniture + Montage)
3	Fournitures CIF	%	100%	33 323	HT HD (Voir Analyse Technique)
4	Montage	%	25%	8 331	sur (Fourniture)
5	Mesures environnementales et sociales	%	5%		sur (Fourniture + Montage)
6	Supervision et contrôle des travaux	%	6%		sur (Fourniture + Montage)
7	Audit technique et financier	%	1,00%		sur (Fourniture + Montage)
8	Imprévus physiques	%	7%		Coût de base hors études et Audit
9	Provision pour hausse de prix	%	3%		Coût de base
10	DOUANE	%	23%		
11	TAXES	%	18%		

EXTENSION RESEAU ABIDJAN (RIVIERA)

N°	Désignation	HT, HD	Douane	Taxes	TTC		Emprunt	Contrepartie Etat	Taxes Etat	Total Etat
1	Etudes	2 083	0	375	2 458			2 083	375	2 458
2	Fournitures CIF	33 323	7 664	7 378	48 365		33 323		15 042	15 042
3	Montage	8 331	0	1 500	9 830		8 331		1 500	1 500
4	Mesures environnementales et sociales	2 083	0		2 083			2 083	0	2 083
5	Supervision et contrôle des travaux	2 499	0	450	2 949		2 499		450	450
6	Audit technique et financier	417	0	75	492		417		75	75
8	Coût de base	48 735	7 664	9 777	66 176		44 569	4 165	17 441	21 607
9	Imprévus physiques	3 236	0	0	3 236		3 236		0	0
10	Provision pour hausse de prix	1 559	0	0	1 559		1 559		0	0
11	Coût total du projet	53 530	7 664	9 777	70 972		49 365	4 165	17 441	21 607
										ok

Récapitulatif	MFcfa	ratio
Emprunt	49 365	70%
Contrepartie Etat	4 165	
Droits et Taxes	17 441	
Total Etat	21 607	30%
Total Projet	**70 972**	

Généralement dans les accords de financement de projet avec les bailleurs de fonds, l'Etat a la charge des études, des mesures environnementales et sociales et des frais de taxe et douane. C'est ainsi qu'est déterminé le montant de l'emprunt à contracter.

Annexe 12: Détails des calculs de l'analyse économique

MODELISATION ECONOMIQUE DE CENTRALE A BIOMASSE																			
DESIGNATIONS	*VALEUR*	*UNITE*	*TOTAL*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Coûts																				
Coût total d'investissement		*M FCFA*	*53 530,33*	53 530,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exploitation		*M FCFA*	*40 147,75*	0,00	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52
COUTS TOTAUX		*M FCFA*		53 530,33	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52	2 676,52
Coût total d'investissement actualisé		*M FCFA*	*53 530,33*	53 530,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exploitation ACTUALISE		*M FCFA*	*23 690,84*	0,00	2 478,26	2 294,68	2 124,71	1 967,32	1 821,59	1 686,66	1 561,72	1 446,04	1 338,92	1 239,75	1 147,91	1 062,88	984,15	911,25	843,75	781,25
COUTS TOTAUX ACTUALISE		*M FCFA*	*77 221,17*	*53 530,33*	*2 478,26*	*2 294,68*	*2 124,71*	*1 967,32*	*1 821,59*	*1 686,66*	*1 561,72*	*1 446,04*	*1 338,92*	*1 239,75*	*1 147,91*	*1 062,88*	*984,15*	*911,25*	*843,75*	*781,25*
2. Productible																				
Puissance		*MW*		*0,00*	*35,80*	*35,13*	*34,51*	*33,93*	*33,39*	*34,14*	*33,70*	*33,30*	*32,94*	*32,61*	*33,66*	*33,41*	*33,19*	*32,99*	*35,70*	35,59
Energie		*GWh*	*3 176,87*	*0,00*	*209,10*	*205,16*	*201,52*	*198,13*	*194,99*	*199,38*	*196,83*	*194,49*	*192,36*	*190,41*	*196,56*	*195,10*	*193,81*	*192,67*	*208,48*	*207,87*
Energie actualisée		*GWh*	*1 762,85*	*0,00*	*193,61*	*175,89*	*159,97*	*145,63*	*132,71*	*125,65*	*114,85*	*105,08*	*96,23*	*88,20*	*84,30*	*77,48*	*71,26*	*65,60*	*65,72*	*60,68*
3. Situation sans le projet																				
Gaz naturel		*m^3*	*1 016 596 891,87*	*0,00*	*66 912 034,17*	*65 652 301,65*	*64 485 090,23*	*63 401 542,64*	*62 397 578,53*	*63 802 978,66*	*62 985 887,22*	*62 237 293,93*	*61 553 858,09*	*60 932 401,93*	*62 899 366,71*	*62 432 109,39*	*62 018 198,46*	*61 655 032,22*	*66 712 347,05*	66 518 871,00
		MFCFA	*121 991,63*	*0,00*	*8 029,44*	*7 878,28*	*7 738,21*	*7 608,19*	*7 487,71*	*7 656,36*	*7 558,31*	*7 468,48*	*7 386,46*	*7 311,89*	*7 547,92*	*7 491,85*	*7 442,18*	*7 398,60*	*8 005,48*	*7 982,26*
Quantité de CO2 produite		*tCO2*	*23 425 442,02*	*0,00*	*1 059 430,17*	*1 111 648,48*	*1 164 148,85*	*1 216 863,37*	*1 269 853,73*	*1 323 180,49*	*1 376 903,19*	*1 431 080,44*	*1 485 769,99*	*1 541 028,90*	*1 596 913,54*	*1 653 479,73*	*1 710 782,81*	*1 768 877,75*	*1 827 819,16*	*1 887 661,44*
		MFCFA	*76 132,69*	*0,00*	*3 443,15*	*3 612,86*	*3 783,48*	*3 954,81*	*4 127,02*	*4 300,34*	*4 474,94*	*4 651,01*	*4 828,75*	*5 008,34*	*5 189,97*	*5 373,81*	*5 560,04*	*5 748,85*	*5 940,41*	*6 134,90*
4. Situation avec le projet																				
Gaz naturel		*M FCFA*		*0,00*	*0,00*	*0,00*														
Quantité de CO2 produite		*tCO2*	*14 036 765,54*	*0,00*	*629 957,50*	*661 983,23*	*694 154,45*	*726 432,54*	*758 855,85*	*791 462,00*	*824 287,95*	*857 370,03*	*890 744,04*	*924 445,29*	*958 508,62*	*992 968,55*	*1 027 859,23*	*1 063 214,54*	*1 099 068,16*	*1 135 453,56*
		M FCFA	*45 619,49*	*0,00*	*2 047,36*	*2 151,45*	*2 256,00*	*2 360,91*	*2 466,28*	*2 572,25*	*2 678,94*	*2 786,45*	*2 894,92*	*3 004,45*	*3 115,15*	*3 227,15*	*3 340,54*	*3 455,45*	*3 571,97*	*3 690,22*
5. Avantages																				
Coût Gaz naturel		*MFCFA*	*121 991,63*	*0,00*	*8 029,44*	*7 878,28*	*7 738,21*	*7 608,19*	*7 487,71*	*7 656,36*	*7 558,31*	*7 468,48*	*7 386,46*	*7 311,89*	*7 547,92*	*7 491,85*	*7 442,18*	*7 398,60*	*8 005,48*	*7 982,26*
coût Gaz naturel actualisé		*MFCFA*	*59 896,50*	0,00	7 299,49	6 510,97	5 813,83	5 196,49	4 649,28	4 321,81	3 878,61	3 484,10	3 132,58	2 819,05	2 645,50	2 387,14	2 155,74	1 948,28	1 916,45	1 737,17
Réduction de CO2		*MFCFA*	*30 513,20*	0,00	1 395,79	1 461,41	1 527,48	1 593,90	1 660,74	1 728,09	1 796,00	1 864,56	1 933,83	2 003,90	2 074,82	2 146,66	2 219,50	2 293,41	2 368,44	2 444,68
Réduction de CO2 actualisée		*MFCFA*	*13 860,84*	0,00	1 268,90	1 207,78	1 147,62	1 088,66	1 031,19	975,46	921,63	869,83	820,13	772,59	727,21	683,99	642,91	603,93	566,99	532,03
Avantages totaux		*MFCFA*	*152 504,83*	*0,00*	*9 425,23*	*9 339,69*	*9 265,69*	*9 202,09*	*9 148,45*	*9 384,44*	*9 354,31*	*9 333,03*	*9 320,30*	*9 315,78*	*9 622,74*	*9 638,51*	*9 661,69*	*9 692,01*	*10 373,92*	*10 426,94*
avantages totaux actualisés		*MFCFA*	*73 757,34*	0,00	8 568,39	7 718,75	6 961,45	6 285,15	5 680,47	5 297,27	4 800,24	4 353,93	3 952,72	3 591,64	3 372,71	3 071,13	2 798,65	2 552,21	2 483,43	2 269,21
6. Bénéfice Economique																				
BENEFICES: AVANTAGES -COUTS		*M FCFA*	*56 150,23*	-53 530,33	6 748,71	6 663,17	6 589,18	6 525,57	6 471,94	6 707,93	6 677,79	6 656,52	6 643,78	6 639,27	6 946,22	6 962,00	6 985,17	7 015,49	7 697,41	7 750,42
BENEFICES ACTUALISES		*M FCFA*	*-713,28*	-53 530,33	6 135,19	5 506,75	4 950,55	4 457,05	4 018,56	3 786,45	3 426,76	3 105,31	2 817,61	2 559,73	2 434,61	2 218,31	2 023,35	1 847,40	1 842,70	1 686,72
Taux de Rentabilité Interne Economique (TRIE)		*%*	*10%*																	
Valeur Actuelle Nette (VAN)		*M FCFA*	*-713,28*																	
Ratio: Avantages Actualisés/Couts Actualisés (R A/C)			*0,99*																	
Délai de Retour (DR)		*ANNEES*	*8,00*	-53 530,33	-46 781,62	-40 118,45	-33 529,27	-27 003,70	-20 531,77	-13 823,84	-7 146,05	-489,53	6 154,25	12 793,51	19 739,74	26 701,74	33 686,90	40 702,40	48 399,80	56 150,23

Annexe 13: Analyse financière prêt Institutionnel

PARAMETRES GENERAUX: PRÊT INSTITUTIONNEL					
N°	DESIGNATION	UNITE	VALEUR 1	VALEUR 2	OBSERVATIONS
	Titre du projet		EXTENSION RESEAU		
	MONTANT	MFCFA	49 365		Millions de FCFA
	ANNEE DE BASE		2020		
	TYPE D'AMORTISSEMENT		12	1	ANNUEL
	TAUX PERIODE 1	%	1,50%	1,50%	l'an; la période
	TAUX PERIODE 2	%	0,00%	0,00%	l'an; la période
	TEMPS DE GRÂCE	ans	5	5	ans; semestres
	PERIODE AMORTISSEMENT 1	ans	15	15	ans; semestres
	PERIODE AMORTISSEMENT 2	ans	0	0	ans; semestres
	COMMISSIONS DE SERVICE	%			
	COMMISSIONS D'ENGAGEMENT	%	0,50%	0,500%	Sur les sommes non décaissées
	FRAIS DE DOSSIER	%	1,00%		Flat sur le montant du prêt
	NOMBRE DE DECAISSEMENTS		1		
	DECAISSEMENT 1		1	1	Periode de decaissement 1

Extension du réseau d'Abidjan (RIVIERA)		
Année	PRINCIPAL	INTERET
2 020	0,00	740,47
2 021	0,00	740,47
2 022	0,00	740,47
2 023	0,00	740,47
2 024	0,00	740,47
2 025	2 959,15	740,47
2 026	3 003,54	696,09
2 027	3 048,59	651,03
2 028	3 094,32	605,31
2 029	3 140,74	558,89
2 030	3 187,85	511,78
2 031	3 235,66	463,96
2 032	3 284,20	415,43
2 033	3 333,46	366,16
2 034	3 383,46	316,16
2 035	3 434,22	265,41

ANALYSE FINANCIERE																
ANNEE	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ENERGIE INDUITE PAR LE PROJET (MWh)	209 100,11	205 163,44	201 515,91	198 129,82	19 499,24	199 384,31	196 830,90	194 491,54	192 355,81	190 413,76	196 560,52	195 100,34	193 806,87	192 671,98	208 476,08	207 871,47	
PRIX DE VENTE MOYEN DU MWH DANS LA DRAN (FCFA	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	
RECETTE DUE AU PROJET (MFCFA)	16 163,44	16 334,91	16 525,83	16 735,59	1 696,47	17 867,20	18 167,54	18 490,17	18 835,74	19 204,93	20 419,64	20 875,99	21 359,71	21 871,67	24 375,69	25 034,14	18372,4
COUT MOYEN DE PRODUCTION (MFCFA/Mwh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
COUT DE PRODUCTION (MFCFA)	10 036,81	9 847,85	9 672,76	9 510,23	935,96	9 570,45	9 447,88	9 335,59	9 233,08	9 139,86	9 434,91	9 364,82	9 302,73	9 248,25	10 006,85	9 977,83	9004,1
SERVICE DE LA DETTE (MFCFA)	740,47	740,47	740,47	740,47	740,47	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	3 699,63	
MARGE SUR COUT VARIABLE	6 126,63	6 487,06	6 853,07	7 225,36	760,51	8 296,76	8 719,66	9 154,57	9 602,66	10 065,07	10 984,73	11 511,17	12 056,98	12 623,42	14 368,84	15 056,31	9368,3
R: MARGE SUR COUT VARIABLE / SERVICE DE LA DETTE	8,27	8,76	9,26	9,76	1,03	2,24	2,36	2,47	2,60	2,72	2,97	3,11	3,26	3,41	3,88	4,07	4,39

Annexe 14: Analyse financière : prêt de commercial

PARAMETRES GENERAUX: PRÊT COMMERCIAL					
N°	DESIGNATION	UNITE	VALEUR 1	VALEUR 2	OBSERVATIONS
	Titre du projet		EXTENSION RESEAU		
	MONTANT	MFCFA	49 365		Millions de FCFA
	ANNEE DE BASE		2020		
	TYPE D'AMORTISSEMENT		12	1	ANNUEL
	TAUX PERIODE 1	%	8,00%	8,00%	l'an; la période
	TAUX PERIODE 2	%	0,00%	0,00%	l'an; la période
	TEMPS DE GRÂCE	ans	5	5	ans; semestres
	PERIODE AMORTISSEMENT 1	ans	15	15	ans; semestres
	PERIODE AMORTISSEMENT 2	ans	0	0	ans; semestres
	COMMISSIONS DE SERVICE	%			
	COMMISSIONS D'ENGAGEMENT	%	0,50%	0,500%	Sur les sommes non décaissées
	FRAIS DE DOSSIER	%	1,00%		Flat sur le montant du prêt
	NOMBRE DE DECAISSEMENTS		1		
	DECAISSEMENT 1		1	1	Periode de decaissement 1

Extension du réseau d'Abidjan (RIVIERA)		
Année	PRINCIPAL	INTERET
2 020	0	3 949,20
2 021	0	3 949,20
2 022	0	3 949,20
2 023	0	3 949,20
2 024	0	3 949,20
2 025	1 818,09	3 949,20
2 026	1 963,54	3 803,75
2 027	2 120,62	3 646,67
2 028	2 290,27	3 477,02
2 029	2 473,49	3 293,80
2 030	2 671,37	3 095,92
2 031	2 885,08	2 882,21
2 032	3 115,89	2 651,40
2 033	3 365,16	2 402,13
2 034	3 634,37	2 132,92
2 035	3 925,12	1 842,17

ANALYSE FINANCIERE																	
ANNEE	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ENERGIE INDUITE PAR LE PROJET (MWh)	209 100,11	205 163,44	201 515,91	198 129,82	19 499,24	199 384,31	196 830,90	194 491,54	192 355,81	190 413,76	196 560,52	195 100,34	193 806,87	192 671,98	208 476,08	207 871,47	
PRIX DE VENTE MOYEN DU MWH DANS LA DRAN (FCFA)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	
RECETTE DUE AU PROJET (MFCFA)	16 163,44	16 334,91	16 525,83	16 735,59	1 696,47	17 867,20	18 167,54	18 490,17	18 835,74	19 204,93	20 419,64	20 875,99	21 359,71	21 871,67	24 375,69	25 034,14	18372,4
COUT MOYEN DE PRODUCTION (MFCFA/Mwh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
COUT DE PRODUCTION (MFCFA)	10036,81	9847,85	9672,76	9510,23	935,96	9570,45	9447,88	9335,59	9233,08	9139,86	9434,91	9364,82	9302,73	9248,25	10006,85	9977,83	9004,1
SERVICE DE LA DETTE (MFCFA)	3 949,20	3 949,20	3 949,20	3 949,20	3 949,20	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	5 767,29	
MARGE SUR COUT VARIABLE	6 126,63	6 487,06	6 853,07	7 225,36	760,51	8 296,76	8 719,66	9 154,57	9 602,66	10 065,07	10 984,73	11 511,17	12 056,98	12 623,42	14 368,84	15 056,31	9368,3
R: MARGE SUR COUT VARIABLE / SERVICE DE LA DETTE	1,55	1,64	1,74	1,83	0,19	1,44	1,51	1,59	1,67	1,75	1,90	2,00	2,09	2,19	2,49	2,61	1,76