

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE BATNA 2 Mostefa Benboulaïd
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



THESE

Présentée pour l'obtention du diplôme de Docteur en Sciences

Spécialité: MÉCANIQUE
Option: ÉNERGÉTIQUE

PAR
MEBARKI Bisma

THEME

*Etude technoeconomique de la conversion
électrique du biogaz en Algérie.
Cas du CET de Batna*

Soutenue publiquement en 08-05-2018 devant le jury composé de:

BEN MOUSSA Hocine	Prof., Univ. Batna 2	Président
ADOUANE Belkacem	Prof., Univ. Batna 1	Rapporteur
KHALDI Fouad	Prof., Univ. Batna 1	Co- Rapporteur
MOUMMI Abdelhafid	Prof., Univ. Biskra	Examineur
BENBIA Makhlof	M.C.A., Univ. Batna 2	Examineur
DEMAGH Yassine	M.C.A., Univ. Batna 2	Examineur

Remerciements

Avant, toute personne, je tiens à remercier notre Dieu Tout Puissant pour m'avoir éclairci le chemin de ce travail.

J'exprime ma profonde gratitude à mes directeurs de thèse, Professeur Belkacem Adouane et le Professeur Khaled Fouadde l'université de batna 1, pour l'aide, l'encouragement et les conseils donnés dans l'élaboration de cette présente thèse.

Je tiens à remercier vivement Monsieur BEN MOUSSA Hocine, Professeur à l'université de Batna 2, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur Moumni Abdelhafid Professeur à l'université de Biskra d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Je remercie très sincèrement Monsieur Benbia Makhlouf et Monsieur Demagh Yassine Maîtres de conférences à l'université de Batna 2, pour l'intérêt qu'ils ont apporté à ce travail, et pour le plaisir qu'ils m'ont fait en acceptant de participer au jury.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A ceux que j'ai de plus cher au monde: ma grande mère mes parents;

A mon mari et mes deux petits-enfants ayham et fatima

A mes frères et mes sœurs et mes neveux,

A tous mes amis et collègues.

Tous ceux qui m'ont aimé et me souhaitent le bonheur et la réussite.

Table des matières

1. Introduction générale.....	1
-------------------------------	---

Chapitre I. Déchets solides urbains en Algérie et les Centres d'Enfouissement Techniques

I.1. Introduction.....	5
I.2. Territoire & population Algérienne.....	5
I.3. Principaux traits du climat de l'Algérie.....	5
I.3.1. Zone Nord.....	6
I.3.2. Zone semi-aride.....	7
I.3.3. Zone aride.....	8
I.4. Déchets solides urbains en Algérie.....	8
I.4.1. Définition du terme « déchet ».....	8
I.4.2. Classification des déchets.....	9
I.4.2.1. La nature.....	9
I.4.2.2. L'origines.....	9
I.4.2.3. La législation Algérienne.....	10
I.4.3. Technique d'élimination et de traitement des déchets solides.....	12
I.4.3.1. L'enfouissement technique: Traitement biologique anaérobie.....	12
I.4.3.2. Le compostage: Traitement biologique aérobie.....	15
I.4.3.3. L'incinération.....	16
I.4.3.4. Autres techniques de gestion.....	17
I.5. Techniques modernes de confinement des déchets solides.....	17
I.5.1. Définition du centre d'enfouissement technique (CET).....	17
I.5.2. Classification des CETs.....	18
I.5.2.1. CET de Classe I.....	18
I.5.2.2. CET de Classe II.....	18
I.5.2.3. CET de Classe III.....	19
I.5.3. Principe de fonctionnement d'un CET.....	20
I.5.4. Potentiel polluant des CETs.....	21
I.5.4.1. Lixiviats de décharge.....	21
I.5.4.2. Biogaz de décharge.....	22
I.5.5. Centre d'enfouissement techniques de la ville de Batna.....	23
I.5.5.1. Déchets solides urbains de la ville de Batna.....	23
I.5.5.2. CET de la ville de Batna-mode de gestion et exploitation.....	24
Conclusion.....	26
Références.....	27

Chapitre II. Biogaz de décharge

II.1. Introduction.....	28
II.2. Gaz de décharge: un gaz renouvelable essentiel.....	28
II.2.1. Biogaz: le composant principal du gaz de décharge.....	28
II.2.2. L'air.....	29
II.2.3. Les composés organiques volatils (COV).....	29
II.3. Composition du biogaz.....	30
II.3.1. Méthane: CH ₄	30

II.3.2. Gaz carbonique: CO ₂	31
II.3.3. Hydrogène sulfure H ₂ S et mercaptans.....	31
II.4. Propriétés du biogaz.....	31
II.4.1. Pouvoir calorifique du biogaz.....	31
II.4.2. Température adiabatique de la flamme de combustion du biogaz.....	31
II.5. Production du biogaz.....	32
II.5.1. Méthanisation: un processus naturel.....	32
II.5.1.1. Grandes étapes biochimiques de la méthanisation.....	33
a. Hydrolyse.....	33
b. Acidogénèse.....	33
c. Acétongenèse.....	34
d. Méthanogénèse.....	35
II.5.1.2. Évolution dans le temps de la méthanisation.....	35
II.5.1.3. Facteurs théoriques influençant la méthanisation.....	37
a. Température.....	37
b. Humidité.....	38
c. Ph.....	38
d. Nature de déchets.....	39
e. Rapport C/N.....	39
II.6. Avantages environnementaux.....	39
II.6.1. Limitation des émissions dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre.....	40
II.6.2. Réduction des nuisances et odeurs.....	41
II.7. Captage du biogaz.....	41
II.7.1. Système à puits verticaux.....	42
II.7.2. Système à puits horizontaux.....	43
II.8. Traitement du biogaz.....	44
II.9. Valorisation énergétique du biogaz.....	45
II.10. Modèles de prédiction de la production du biogaz.....	47
II.10.1. Modèle stoechiométrique.....	47
II.10.2. Modèles cinétiques.....	49
II.10.2.1. Modèles cinétiques du premier ordre.....	49
a. Modèle de premier ordre (First Order Decay Model; FODM.EPA. 1993).....	51
b. Estimation du potentiel de biogaz des déchets algériens.....	54
c. Estimation du potentiel de biogaz du CET de Batna.....	61
Conclusion.....	62
Références.....	63

Chapitre III. Conversion électrique du biogaz: Analyse technique

III.1. Introduction.....	66
III.2. Conversion électrique du biogaz.....	66
III.2.1. Technologies de la conversion.....	66
III.2.1.1. Moteurs à combustion interne.....	67
III.2.1.2. Turbines à gaz.....	68
a. Micro-Turbines.....	69
b. Comparaison turbine à gaz-moteurs.....	70
III.2.1.3. Turbine à vapeur « Cycle de Rankine».....	70
III.2.1.4. Moteur à combustion externe « Cycle Stirling ».....	72
III.2.1.5. Cycles couplés.....	72

a. Couplage turbine à gaz-turbine à vapeur (cycle combiné).....	72
b. Couplage cycle moteur à gaz-ORC.....	73
III.2.1.6. Pile à combustible (PAC).....	73
III.2.2. Critères pour choisir une technologie de la conversion.....	75
III.2.2.1. Puissance électrique installée.....	75
III.2.2.2. Charge et le débit en méthane.....	75
III.3. Potentiel électrique du biogaz en Algérien.....	76
III.3.1. Potentiel électrique du biogaz du CET de Batna.....	78
III.3.2. Potentiel électrique du biogaz des CETs Algérien.....	80
Conclusion.....	81
Références.....	82

Chapitre IV. Conversion électrique du biogaz en Algérie: Analyse économique

IV.1. Introduction.....	84
IV.2. Évaluation économique d'un projet de production d'électricité à partir de biogaz	84
IV.2.1. Étape 1: Quantification des dépenses.....	85
VI.2.1.1. Coûts d'un projet de production d'électricité	86
IV.2.2. Étape 2: Estimation des revenus	88
IV.2.3. Étape 3: Évaluation de la faisabilité économique	88
IV.2.3.1. Coûts d'électricité (CE).....	89
IV.2.3.2. Valeur Actualisée Nette (VAN).....	91
IV.2.3.3. Temps de Retour sur Investissement (TRI).....	92
IV.2.4. Sélection de la meilleure conception du projet	93
IV.3. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz du CET de Batna.....	95
IV.3.1. Cas d'un petit moteur à combustion interne.....	95
IV.3.1.1. Premier scénario des PMCI.....	95
IV.3.1.2. Deuxième scénario des PMCI.....	97
IV.3.2. Cas d'une micro-turbine (MT).....	99
IV.3.2.1. Premier scénario des MT.....	99
IV.3.2.2. Premier scénario des MT.....	101
IV.3.3. Analyse de sensibilité économique.....	103
IV.4. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz en Algérie.....	106
IV.4.1. Analyse économique des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.....	106
IV.4.1.1. Scénario de 1200 T/j des déchets.....	106
a. Cas d'une turbine à gaz.....	107
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	108
IV.4.1.2. Scénario de 1000 T/j des déchets.....	109
a. Cas d'une turbine à gaz.....	109
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	110
IV.4.1.3. Scénario de 800 T/j des déchets.....	112
a. Cas d'une turbine à gaz.....	112
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	113
IV.4.1.4. Scénario de 600 T/j des déchets.....	114
a. Cas d'une turbine à gaz.....	114
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	115
IV.4.1.5. Scénario de 400 T/j des déchets.....	116
a. Cas d'une micro-turbine.....	116

b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	117
IV.4.1.6. Scénario de 200 T/j des déchets.....	118
a. Cas d'une micro-turbine.....	118
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	119
IV.4.1.7. Analyse comparative des scénarios dans la zone nord.....	120
IV.4.2. Analyse économique des scénarios dans la zone semi-aride d'Algérie.....	122
IV.4.2.1. Scénario de 600 T/j des déchets.....	122
a. Cas d'une micro-turbine.....	122
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	124
IV.4.2.2. Scénario de 400 T/j des déchets.....	125
a. Cas d'une micro-turbine.....	125
b. Cas d'un moteur à combustion interne.....	126
IV.4.2.3. Scénario de 200 T/j des déchets.....	127
a. Cas d'une micro-turbine.....	127
b. Cas d'un petit moteur à combustion interne.....	128
IV.4.2.4. Analyse comparative des scénarios dans la zone semi-aride.....	129
IV.4.3. Analyse économique des scénarios dans la zone aride d'Algérie.....	130
IV.4.3.1. Scénarios de 200 T/j de déchets.....	130
IV.4.3.2. Scénarios de 100 T/j de déchets.....	131
IV. 5. Analyse environnementale des scénarios sélectionnés.....	132
IV.5.1. Analyse environnementale des scénarios du CET de Batna.....	133
IV.5.2. Analyse environnementale des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.....	135
IV.5.3. Analyse environnementale des scénarios de la zone semi-aride d'Algérie.....	137
Conclusion.....	138
Références.....	139
2. Conclusion générale.....	138
Annexe	140

Nomenclature

Paramètre	Signification	Unité (S.I)
Q_{Biogaz}	Génération annuelle du biogaz	[m ³ /an]
Q_{CH_4}	Génération annuelle du méthane	[m ³ /an]
$Q_{\text{Biogaz,co}}$	Génération annuelle du biogaz collectée	[m ³ /an]
$Q_{\text{Biogaz,ut}}$	Génération annuelle du biogaz utilisée	[m ³ /an]
L_0	Potentielle de génération du méthane de déchets	[m ³ /tonne]
M	Quantité de déchets déposés annuellement	[tonne]
k	Taux de génération du méthane	[1/an]
t	Temps depuis l'ouverture de la décharge	[an]
c	Temps après la fermeture de la décharge	[an]
C_{CH_4}	Concentration du méthane en biogaz	[%]
$\eta_{\text{collection}}$	Efficacité de la collection	[%]
$\eta_{\text{utilisation}}$	Efficacité d'utilisation	[%]
$P_{\text{ui}_{\text{th}}}$	Puissance thermique	[KW]
$P_{\text{ui}_{\text{éle}}}$	Puissance électrique	[KW]
PCI_{CH_4}	Pouvoir calorifique inférieure du méthane	[J/m ³ _{CH4}]
$\eta_{\text{éle}}$	Efficacité électrique de la technologie	[%]
CE	Coût d'électricité	[\$/kWh]
C_i	Coût d'investissement annuel	[\$]
C_c	Coût du carburant annuel	[\$]
C_{OM}	Coût d'opération et maintenance annuel	[\$]
C_0	Coût d'investissent initial	[\$]
E	Energie électrique produite par année	[kWh]
E_{pt}	Energie électrique consommé par le système de prétraitement	[kWh]
i	Taux d'intérêt réel annuel	[%]
i'	Taux d'intérêt nominal	[%]
f	Taux d'inflation annuel	[%]
SFF	Facteur de fonds d'amortissement	/
R_{proj}	Durée de vie du projet.	[an]
R_{comp}	Durée de vie du composant	[an]
VAN	Valeur actuelle nette	[\$]
TRI	Temps de retour sur l'investissement	[an]
$Pri_{\text{éle}}$	Prix de vente d'électricité sur le marché	[\$/kWh]

Listes des figures

Figure I.1. Carte d'Algérie et répartition de la population par région [1].....	6
Figure I.2. Diagramme ombrothermique de la zone Nord (Blida) [1].....	7
Figure I.3. Diagramme ombrothermique de la zone semi-aride (Bordj Bou Arreridj) [1].....	7
Figure I.4. Diagramme ombrothermique de la zone aride (Biskra) [1].....	8
Figure I.5. Centres d'Enfouissement Techniques « CET » [7].....	13
Figure I.6. Fabrication d'un compost [7].....	16
Figure I.7. Station d'incinération [3].....	17
Figure I.8. Centres d'enfouissement technique en Algérie [1].....	19
Figure I.9. Systèmes d'étanchéité des CET [9].....	21
Figure I.10. Centre d'Enfouissement Technique de la ville de Batna.....	24
Figure I.11. Un compacteur du CET de la ville de Batna.....	25
Figure I.12. Casier rempli et un autre casier entamé.....	25
Figure II.1. Bilan de mécanisme de méthanisation.....	33
Figure II.2. Les quatre étapes de la méthanisation [11, 22].....	34
Figure II. 3: Evolution dans le temps de la méthanisation d'une décharge [20].....	35
Figure II.4. Efficience de la méthanisation selon la température [12].....	38
Figure II.5. Gaz de décharge et effet de serre: le cycle du carbone [2].....	40
Figure II.6. Processus de biomasse « la photosynthèse » [16].....	41
Figure II.7. Exemple de réseau de dégazage [33]; (A) Schéma général, (B) Exemple réel.....	42
Figure II.8. Puits vertical de collecte du biogaz [33]; (A) Schéma général, (B) Exemple réel.....	42
Figure II.9. Puits horizontal de collecte du biogaz [34].....	43
Figure II.10. Organigramme de traitement et de valorisation du biogaz [15].....	45
Figure II.11. Organigramme pour calculer la quantité du biogaz produite, collecté et utilisé dans chaque zone.....	53
Figure II.12. Biogaz produit par la zone nord.....	56
Figure II.13. Biogaz produit par la zone semi-aride.....	56
Figure II.14. Biogaz produit par la zone aride.....	56
Figure II.15. L'effet du climat de l'Algérie sur la production de biogaz.....	57
Figure II.16. La production maximale du biogaz en fonctionde la population dans la zone nord.....	58
Figure II.17. La production maximale du biogaz en fonctionde la population dans la zone semi-aride.....	59
Figure II.18. La production maximale du biogaz en fonctionde la population dans la zone aride.....	59
Figure II.19. Biogaz et méthane produit par le CET de Batna.....	61
Figure II.20. Biogaz produit, collecté et utilisé pour CET de Batna.....	62
Figure III.1. Moteurs à combustion interne [2].....	67
Figure III.2. Turbines à gaz [1].....	68
Figure III.3. Micro-turbine [1].....	69
Figure III.4. Schéma de principe de la turbine à vapeur [1].....	71
Figure III.5. Rendement électrique de turbines à vapeur, turbines à gaz et moteurs dans leur gamme de puissance [1].....	72
Figure III.6. Organigramme pour calculer la puissance thermique et électrique du biogaz produit pour chaque zone.....	77
Figure III.7. Puissance thermique du CET de Batna.....	78
Figure III.8. Puissance électrique produite par PMCI et MT par le biogaz du CET de Batna.....	79
Figure III.9. Puissance électrique produite dans la zone Nord.....	80
Figure III.10. Puissance électrique produite dans la zone semi-aride.....	81

Figure III.11. Puissance électrique produite dans la zone aride.....	81
Figure IV.1. Etapes de l'évaluation économique [1].....	85
Figure IV.2. Organigramme de l'analyse économique pour choisir les projets rentables.....	94
Figure IV.3. Premier scénario des petits moteurs à combustion interne.....	95
Figure IV.4. Deuxième scénario des petits moteurs à combustion interne.....	97
Figure IV.5. Premier scénario des micro-turbines.....	99
Figure IV.6. Deuxième scénario des micro-turbines.....	101
FigureIV.7. Effet de la variation du prix de vente de l'électricité dans le marché (Pri _é te) sur la rentabilité du 2 ^{ème} scénario des MTs pour le CET de Batna.....	104
FigureIV.8. Effet de la variation du prix de vente de l'électricité dans le marché (Pri _é te) sur les quatre scénarios pour le CET de Batna.....	105
FigureIV.9. Scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	107
FigureIV.10. Scénario de 1200 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	108
FigureIV.11. Scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	109
FigureIV.12. Scénario de 1000 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	110
FigureIV.13. Scénario de 800 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	112
FigureIV.14. Scénario de 800 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	113
FigureIV.15. Scénario de 600 T/j par une TàG dans la zone Nord.....	114
FigureIV.16. Scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	115
FigureIV.17. Scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.....	116
FigureIV.18. Scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	117
FigureIV.19. Scénario de 200 T/j par une MT dans la zone Nord.....	118
FigureIV.20. Scénario de 200 T/j par un MCI dans la zone Nord.....	119
FigureIV.21. Effet de variation de la quantité des déchets sur la VAN de la zone nord.....	120
Figure IV.22. Scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	122
Figure IV.23. Scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.....	124
Figure IV.24. Scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	125
Figure IV.25. Scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.....	126
Figure IV.26. Scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	127
Figure IV.27. Scénario de 200 T/j par des PMCIs dans la zone semi-aride.....	128
FigureIV.28. Effet de variation de la quantité de déchets sur la VAN dans la zone semi-aride...	129
Figure IV.29. Scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.....	130
Figure IV.30. Scénario de 100 T/j par une MT dans la zone aride.....	131
Figure IV.31. Emissions équivalentes réduites directes, évitées et totales dans la zone Nord d'Algérie.....	136
Figure IV.32. Emissions équivalentes réduites directes, évitées et totales dans la zone semi-aride d'Algérie.....	137

Liste des tableaux

Tableau I.1. Projection de la production des déchets municipaux jusqu'à l'année 2022 de la ville de Batna.....	24
Tableau II.1. Composition du biogaz [15].....	30
Tableau II.2. Durée des phases de dégradation en centre d'enfouissement de DMA [20].....	37
Tableau II.3. Potentiels en CH ₄ de différentes molécules organiques selon l'équation de Buswell [20].....	48
Tableau II.4. Densité de production de déchets pour chaque zone [32].....	54
Tableau II.5. Déchets quotidiens produits pour la zone nord.....	54
Tableau II.6. Déchets quotidiens produits pour la zone semi-aride.....	54
Tableau II.7. Déchets quotidiens produits pour la zone aride.....	55
Tableau II.8. K et L ₀ en fonction de précipitation pour chaque zone.....	55
Tableau III.1. Comparaison des conditions de fonctionnement d'une turbine et d'une micro-turbine [1].....	70
Tableau IV.1. Éléments de coût d'investissement et de coût d'opération et de maintenance [1].....	85
Tableau IV.2. Dépenses du projet d'une Turbine à gaz [2].....	86
Tableau IV.3. Dépenses du projet d'un moteur à combustion interne [2].....	87
Tableau IV.4. Dépenses du projet d'une micro-turbine [2].....	87
Tableau IV.5. Coûts d'un petit moteur à combustion interne [2].....	87
Tableau IV.6. Dépenses de la réalisation du projet selon le premier scénario des PMCIs.....	96
Tableau IV.7. Coût d'électricité pour chaque puissance du premier scénario des PMCIs.....	96
Tableau IV.8. Faisabilité économique du projet du premier scénario des PMCIs.....	97
Tableau IV.9. Dépenses du deuxième scénario des PMCIs.....	97
Tableau IV.10. Coûts d'électricités produites par les générateurs du deuxième scénario des PMCIs.....	98
Tableau IV.11. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des PMCIs.....	98
Tableau IV.12. Dépenses de la conception du premier scénario des MTs.....	100
Tableau IV.13. Coûts des électricités produites par les générateurs selon le premier scénario.....	100
Tableau IV.14. Faisabilité économique du projet selon le premier scénario des MTs.....	100
Tableau IV.15. Dépenses du projet selon le deuxième scénario des MTs.....	101
Tableau IV.16. Coûts des électricités produites par les générateurs selon le deuxième scénario des MTs.....	101
Tableau IV.17. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des MTs.....	102
Tableau IV.18. Analyse de sensibilité selon la variation du prix de vente d'électricité dans le cas du 2 ^{ème} scénario des MTs pour le CET de Batna.....	103
Tableau IV.19. Analyse économique des puissances du scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	107
Tableau IV.20. Analyse économique du scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	107
Tableau IV.21. Analyse économique des puissances du scénario de 1200 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	108
Tableau IV.22. Analyse économique du scénario de 1200 T/j par un MCI dans la zone Nord.....	109
Tableau IV.23. Analyse économique des puissances du scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	110
Tableau IV.24. Analyse économique du scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	110
Tableau IV.25. Analyse économique des puissances du scénario de 1000 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	111
Tableau IV.26. Analyse économique du scénario de 1000 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	111
Tableau IV.27. Analyse économique du scénario de 800 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	112
Tableau IV.28. Analyse économique des puissances du scénario de 800 T/j par des MCIs dans la	113

zone Nord.....	113
Tableau IV.29. Analyse économique du scénario de 800 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	113
Tableau IV.30. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des TàGs dans la zone Nord.....	114
Tableau IV.31. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	115
Tableau IV.32. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	115
Tableau IV.33. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.....	116
Tableau IV.34. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.....	117
Tableau IV.35. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	117
Tableau IV.36. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone Nord.....	117
Tableau IV.37. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone Nord.....	118
Tableau IV.38. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone Nord.....	119
Tableau IV.39. Analyse économique du scénario de 200 T/j par un MCI dans la zone Nord.....	119
Tableau IV.40. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi aride.....	123
Tableau IV.41. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	123
Tableau IV.42. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone semi aride.....	124
Tableau IV.43. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone semi aride.....	124
Tableau IV.44. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi aride.....	125
Tableau IV.45. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	125
Tableau IV.46. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi aride.....	126
Tableau IV.47. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.....	126
Tableau IV.48. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	127
Tableau IV.49. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.....	127
Tableau IV.50. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des PMCIs dans la zone semi-aride.....	128
Tableau IV.51. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des PMCIs dans la zone semi-aride.....	128
Tableau IV.52. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.....	130
Tableau IV.53. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.....	130
Tableau IV.54. Analyse économique des puissances du scénario de 100 T/j par des MTs dans la zone aride.....	131
Tableau IV.55. Analyse environnementale des scénarios du CET de Batna.....	133
Tableau IV.56. Analyse environnementale des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.....	135
Tableau IV.57. Analyse environnementale des scénarios dans la zone semi-aride d'Algérie.....	137

Introduction générale

1. Introduction générale

L'amélioration de la sécurité énergétique et l'atténuation du changement climatique sont les principaux moteurs de la transition énergétique des sources fossiles aux sources renouvelables. En réponse à ce double enjeu, l'état algérien a accordé une grande importance à la transition énergétique via le développement des énergies renouvelables qui sont une alternative durable [1, 2]. D'autant plus qu'au cours de ces dernières années l'évolution du marché pétrolier devient de plus en plus négative. Ce contexte favorise l'investissement dans les énergies renouvelables en substitution partielle et progressive [3].

La filière du biogaz a sa part d'intérêt dans la transition énergétique algérienne. Domaine où l'état a ouvert les voies pour le développement des projets qui permettraient au biogaz de devenir un acteur dans la production d'électricité. Comme première action dans cette direction, plusieurs centres d'enfouissement techniques (CETs) éparpillés sur le territoire national font l'objet d'études de nature technique en vue d'être exploités. Cependant, actuellement, la production d'électricité par le biogaz dépendrait en premier lieu sur sa compétitivité économique avec le gaz naturel. Pour cela les études adoptant une méthodologie technico-économique sont devenues indispensables pour faire les choix technologiques les plus rentables.

A ce jour, pour l'Algérie, le CET n'est juste qu'une place où on se dégage de nos déchets. Il se trouve qu'avec le temps, dans le CET se forme le biogaz de décharge qui est le résultat de la fermentation anaérobie des déchets organiques enfouis dans les casiers du CET. Ce biogaz a une composition moyenne d'environ 50% CH₄ et 50% CO₂. En conséquence, ce biogaz pose des risques potentiels liés à l'environnement (gaz à effet de serre) et bien sûr le risque d'explosion sur site dû à l'accumulation du méthane. Cependant, ce biogaz peut représenter aussi un vecteur énergétique renouvelable important, s'il est valorisé.

La valorisation énergétique du biogaz devient maintenant d'une importance primordiale pour faire face à l'augmentation du volume de déchets sous la double pression de la croissance économique et du développement de l'infrastructure. L'Algérie produira près de 17 millions de tonnes des déchets d'ici 2020 [4]. Et, à l'horizon 2018, le nombre de CET de classe II et décharges contrôlées dépassera 300 et contribuera, ainsi, à prendre en charge plus de 75 % des déchets ménagers et assimilés [4].

Ce manuscrit est le fruit des travaux de recherche d'une première thèse de doctorat entreprise dans le cadre de la thématique "Biogaz", une nouvelle thématique du Laboratoire de Physique Energétique Appliquée (LPEA). Cette thèse était proposé lors de développement du PNR intitulé : "Valorisation énergétique du biogaz issu du CET de Batna".

Cette thèse représente la deuxième phase du projet PNR. Cette phase consiste à l'adoption d'une approche à aspect technico-économique qui aide dans la sélection et l'optimisation des systèmes de conversion électrique du biogaz. Les critères de choix d'un système sont basés sur sa faisabilité techniquement et sur sa rentabilité économiquement. En d'autre termes, cette étude devrait mener à choisir le système le plus adapté et le plus approprié relativement aux caractéristiques énergétiques et économiques des systèmes de conversion, et aux caractéristiques énergétiques du biogaz en Algérie. Le CET de Batna est pris comme cas d'étude.

Ce manuscrit contient quatre chapitres. Le premier chapitre est une partie introductive générale sur la filière du stockage des déchets municipaux en Algérie. Comme cas particulier, il y'a le stockage des déchets de la municipalité de Batna. Le deuxième chapitre est un rappel des mécanismes de production du biogaz de décharge, les caractéristiques des différents constituants, ainsi que les facteurs qui influent sur l'évolution de sa composition dans le temps. Il comporte également une étude d'évaluation du potentiel de production de biogaz généré par les déchets solides en Algérie ; où le CET de Batna est pris comme cas d'étude. Le but principal du troisième chapitre est de présenter une vision des différents systèmes de génération souvent utilisés dans les sites d'enfouissement pour produire de l'énergie électrique. Dans le quatrième chapitre, on trouve une étude d'évaluation technico-économique de la production d'électricité par le biogaz. Plusieurs cas, avec plusieurs scénarios, ont été traités dans cette étude. Un accent été mis sur le CET de Batna.

Références

[1] Commission Economique pour l'Afrique (CEA). Rapport sur le Profil de pays – Algérie. 2016. Disponible sur le site internet. https://www.uneca.org/sites/default/files/.../Country_Profiles/2017/algeria_cp_fre.pdf.

[2] Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). Revue Algérienne de l'Énergie. ISSN : 2437 - 0479 Juin/Juillet 2015

[3] Ministère de l'Industrie et des Mines (MIM). Veille Juridique pour des nouvelles Lois. Janvier 2017. Disponible sur le site internet. www.mdipi.gov.dz/IMG/pdf/NLNo_34_janvier_2017.pdf.

[4] Agence Nationale des Déchets (AND). Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones, nord, semi aride et aride d'Algérie. Rapport en 2014.

Chapitre I

Déchets solides urbains en Algérie et Centres d'Enfouissement Techniques

Sommaire

I.1. Introduction.....	5
I.2. Territoire & population Algérienne.....	5
I.3. Principaux traits du climat de l'Algérie.....	5
I.3.1. Zone Nord.....	6
I.3.2. Zone semi-aride.....	7
I.3.3. Zone aride.....	8
I.4. Déchets solides urbains en Algérie.....	8
I.4.1. Définition du terme « déchet ».....	8
I.4.2. Classification des déchets.....	9
I.4.2.1. La nature	9
I.4.2.2. L'origines.....	9
I.4.2.3. La législation Algérienne.....	10
I.4.3. Technique d'élimination et de traitement des déchets solides.....	12
I.4.3.1. L'enfouissement technique: Traitement biologique anaérobie.....	12
I.4.3.2. Le compostage: Traitement biologique aérobie.....	15
I.4.3.3. L'incinération.....	16
I.4.3.4. Autres techniques de gestion.....	17
I.5. Techniques modernes de confinement des déchets solides.....	17
I.5.1. Définition du centre d'enfouissement technique (CET).....	17
I.5.2. Classification des CETs.....	18
I.5.2.1. CET de Classe I.....	18
I.5.2.2. CET de Classe II.....	18
I.5.2.3. CET de Classe III	19
I.5.3. Principe de fonctionnement d'un CET.....	20
I.5.4. Potentiel polluant des CETs.....	21
I.5.4.1. Lixiviats de décharge.....	21
I.5.4.2. Biogaz de décharge.....	22
I.5.5. Centre d'enfouissement techniques de la ville de Batna.....	23
I.5.5.1. Déchets solides urbains de la ville de Batna.....	23
I.5.5.2. CET de la ville de Batna-mode de gestion et exploitation.....	24
Conclusion.....	26
Références.....	27

I.1. Introduction

La réalité algérienne est marquée par un accroissement des flux de déchets conjugués à une poussée démographique et une saturation des infrastructures urbaines d'élimination des déchets.

Dans ce chapitre est présenté une partie introductive générale sur la filière du stockage des déchets municipaux en Algérie, et comme cas particulier le stockage des déchets de la municipalité de Batna.

I.2. Territoire & population Algérienne

L'Algérie est un grand pays situé au Nord du continent africain entre le Maroc et la Tunisie. Son vaste territoire dépassant 2 381 000 km² est réparti en trois ensembles distincts ; le Sahara (zone aride), les hauts plateaux (zone semi-aride) et l'ensemble Tellien au nord (voir la figure I.1).

Selon l'Office national des statistiques (ONS), le nombre d'habitants est estimé au 1er janvier 2015 à 39,5 millions et un taux de croissance démographique supérieur à 1,5 %. La population est majoritairement concentrée dans le Nord, avec environ 65 % de la population globale d'où un très fort taux d'urbanisation dans cette région et une densité d'occupation dépassant 270 h/km² [1].

I.3. Principaux traits du climat de l'Algérie

Le climat de l'Algérie est varié à cause de la grande superficie du pays. La partie Nord possède un climat méditerranéen, alors que le reste du pays possède en majorité un climat désertique. Entre ces deux grands types de climats, existent des climats de transition, notamment le climat semi-aride qui correspond à un climat méditerranéen avec une sécheresse ne se limitant plus uniquement à la saison estivale mais à une bonne partie de l'année. L'Algérie est située dans la zone subtropicale où le climat dominant est chaud et sec [1].

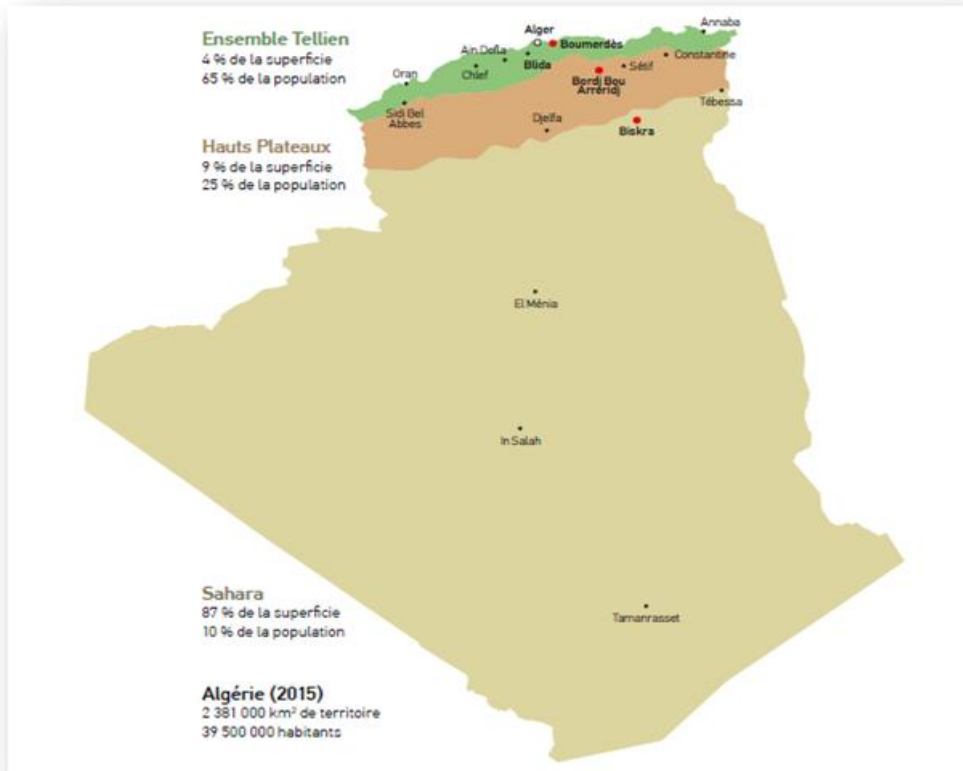


Figure I.1. Carte d'Algérie et répartition de la population par région [1]

I.3.1. Zone Nord

Le Nord du pays se situe dans l'étage bioclimatique du sub-humide. La pluviométrie est généralement plus importante dans les montagnes que dans la plaine, elle se situe en moyenne entre 700 et 900 mm [1]. Le diagramme ombrothermique distingue deux périodes essentielles (figure I.2) :

- la première, allant de novembre à avril et même jusqu'à mi-mai, fraîche avec des données thermiques oscillant entre 9 °C et 14 °C ;
- et la seconde, de mai à octobre, plutôt sèche, avec un pic en juillet et en août.

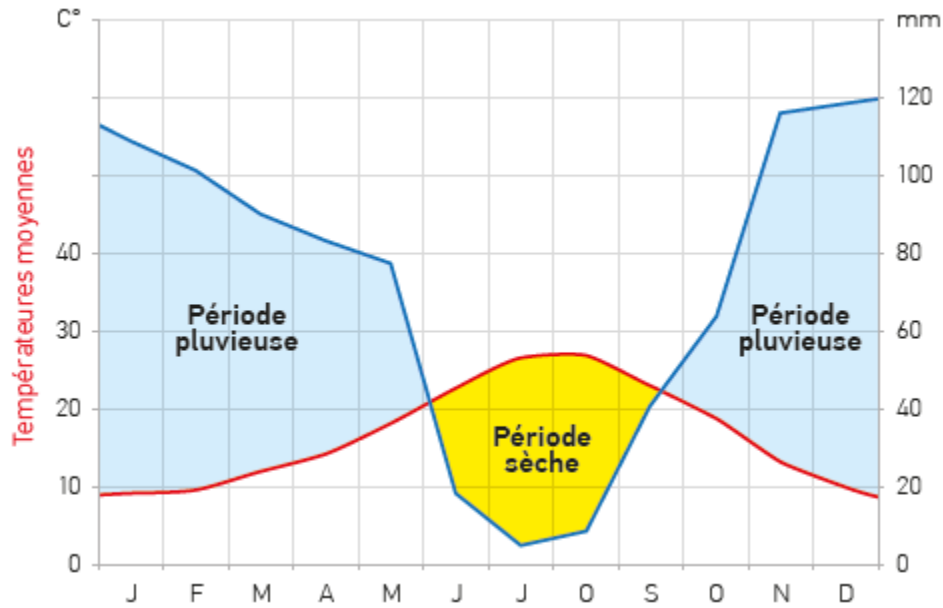


Figure I.2. Diagramme ombrothermique de la zone Nord (Blida) [1]

I.3.2. Zone semi-aride

La région des hauts plateaux appartient à l'étage bioclimatique semi-aride inférieur de type méditerranéen avec des températures froides à très froides en hiver et chaudes en été. La pluviométrie annuelle se situe entre 300 à 600 mm [1].

Le diagramme ombrothermique (figure I.3) présente aussi deux périodes distinctes :

- la première, allant de novembre à avril voire mai, pluvieuse avec des données thermiques oscillant entre 8 °C et 13 °C ;
- et la seconde, de mai à octobre, sèche, avec des pics enregistrés aux mois de juillet et août.

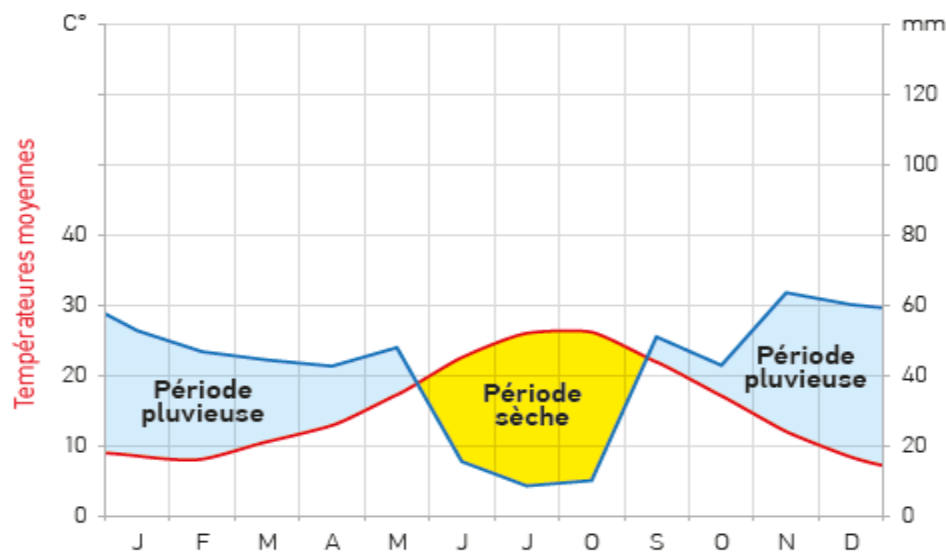


Figure I.3. Diagramme ombrothermique de la zone semi-aride (Bordj Bou Arreridj) [1]

I.3.3. Zone aride

Le Sahara représente environ 87 % de la superficie totale de l'Algérie. C'est une région désertique peu peuplée, appartenant à l'étage bioclimatique aride. Dans cette zone, l'évaporation atteint des proportions considérables (entre 3 000 et 5 000 mm/an), alors que la pluviométrie reste très faible (< 200 mm). Cette région reçoit, cependant, une très forte quantité de lumière solaire avec plus de 3 000 h/an [1].

Le diagramme ombrothermique (figure I.4), montre clairement que la période sèche de la zone aride (cas de Biskra) s'étale sur toute l'année.

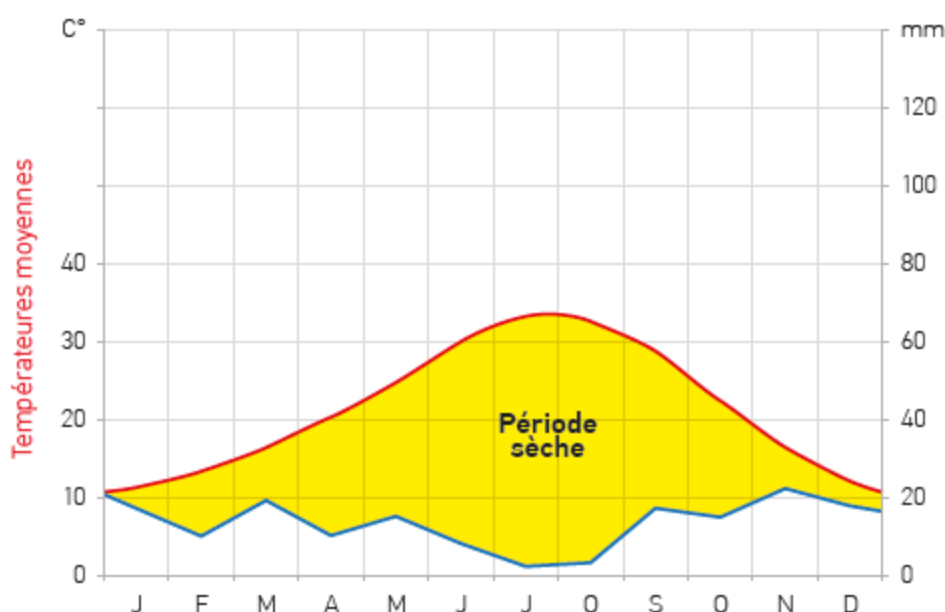


Figure I.4. Diagramme ombrothermique de la zone aride (Biskra) [1]

I.4. Déchets solides urbains en Algérie

I.4.1. Définition du terme « déchet »

Au sens de la loi en Algérie, Le mot *déchet* est défini comme « Tout résidu d'un processus de production, de transformation ou d'utilisation » (Article 3 de la loi du 12 décembre 2001) [2].

Et au sens de la présente loi, on entend par :

Déchets ménagers et assimilés: « tous déchets issus de ménages ainsi que les déchets similaires provenant des activités industrielles commerciales, artisanales et autres qui, par leur nature et leur composition, sont assimilables aux déchets ménagers » [2].

I.4.2. Classification des déchets

Les déchets seront classifiés selon :

I.4.2.1. La nature

Le guide des techniques communales pour la gestion des déchets ménagers et assimilés du ministère d'aménagement du territoire et environnement (MATE 2003) [3], présente une classification des déchets selon leur nature physique en 03 catégories:

- a. Déchets solides : ordures ménagères, emballages, gravats...etc.
- b. Déchets liquides : huiles usagés, peintures, rejet de lavage....etc.
- c. Déchets gazeux : biogaz, fumées d'incinérationetc.

I.4.2.2. L'origine

a. Déchet urbains

Tous déchets issus des ménages, déchets de commerce et de l'industrie assimilables aux déchets ménagers, déchets encombrants, déchets verts (greffage des arbres, espaces verts), déchet de nettoyage des voies publiques et les déchets hospitaliers. La collecte de ces déchets doit être assurée par les collectivités [3, 4, 5].

- **Déchets urbains communaux**

Déchets ménagers (ordures ménagères, déchets encombrants, déchets collectés sélectivement) et déchets de composition analogue produits par les entreprises qui font l'objet d'une collecte publique, ainsi que les déchets issus des administrations communales [3, 4, 5].

- **Déchets urbains des entreprises :**

Déchets de composition analogue aux déchets ménagers produits par les entreprises et qui font l'objet d'une collecte privée [3, 4, 5].

b. Déchets industriels

Les travaux [3, 4, 5] évoquent que l'ensemble des déchets industriels doivent être éliminés par leurs producteurs industriels, artisans, commerçants, ils sont classés en 04 catégories:

- **Déchets industriels banals (DIB)**

Son l'assimilables aux ordures ménagères et relevant du même type de traitement: il s'agit principalement d'emballages usagés, de chutes de productions industrielles et de déchet

d'activités et commerciales comme ferrailles, métaux non ferreux, papiers-cartons, verre, textiles, bois, plastiques, [3, 4, 5].

- **Déchets industriels spéciaux (DIS)**

Ce type de déchets comprenant des substances toxiques qui nécessitent une collecte et un traitement particulier comme les mâchefers, les aérosols, les produits de jardinage, les produits de bricolage, les thermomètres au mercure ...etc. [3, 4, 5].

c. Déchets inertes

Composés déblais, gravats, matériaux de démolition produit par les entreprises de travaux publics [3, 4, 5]

d. Déchets agricoles

L'activité agricole peut générer 03 types de déchets :

- ✓ Des résidus de l'industrie agro-alimentaire,
- ✓ Des déchets de cultures,
- ✓ Des déjections animales de l'élevage.

I.4.2.3. La législation Algérienne

La loi N 01-19 du 12 décembre 2001 [2] relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets arrête les définitions de six grandes familles de déchets, qui sont :

a. Déchets ménagers et assimilés

Tous les déchets issus des ménages ainsi que les déchets similaires provenant des activités industrielles, commerciales, artisanales qui, par leur nature et leur composition sont assimilables aux déchets ménagers [2].

b. Déchets encombrants

Tous déchets issus des ménages qui en raison de leur caractère volumineux ne peuvent être collectés dans les mêmes conditions que les déchets ménagers et assimilés comme: Canapés, fauteuils, tables, vieux meubles...etc.

c. Déchets spéciaux(DS)

Tous déchets issus des activités industrielles, agricoles, de soins, de services et toute autres activités qui en raison de leur nature et de la composition des matières qu'ils contiennent ne peuvent pas être collectés, transportés et traités dans les mêmes conditions que les déchets ménagers et assimilés et les déchets inertes [2].

d. Déchets spéciaux dangereux (DSD)

Tous déchets spéciaux qui par leurs constituants ou par les caractéristiques des matières nocives qu'ils contiennent sont susceptibles de nuire à la santé publique et /ou à l'environnement [2].

e. Déchets d'activité de soin

Tous les déchets issus des activités de diagnostic, de suivi et de traitement préventif ou curatif, dans les domaines de la médecine humaine et vétérinaire comme les seringues, milieux de culture, fragments anatomiques, pansements, etc [2].

f. Déchets inertes

Tous déchets provenant notamment de l'exploitation des carrières, des mines, des travaux de déplétion, de construction ou de rénovation, qui ne subissent aucune modification physique chimique, ou biologique lors de leur mise en décharge, et qui ne sont pas contaminés par des substances dangereuses ou d'autres éléments générateurs de nuisance, susceptibles de nuire à la santé et /ou à l'environnement [2].

g. Déchets radioactifs

Ainsi, le décret présidentiel N°05-119 du 11/04/2005 relatif à la gestion des déchets radioactifs a mis en évidence la notion des déchets radioactifs qui représentent les matières contenant ou contaminées par des radioéléments à des concentrations ou activités supérieures aux limites d'exemption et pour laquelle aucune utilisation n'est prévue.

I.4.3. Technique d'élimination et de traitement des déchets solides

L'expérience Algérienne en matière de traitements et d'élimination des déchets reste en fait très limitée, alors que le volume de déchets ne cesse d'augmenter, sous la double pression de la croissance économique et du développement des infrastructures. Il existe aujourd'hui plusieurs modes de gestion des déchets utilisés en fonction des enjeux sanitaires, environnementaux mais aussi économiques.

Les techniques de traitement étant diverses, la littérature identifie les cinq filières suivantes comme étant les plus utilisées dans le monde en fonction de la nature du déchet. La mise en décharge, le compostage, l'incinération, la valorisation matière, autres (pyrolyse, méthanisation,...) [3-7].

I.4.3.1. L'enfouissement technique : Traitement biologique anaérobie

Le recours à l'élimination ne doit être envisageable que dans le cas où aucune autre alternative ne peut être appliquée. La mise en décharge devient donc l'étape ultime et inévitable dans la chaîne de traitement et de gestion intégrée des déchets.

Il est donc clair qu'aucune de ces alternatives ne peut résoudre à elle seule le problème de gestion et de traitement des déchets. Mais chaque maillon de la chaîne de traitement doit viser la réduction maximale des flux destinés au maillon suivant. Ainsi, au stade final les quantités à enfouir dans la décharge seront minimales. Ceci peut être réalisé grâce notamment à la mise en place de systèmes appropriés de :

- Collecte sélective permettant de créer des catégories de déchets plus homogènes ;
- Traitement spécifique de chaque catégorie ou fraction de déchets.

Pendant très longtemps, le moyen le plus simple et le plus économique d'élimination des déchets fut leur mise en décharge sauvage ou non contrôlée. Ces décharges n'étaient pas suivies ni contrôlées et ne disposaient pas d'infrastructures garantissant la maîtrise des émissions liquides (lixiviats) et gazeuses (biogaz) [7]. Ces installations accueillait les déchets indépendamment de leur nature. Ainsi, l'évolution de la législation dans certains pays notamment en Europe et le progrès technique en matière de gestion des déchets ont permis l'amélioration de la sécurité des installations de stockage: les décharges se sont transformées en Centres d'Enfouissement Technique « CET ». L'Algérie est aussi passée de la décharge sauvage à la décharge contrôlée et au centre d'enfouissement technique, traduisant ainsi une

réelle prise de conscience pour la protection de l'environnement et la nécessité d'une gestion intégrée des déchets solides urbains [1].

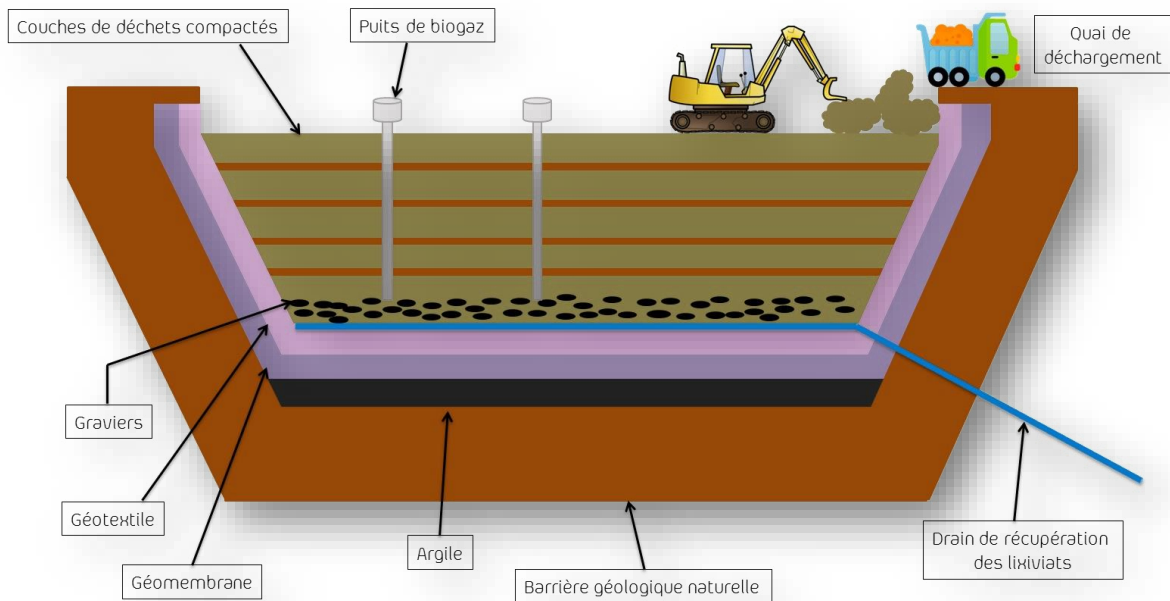


Figure I.5.Centres d'Enfouissement Techniques « CET » [7].

a. Choix du site et conception

L'installation doit être située au moins à 200 m de toute zone d'habitation ou lieu susceptible d'accueillir du public et être conforme au plan d'occupation des sols. Les caractéristiques du sol et du sous-sol doivent répondre à une faible perméabilité (pour assurer la prévention de la pollution des sols et des eaux souterraines par le lixiviat) et à l'aptitude de garantir la stabilité des casiers [3, 5, 7, 9]. D'autres aspects doivent être pris en considération tels que la protection des ressources en eau, le patrimoine, l'inondation, les avalanches, etc.

b. Exploitation et suivi du site

Le suivi des paramètres quantitatifs et qualitatifs relatifs aux flux entrants (déchets, eaux de pluie, etc.) et sortants (lixiviat, biogaz, etc.) permet d'avoir suffisamment d'informations pour une gestion efficace et durable du site. La surveillance doit s'effectuer sur les zones de stockage des déchets (alvéoles d'enfouissement) mais aussi sur les zones de stockage temporaire des déchets avant enfouissement. En plus, cette surveillance doit cibler d'autres

lieux sensibles de l'ouvrage (stockage temporaire et traitement du lixiviat, dispositifs de traitement ou de valorisation du biogaz) [5, 7, 9].

Les règles générales d'exploitation sont :

- il ne peut être exploité qu'un casier ou une alvéole par catégorie de déchet ;
- les déchets sont déposés en couches successives et compactés sur site ;
- les déchets sont recouverts régulièrement de matériaux inertes pour limiter les infiltrations et empêcher les nuisances (envols de déchets, émanations de gaz, etc.).

c. Fermeture des alvéoles

Dès qu'un casier est rempli, une couverture finale de protection est mise sur les déchets. Ceci permet de réduire les volumes du lixiviat, de faciliter la gestion post-exploitation, de mieux contrôler la migration du biogaz mais surtout d'isoler le massif de déchets de l'environnement extérieur et de limiter ainsi les entrées d'eau [5, 7, 9].

d. Suivi post-exploitation

La production du lixiviat et du biogaz se poursuit très longtemps après la fermeture du site. Une période de suivi est donc prévue par la réglementation qui durera aussi longtemps que la décharge est susceptible de représenter un danger pour l'environnement. Cette période varie selon les pays : elle est de 30 ans aux Etats-Unis et en France. Durant cette période l'exploitant reste responsable de la gestion de la décharge et assure sa surveillance, son contrôle, son entretien, l'analyse des lixiviats, du biogaz ainsi que la qualité de l'eau souterraine et de ruissellement pour s'assurer de la pérennité du système. La fréquence des analyses physico-chimiques et bactériologiques est moindre par rapport à la période d'exploitation [7].

e. Réhabilitation du site

L'objectif de cette opération est d'intégrer le site dans son environnement paysager et de minimiser les risques d'érosion. Cette réhabilitation se fait par la replantation d'arbres ou d'autres végétations. Pour cela les conditions pédologiques optimales doivent être fournies et une sélection des plants adaptés aux conditions du milieu doit être opérée [5, 7].

I.4.3.2. Le compostage: Traitement biologique aérobie

Le compostage est défini comme étant la « *décomposition biologique thermophile, en présence d'oxygène et dans des conditions contrôlées, de bio déchets collectés séparément, sous l'action de micro- et de macro-organismes, afin de produire du compost* ». Le compostage consiste en un processus de biodégradation aérobie de la matière organique sous l'action d'une très grande diversité de micro-organismes qui préexistent dans les substrats concernés [3, 5].

La relation globale de compostage « bio-oxydation de la matière organique » est la suivante:



Le compost, produit final du compostage, est de la « *matière humique stable, assainie, riche en matière organique et non nauséabonde, qui résulte du compostage des biodéchets...* ». Il est composé pour l'essentiel d'une fraction organique stabilisée et de composés minéraux. L'action de composter est donc de produire de la matière organique de type humique stable.

Le compostage est un traitement biologique des déchets organiques permettant de poursuivre un ou plusieurs des objectifs suivants [3] :

- Stabilisation du déchet pour réduire les pollutions ou nuisances associées à son évolution biologique, dues principalement à la présence de matières organiques biodégradables. On parle de stabilisation biologique ou biostabilisation de la matière organique.
- Réduction du gisement par diminution de la masse de déchet.
- Production d'un compost valorisable comme amendement organique des sols agricoles.

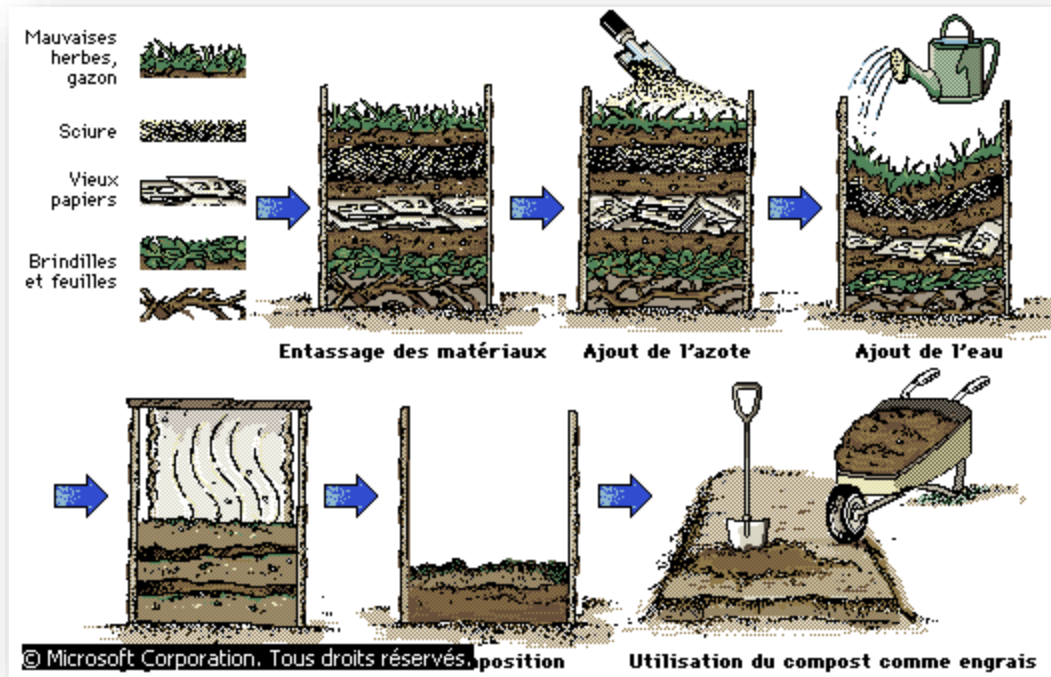


Figure I.6. Fabrication d'un compost [7].

Cette filière de traitement des matières organique, qui s'est beaucoup développée ces dernières années, est considérée aujourd'hui un mode de gestion complémentaire important dans la valorisation matière et énergétique essentiellement pour la fraction organique de ces déchets.

I.4.3.3. L'incinération

L'incinération est un mode de traitement et d'élimination des matières organique très répandu qui permet la réduction d'environ 90 % du volume et 75 % de la masse des déchets et la destruction complète des bactéries. Elle conduit à la formation de scories, appelés mâchefers d'incinération des matières organique. Elle consiste à brûler les ordures dans un four spécialement adapté à une température d'environ 850 °C en libérant de la chaleur et de la vapeur, des effluents gazeux (fumées) [3].

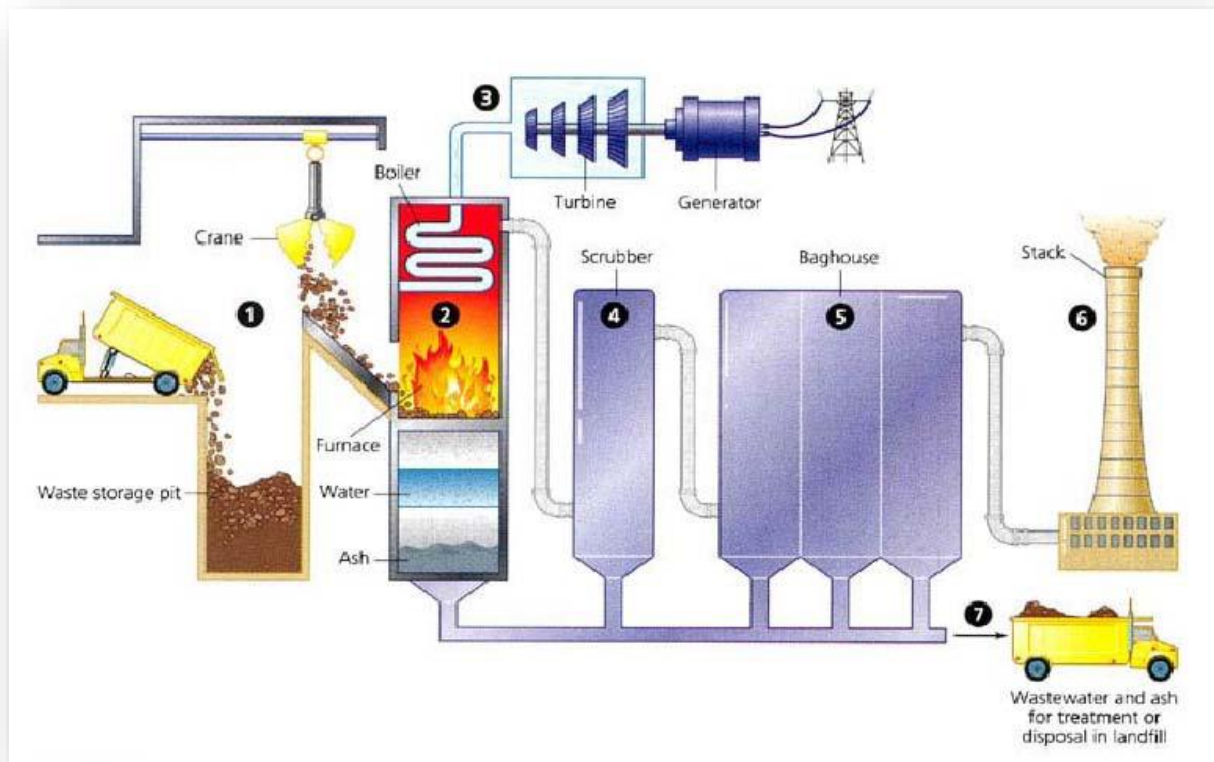


Figure I.7. Station d'incinération [3].

I.4.3.4. Autres techniques de gestion

Enfin, il existe d'autres techniques encore relativement très peu utilisées à cause notamment de la complexité et de la difficulté de la maîtrise de leur procédé. La pyrolyse et la gazéification consistent, respectivement à carboniser (ou chauffer sans les brûler) les déchets, en l'absence d'air, à une température de 400 – 800 °C. Les gaz issus de la gazéification peuvent être utilisés comme source d'énergie [3].

I.5. Techniques modernes de confinement des déchets solide

I.5.1. Définition de centre d'enfouissement technique (CET)

Les CETs sont définis comme un site d'élimination des déchets par dépôt des déchets sur ou dans la terre (c'est à dire en sous-sol) [7].

Selon la nature des déchets admis et en fonction de leur perméabilité les centres d'enfouissement techniques sont répartis en trois classes.

I.5.2. Classification des CET

Les CETs sont administrativement classées en trois catégories, sur la base du coefficient de perméabilité K du substrat [7, 9].

I.5.2.1. CET de Classe I

Les catégories de déchets admissibles sont en plus des déchets urbains et banals, ces décharges sont habilitées à recevoir certains déchets industriels spéciaux[7, 9]. Ainsi sont admis dans ces CET de classe I:

- les déchets industriels spéciaux de catégories A qui sont : les résidus de l'incinération; les résidus de la sidérurgie : poussières, bous d'usinage; les résidus de forages; les déchets minéraux de traitement chimique : sels métalliques, sels minéraux, oxydes métallique.
- les déchets de catégories B qui sont : Les résidus de traitement d'effluents industriels et d'eaux industrielles, de déchets ou de sols pollués; Les résidus de peinture: déchets de peinture solide, de résine de vernis; Les résidus de recyclage d'accumulateurs et de batteries: par exemple les résidus d'amiante; les réfractaires et autres matériaux minéraux usés et souillés.

I.5.2.2. CET de Classe II

Sont acceptés sur ces centres les déchets ménagers et assimilés. Ce sont des installations soumises à la loi française du 19 juillet relative aux installations classées pour la protection de l'environnement. Les déchets admissibles dans ces décharges sont:

- Ordures ménagères ;
- Déchets ménagers encombrants ;
- Déblais et gravats ;
- Déchets commerciaux, artisanaux et industriels banals assimilables aux ordures ménagères ;
- Déchets d'origine agricole ne présentant pas de danger pour la santé humaine et l'environnement ;
- Pneumatiques ;

- Cendres et produits d'épuration refroidis résultant de l'incinération des ordures ménagères ;
- Boues en provenance de l'assainissement urbain.

La carte (Figure I.8) ci-dessous informe que l'Algérie contient 126 CET de classe II à travers le territoire national [1].

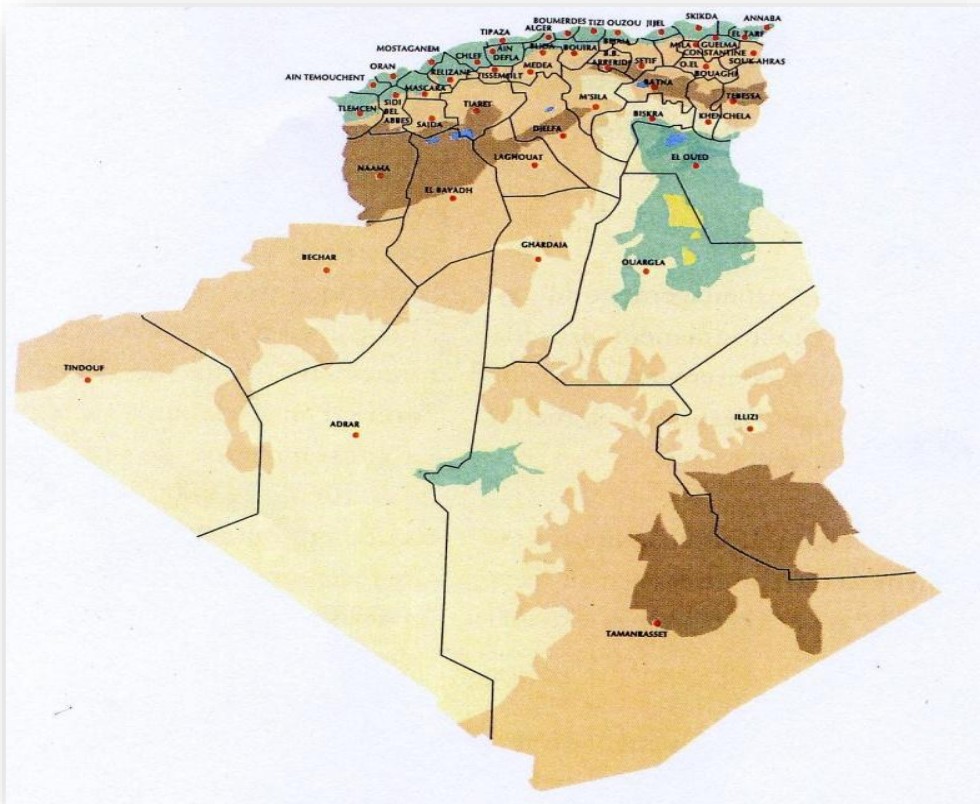


Figure I.8. Centres d'enfouissement technique en Algérie [1].

I.5.2.3.CET de Classe III

Ce sont les installations de stockage recevant essentiellement des déchets inertes. Ces décharges de la classe III, ne reçoivent que les déchets inertes d'origine domestique comme les déchets issus du bricolage familial qui peuvent également être stockés dans les décharges de classe II et les déblais et gravats qui peuvent également être stockés dans les décharges de classe II. Ils reçoivent aussi les déchets de chantiers et les déchets de carrière [7, 8]. En Algérie il y'a plus de 54 CETs classe III [1],

I.5.3.Principe de fonctionnement d'un CET

La maîtrise de l'élimination de déchets passe nécessairement par la création de centres de stockage (complémentaires des autres filières de traitement: tri, valorisation, incinération, compactage). Une installation de stockage est un lieu d'élimination de déchets par dépôt ou enfouissement, sans intention de reprise ultérieure.

Le perfectionnement de la sécurité de ces installations de stockage passe nécessairement par l'optimisation de l'aménagement du fond et des flancs des sites de stockage de déchets [5, 7, 9].

L'étanchéité totale d'une décharge repose sur trois "piliers":

- un fond étanche;
- le drainage des lixiviats au-dessus du fond
- l'étanchéité de la couverture

Le fond de décharge doit permettre l'évacuation permanente des lixiviats et des eaux météoriques. L'étanchéité du fond et des parois doit être maximale. Le confinement de produits polluants dans le centre de stockage est réalisé au moyen de deux barrières, l'une passive (géologique) et l'autre active (artificielle). Les aménagements (couches drainantes, imperméabilisation du fond et des flancs, barrières, etc.) permettent la collecte des flux en vue de leur traitement [9].

Donc :

- Au fond de l'excavation on retrouve une couche d'argile compacté d'au moins 60 cm "barrière passive".
- On y place une géo membrane imperméable en polyéthylène à haute densité (HDPE) de 1.5 mm d'épaisseur "barrière active".
- Sur toute sa surface, la géo membrane est recouverte d'un géotextile de protection "barrière active".
- Une couche drainante de gravier complète le système multicouche.

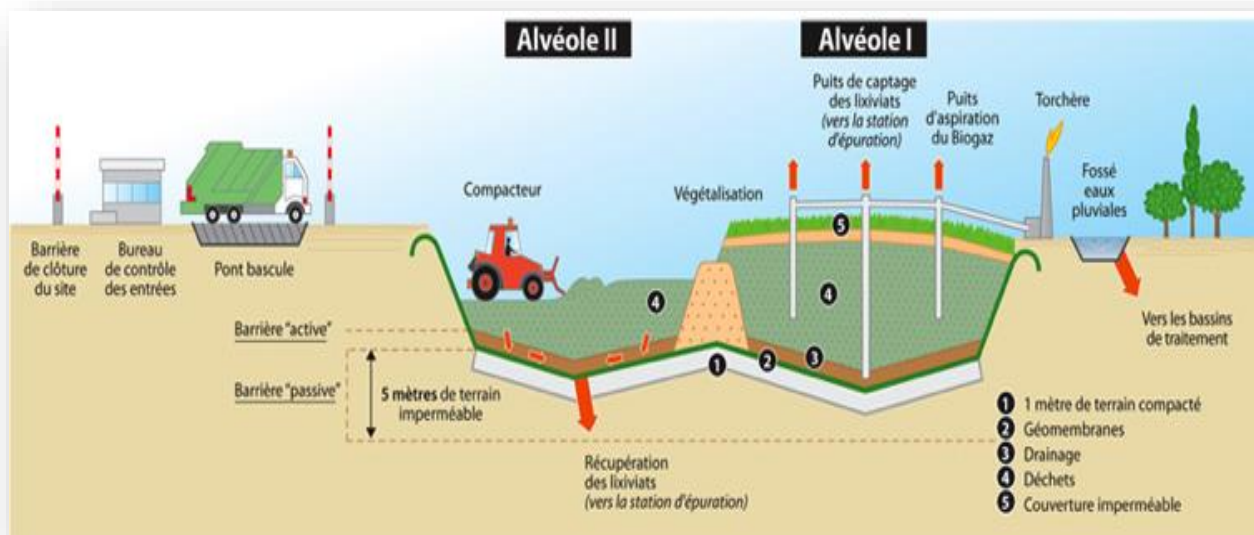


Figure I.9. Systèmes d'étanchéité des CET [9].

I.5.4. Potentiel polluant des CETs

Le stockage des déchets, revient à concentrer dans un volume réduit un ensemble varié de matériaux évolutifs. Dès la phase de dépôt, les déchets sont soumis à des processus de dégradation liés à des réactions bio-physico-chimiques complexes. Une partie des produits de la dégradation se retrouve en phase gazeuse, le biogaz, l'autre est transportée par les eaux de pluie qui s'infiltrent dans les déchets, le lixiviat [5, 7, 9].

I.5.4.1. Lixiviats de décharge

Le lixiviat provient de l'eau qui percole à travers les déchets en se chargeant bactériologiquement et chimiquement en substances minérales et organiques dissoutes ou en suspension. Les données quantitatives et qualitatives obtenues sur plusieurs sites montrent une très grande variabilité de la composition des lixiviats. D'une manière générale, la formation de lixiviats à partir des déchets met en jeu une grande diversité de phénomènes, résultant essentiellement du mode d'exploitation du centre de stockage (nature et qualité des déchets, surface exploitée, compactage, âge des déchets etc.) et de l'infiltration des eaux.

I.5.4.2. Biogaz de décharge

Le phénomène de digestion anaérobie s'installe dans les installations de stockage après une première phase de dégradation aérobie. Celui-ci aboutit à la production de biogaz, essentiellement constitué de méthane et dioxyde de carbone. Suivant les sites, la nature et la quantité de biogaz seront variables. Son captage est rendu nécessaire par la nuisance qu'il présente pour les riverains. La composition du biogaz dépend de nombreux paramètres parmi lesquels on peut citer la nature et la qualité des déchets stockés, le mode d'exploitation du site, l'âge des déchets etc.

I.5.5. Centre d'enfouissement technique de la ville de Batna

I.5.5.1. Déchets solides urbains de la ville de Batna

La population de la ville de Batna est en effet passée de 22.400 habitants en 1954 à 290.645 habitants en 2008 et on estime la population en 2009 à 298.893 habitants, avec un taux d'accroissement de 1,7%. Cet accroissement de la population s'est accompagné d'un accroissement des consommations et, en corollaire, d'un fort accroissement de la production de déchets. Chaque 1% d'augmentation du revenu par habitant est associée une augmentation de 0,34% en la génération de déchets ; à chaque 1% de la croissance de la population, une augmentation de la génération de déchets de 1,04% [10].

Selon le service de collecte de la Municipalité de la ville de Batna en 2008, la production des déchets était de 32 tonnes par jour en 1977 (11680 tonnes par an) ; cette quantité n'a pas cessé d'augmenter pour atteindre en 2010 à 62387 tonnes (selon la Société de la Wilaya pour la Gestion du Centre d'Enfouissement Technique de Batna), donc une production de 170,92 tonnes par jour, pour une population de 303974 habitants; le ratio par habitant ressort à 0,56kg/habitant/jour. Cette quantité est appelée à augmenter d'une part en raison de l'accroissement démographique, d'autre part en raison du développement économique et dès lors de l'évolution des modes de vie ; en corollaire, l'acuité des problèmes posés par les ordures ménagères devrait s'accroître.

Par ailleurs et compte tenu du taux d'accroissement de la population pour la prochaine décennie (1,7%) et en supposant que la quantité moyenne journalière de déchets générés par habitant et par jour sera constante (0,56 kg) tout au long de la prochaine décennie, le tonnage des déchets que la décharge sera appelée à recevoir, en fonction de l'extension du tissu urbain projeté sur 10 ans, les quantités sont représentées dans ce tableau.

Tableau I.1. Projection de la production des déchets municipaux jusqu'à l'année 2022 de la ville de Batna.

Année / Désignation	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Population estimée	314397	325177	336327	347829	359725	372028
Quantité produite de déchets municipaux en T/an	64262	66466	68745	71096	73527	76042

I.5.5.2. CET de la ville de Batna-mode de gestion et exploitation

Le 7 Novembre 2007, un Centre d'Enfouissement Technique (CET) vient d'être inauguré, à El Biar, commune d'Oued Chaâba. Sa superficie est de 25 hectares. Il se situe à 9 km au sud-ouest de la ville. La durée d'utilisation du CET est estimée à 25 ans. Sur les 4 casiers programmés, avec une estimation de durée d'exploitation de 6 ans pour chaque casier.



Figure I.10. Centre d'Enfouissement Technique de la ville de Batna.

Les déchets ménagers sont pesés (à l'aide du pont bascule), déversés dans un casier puis compactés. Une nouvelle couche de déchets va s'installer, et ainsi de suite, sans aucune couverture de matériaux inertes entre les différentes couches, jusqu'à saturation du casier.



Figure I.11. Un compacteur du CET de la ville de Batna.



Figure I.12. Casier rempli et un autre casier entamé.

Conclusion

L'enjeu environnemental du développement durable a pour objectif de mettre en œuvre des actions au quotidien pour réduire le gaspillage, limiter les pollutions et économiser les ressources. La prévention des déchets permet dans ce sens, de mieux concilier bénéfices socio-économiques et protection de l'environnement. Les déchets sont considérés de nos jours, comme une ressource précieuse et intarissable à partir de laquelle, peuvent être extraites des matières premières et de l'énergie. C'est à ce titre, que les pouvoirs publics s'investissent dans une politique de collecte différenciée performante et l'instauration des filières de valorisation des déchets ménagers.

En matière de gestion des déchets, on constate que la notion gestion intégrée n'existe pas encore en Algérie, dans la mesure où les différents secteurs ne disposent d'aucune stratégie de traitement, de revalorisation et / ou d'élimination des déchets. Dans ce chapitre, nous avons parlé des caractéristiques des déchets en Algérie et leurs modes de la gestion, pour mettre en évidence la technologie de traitement d'enfouissement dans les centres d'enfouissement technique.

Références

- [1] Agence Nationale des Déchets (AND).Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones, nord, semi-aride et aride d'Algérie. Rapport 2014.
- [2]Loi Algérien n° 01-19. La gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets. 12 décembre 2001.
- [3]Brahim Djemaci. La gestion des déchets municipaux en Algérie : Analyse prospective et éléments d'efficacité. Doctorat en sciences économiques. Université de Rouen.2012.
- [4] Brahim Djemaci& Malika Ahmed Zaïd-Chertouk. La gestion intégrée des déchets solides en Algérie. Contraintes et limites de sa mise en œuvre. CIRIEC N° 04. 2011.
- [5] Chadli Aicha. Isolement et caractérisation de bactéries biodégradant d'hydrocarbure à partir de centre d'enfouissement d'Ain T'émouchant. Thèse doctorat LMD. Université d'Oran. 2015.
- [6]Bennadir Saliha. FentizSafia. La gestion des déchets ménagers : cas d'étude du centre d'enfouissement technique de "Bamendil" Ouargla. Master académique. Université KasdiMerbahOuargla. 2013.
- [7]Martin Pépin Aina. Expertises des centres d'enfouissement techniques de déchets urbains dans les DEP: contributions a l'élaboration d'un guide méthodologique et a sa validation expérimentale sur sites. Docteur de l'universite de limoges. 2006.
- [8] ISWA. Landfilloperational guidelines. 2010.
- [9]Fadila MEZOUARI. SANDJAKDINE. Conception et exploitation des centres de stockage Des déchets en Algérie et limitation des impacts Environnementaux. Docteur de l'école polytechnique d'architecture et d'urbanisme. 2011.
- [10] SEFOUHI Linda. Croissance urbaine et son impact sur l'environnement de la ville de Batna (Bilan et perspectives) « Cas des déchets solides urbains ». Doctorat en sciences. Université Hadj Lakhdar – Batna. 2013.

Chapitre II

Le biogaz de décharge

Sommaire

II.1. Introduction.....	28
II.2. Gaz de décharge: un gaz renouvelable essentiel.....	28
II.2.1. Biogaz: le composant principal du gaz de décharge.....	28
II.2.2. L'air.....	29
II.2.3. Les composés organiques volatils (COV).....	29
II.3. Composition du biogaz.....	30
II.3.1. Méthane: CH ₄	30
II.3.2. Gaz carbonique: CO ₂	31
II.3.3. Hydrogène sulfure H ₂ S et mercaptans.....	31
II.4. Propriétés du biogaz.....	31
II.4.1. Pouvoir calorifique du biogaz.....	31
II.4.2. Température adiabatique de la flamme de combustion du biogaz.....	31
II.5. Production du biogaz.....	32
II.5.1. Méthanisation: un processus naturel.....	32
II.5.1.1. Grandes étapes biochimiques de la méthanisation.....	33
a. Hydrolyse.....	33
b. Acidogénèse.....	33
c. Acétongenèse.....	34
d. Méthanogénèse.....	35
II.5.1.2. Évolution dans le temps de la méthanisation.....	35
II.5.1.3. Facteurs théoriques influençant la méthanisation.....	37
a. Température.....	37
b. Humidité.....	38
c. Ph.....	38
d. Nature de déchets.....	39
e. Rapport C/N.....	39
II.6. Avantages environnementaux.....	39
II.6.1. Limitation des émissions dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre.....	40
II.6.2. Réduction des nuisances et odeurs.....	41
II.7. Captage du biogaz.....	41
II.7.1. Système à puits verticaux.....	42
II.7.2. Système à puits horizontaux.....	43
II.8. Traitement du biogaz.....	44
II.9. Valorisation énergétique du biogaz.....	45
II.10. Modèles de prédiction de la production du biogaz.....	47
II.10.1. Modèle stoechiométrique.....	47
II.10.2. Modèles cinétiques.....	49
II.10.2.1. Modèles cinétiques du premier ordre.....	49
a. Modèle de premier ordre (First Order Decay Model; FODM.EPA. 1993).....	51
b. Estimation du potentiel de biogaz des déchets algériens.....	54
c. Estimation du potentiel de biogaz du CET de Batna.....	61
Conclusion.....	62
Références.....	63

II.1. Introduction

Ces dernières années, le développement des sources d'énergies renouvelables est devenu de plus en plus important. Les écologistes sont à la recherche de méthodes efficaces pour économiser les sources d'énergie. Une solution intéressante est d'utiliser le processus de «méthanisation et biomasse" donc le biogaz.

Le biogaz est un gaz renouvelable issu de technologies de traitement de déchets et de production d'énergie. Il connaît un fort développement en France et en Europe, il est produit à partir de la dégradation de matières organiques en l'absence d'oxygène, principalement composé de méthane.

Ce chapitre rappelle les mécanismes de production du gaz de décharge. Les caractéristiques des différents constituants ainsi que les facteurs qui influent sur l'évolution de sa composition dans le temps. En plus une étude d'évaluation du potentiel de production de biogaz générés par les déchets solides Algérien et comme un cas particulier le centre d'enfouissement technique de la ville de Batna.

II.2. Gaz de décharge: un gaz renouvelable essentiel

Les gaz de décharge sont créés durant la décomposition anaérobie des substances organiques, animales ou végétales, en l'absence d'oxygène. Il s'agit d'un processus de fermentation réalisé par des bactéries dites méthanogènes, ce processus est également appelé méthanisation [1-5].

Le gaz de décharge est composé trois gaz en proportions variables qui sont le biogaz, l'air et les composés organiques volatils. La proportion entre ces gaz est étroitement liée à la nature des déchets stockés, à leur vitesse de dégradation et aux modes d'exploitation du site. Non seulement la composition du gaz de décharge varie d'un site à l'autre, mais sur un site donné, elle varie dans le temps [2]. Le gaz de décharge contient de 60 à 95 % de biogaz, 5 à 40 % d'air, et 0,05 à 0,5 % de composés organiques volatils [2, 3].

II.2.1. Biogaz: le composant principal du gaz de décharge

Le biogaz est composé des 5 éléments de base C, H, O, N et S, provenant directement de la transformation de la matière organique [4]. Ces éléments se retrouvent principalement sous la forme d'un mélange est composé majoritairement de méthane (CH₄) et de dioxyde de

carbone (CO₂), généralement saturé en vapeur d'eau. On trouve également des composés intermédiaires -à de faibles concentrations- comme l'hydrogène sulfuré [H₂S], de l'ammoniaque [NH₄], de l'hydrogène [H₂], des mercaptans [composés organiques soufrés...], ou encore des produits intermédiaires de la fermentation à l'état gazeux ou sous forme d'aérosols [acide acétique, acides gras volatiles...]. La composition du biogaz varie dans le temps selon des mécanismes connus [2, 4, 5].

II.2.2. L'air

Les systèmes de dégazage n'étant généralement pas totalement étanches, de l'air est introduit dans le gaz. L'air est aspiré via les parois des casiers (couverture perméable, parois...), par les têtes de puits, ainsi qu'au niveau des défauts d'étanchéité des canalisations. Lorsque l'air passe par les parois, il traverse les déchets en fermentation et l'oxygène est consommé par les bactéries aérobies. Les ratios oxygène/azote dans le gaz de décharge peuvent être plus faibles que le ratio O₂/N₂ de l'air [soit 21/79]. La teneur en air du gaz de décharge est fonction du système de dégazage i.e. : perméabilité des parois, différence de pression entre l'atmosphère et l'intérieur du casier, équilibrage aérobique du réseau de dégazage, etc. [2, 4].

II.2.3. Les composés organiques volatils (COV)

Enfin, les déchets contiennent à l'état natif des composés volatils qui sont aspirés avec le biogaz de fermentation. Il s'agit de composés de nature très diverse, allant de formes d'hydrocarbures simples [propane, butane ...] à des formes complexes [hydrocarbures aromatiques]. Certains de ces composés sont associés à des atomes halogènes [chlore, fluor]. On trouve également des produits à base de silicium, formant la famille des siloxanes [formule Si_xH_y] il s'agit essentiellement de produits gazeux ; cependant, on trouve également des aérosols, des poussières et particules, ainsi que des solides ou des métaux sous forme volatile [monoatomique]. Ces produits proviennent d'origines les plus diverses : bouteilles de gaz, peintures, solvants, fréons de réfrigérateurs, lessives, ainsi que du substratum du casier lui-même, des matériaux constitutifs des canalisations de gaz, etc. La plupart de ces produits sont des composés organiques volatils (COV) [4].

II.3. Composition du biogaz

Le biogaz contient principalement du méthane et du gaz carbonique. La proportion de ces deux gaz dépend de la nature du substrat, et plus précisément de la proportion Carbone-Hydrogène-Oxygène-Azote (C-H-O-N). Un substrat riche en C et H produit une forte proportion de méthane, jusqu'à 90 %. Un substrat moyennement riche, comme la cellulose, produit un biogaz contenant typiquement 55 % de méthane et 45 % de gaz carbonique. La teneur en biogaz du méthane varie entre 50 et 75% [6].Le tableau (II.1) récapitule la composition de biogaz[15].

Tableau II.1.Composition du biogaz [15].

Eléments	Proportions pour 1Nm ³ de biogaz brut
Méthane (CH ₄)	50 – 75 %
Dioxyde de Carbone (CO ₂)	25 – 45 %
Vapeur d'eau (H ₂ O)	2 – 7 %
Azote (N ₂)	0 – 2 %
Hydrogène (H ₂)	0 – 1 %
Oxygène (O ₂)	0 – 2 %
Hydrogène sulfuré (H ₂ S)	0 – 2 %

II.3.1. Méthane: CH₄

L'un des principaux constituants du biogaz, le taux de CH₄ confère aux gaz de biomasse un pouvoir calorifique [4], le méthane (CH₄) est un gaz inodore et incolore (donc non détectable par les sens humains), de densité 0,55 [2, 4, 6]. Plus léger que l'air, il s'accumule en partie haute de locaux peu ventilés et se disperse facilement dans l'atmosphère [2]. La température d'ignition du méthane à pression atmosphérique en présence d'une flamme ou étincelle est de 550°C [4]. La combustion du méthane dans le dioxygène pur produit du dioxyde de carbone CO₂ et de l'eau H₂O avec une importante libération d'énergie:



II.3.2. Gaz carbonique: CO₂

La présence de CO₂ est inhérente aux gaz de biogaz, il est inodore et incolore and plus lourd que l'air et il s'accumule en partie basse des locaux. Sa concentration dans l'air est de 350 ppm (0,035 %) [2, 4].

II.3.3. Hydrogène sulfure H₂S et mercaptans

L'hydrogène sulfuré (H₂S) est un gaz plus lourd que l'air. Il tend donc à s'accumuler en partie basse de locaux peu ventilés. Hautement toxique, il est reconnaissable à son odeur caractéristique dite (d'œuf pourri). Les mercaptans sont des composés organiques soufrés qui sont également très malodorants et souvent toxiques. La concentration en H₂S dans le gaz de décharge varie fortement entre les sites. Elle diminue également dans le temps: les teneurs rencontrées vont de moins de 10 ppm à plus de 1 000 ppm [2, 4].

II.4. Propriétés du biogaz

II.4.1. Pouvoir calorifique du biogaz

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de ce combustible. Le biogaz est un combustible dont la valeur énergétique se mesure en PCI (pouvoir calorifique inférieur lorsque l'eau produite par cette combustion reste à l'état vapeur) comme le gaz naturel [4, 6].

Le PCI du biogaz est proportionnel à sa teneur en méthane, par exemple pour un biogaz à 70% de méthane à 15°C et à pression atmosphérique normale, le PCI est égal à $9,42 \times 0,7 = 6,59$ kWh/m³ [6].

A titre indicatif 1 m³ de méthane est équivalent à 1 litre d'essence en matière énergétique. Le méthane émet moins de CO₂ que l'essence ou le pétrole car il possède le rapport H/C le plus élevé [6].

II.4.2. Température adiabatique de la flamme de combustion du biogaz.

La température adiabatique de la flamme lors de la combustion du biogaz est proportionnelle à sa capacité calorifique (PCI), elle-même proportionnelle au pourcentage de méthane dans le biogaz. Un biogaz de bonne qualité à une capacité calorifique importante due à la présence d'un pourcentage élevé en méthane. La température de flamme de combustion

du biogaz peut varier entre 800 et 1100°C selon la concentration en méthane dans le biogaz. Un biogaz contenant 50% de méthane a une température de flamme de 870°C [4, 6].

II.5. Production du biogaz

La production du biogaz est un phénomène naturel et provient de la fermentation de la matière organique [7]. Ce processus s'observe fréquemment dans certains milieux naturels comme par exemple les marais « gaz de marais » [8].

II.5.1. Méthanisation: un processus naturel

La méthanisation (encore appelée digestion anaérobie) est le résultat d'une activité microbienne complexe, réalisée dans des conditions anaérobies. La digestion anaérobie est un processus biologique de dégradation qui permet de transformer des substrats organiques tels que le fumier des animaux de ferme (vaches, volailles ...), les résidus organiques des stations d'épuration des eaux usées, les déchets organiques ménagers ou même les résidus des cultures agro-alimentaires en molécules contenant un seul carbone [1-10]. On peut aussi capter le biogaz dans les centres d'enfouissements techniques après dégradation de la matière organique [15], cette dégradation aboutit à la production :

- D'un produit humide riche en matière organique partiellement stabilisée appelé digestat. Il est généralement envisagé le retour au sol du digestat après éventuellement une phase de maturation par compostage ;
- De biogaz, mélange gazeux saturé en eau composé d'environ 50 % à 75 % de méthane (CH_4), de 25 % à 45 % de gaz carbonique (CO_2) et de quelques gaz traces (NH_3 , N_2 , H_2S).

La méthanisation pouvant répondre à un double objectif de valorisation énergétique par récupération de méthane (CH_4) et de stabilisation des déchets organiques. Le biogaz est utilisé comme combustible et le digestat, produit solide final de la digestion anaérobie, est utilisable comme amendement organique sur les terres agricoles (éventuellement après une opération de maturation aérobie complémentaire) [8]. La méthanisation est une solution de production d'énergie renouvelable qui est reconnue au sein de l'Union Européenne.

Il existe 4 secteurs favorables au développement de la méthanisation : (1) agricole, (2) industriel, (3) déchets ménagers, (4) boues urbaines [10, 15].

Le bilan de mécanisme de méthanisation est illustré dans la figure ci-dessous.

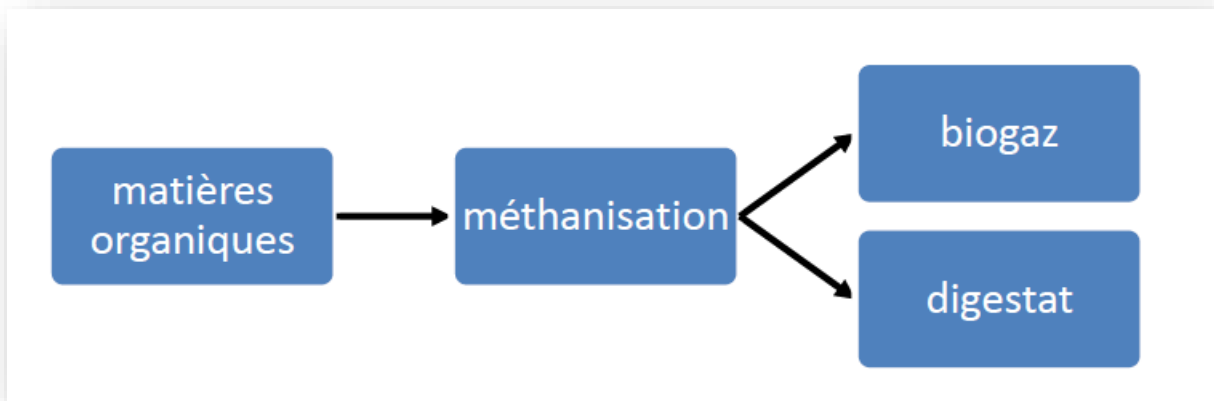


Figure II.1. Bilan de mécanisme de méthanisation.

II.5.1.1. Grandes étapes biochimiques de la méthanisation

La biodégradation anaérobie de la matière organique est en effet un processus séquentiel comportant quatre réactions biochimiques réalisées par trois groupes bactériens de caractéristiques très distinctes (voir Figure II.2) [1, 2, 4, 6, 11]. La méthanisation se déroule en 4 étapes biochimiques:

- a. Hydrolyse,
- b. Acidogénèse,
- c. Acétogénèse,
- d. Méthanogénèse.

a. Hydrolyse

La matière organique est constituée principalement de protéines, d'hydrate de carbone, lipides et de polysaccharides. Cette source complexe est dans un premier temps hydrolysée en molécule simple (acides aminés et en glycérol et acides gras) [1, 2, 6, 11, 12].

b. Acidogénèse

Cette phase, également appelée phase fermentative, transforme les différents monomères issus de l'hydrolyse en acides organiques à courte chaîne (2 à 6 carbones) ; les principaux acides produits sont l'acide acétique, l'acide propionique et l'acide butyrique. Comme son nom le suggère, la phase d'acidogénèse se traduit donc souvent par une acidification du milieu. Elle est généralement rapide en raison du fort taux de croissance des bactéries mises en jeu (30 et 40 fois plus rapidement que l'hydrolyse). D'autres co-produits

sont également générés comme le dioxyde de carbone et l'hydrogène, ainsi que de l'azote ammoniacal (sous forme NH_4^+ ou NH_3) dans le cas de l'hydrolyse des protéines [1, 2, 6, 11, 12, 13].

c. Acétongènèse

L'étape d'acétongènèse permet la transformation des composés formés précédemment en précurseur du méthane, l'acide acétique, le dioxyde de carbone et l'hydrogène [1, 2, 6, 11, 12, 13].

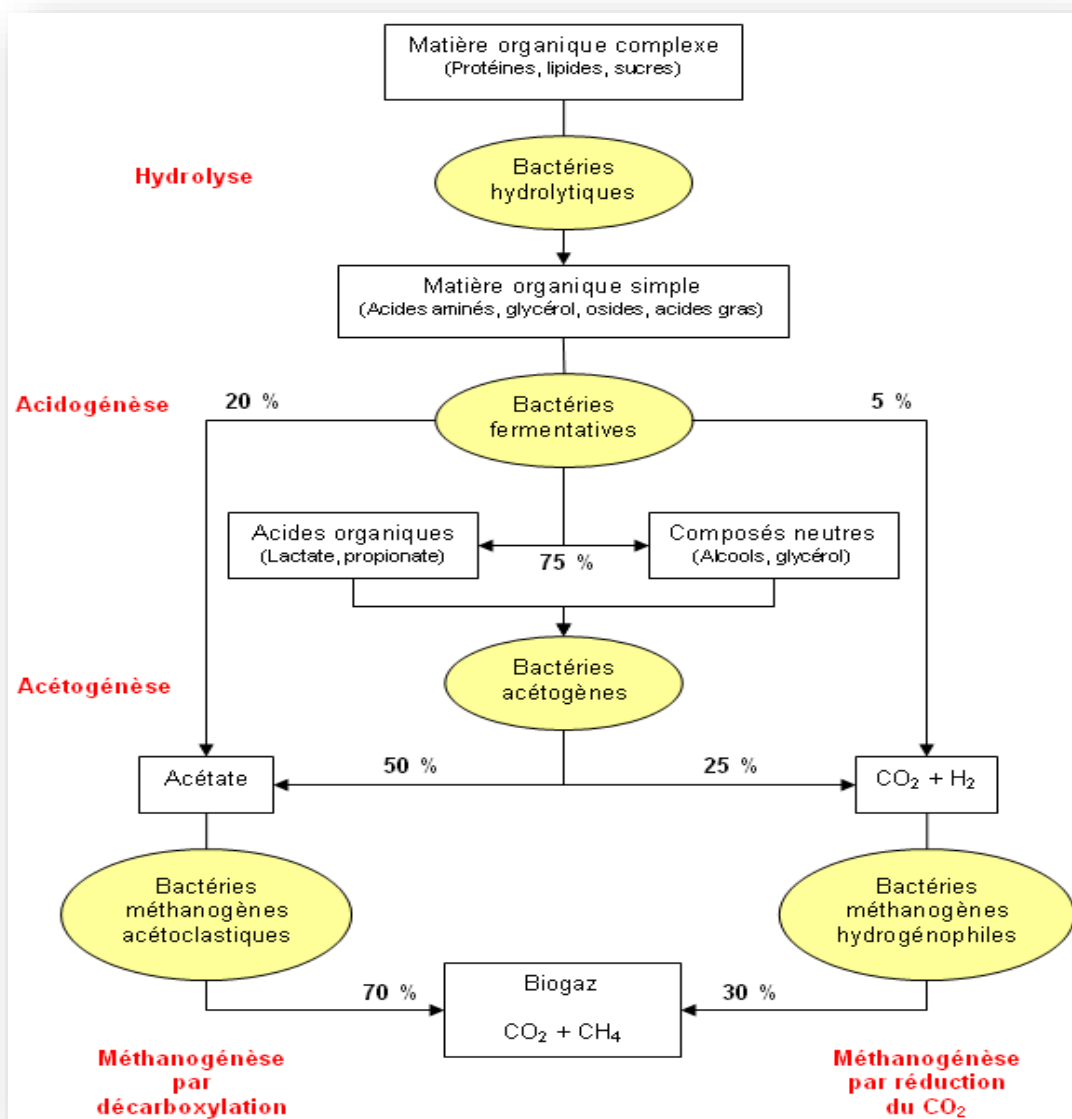
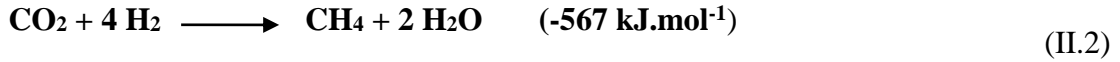


Figure II.2. Les quatre étapes de la méthanisation [11, 22].

d. Méthanogénèse

La méthanogénèse est ensuite assurée par deux voies :

- A partir d'hydrogène et de CO₂ à l'aide des bactéries hydrogénotrophes suivant la réaction :



- Et à partir d'acétate avec les bactéries acétotrophes suivant la réaction :



On considère que 70% de la production de méthane provient des acétates. Les deux premières étapes de la fermentation sont faites par des bactéries anaérobie et aérobie. La méthanogénèse est en revanche strictement anaérobie[1, 2, 6, 11, 12, 13].

La composition du biogaz varie donc au cours du temps. En phase de méthanogénèse stable, la teneur en CH₄ est de l'ordre de 50 à 75 % et la teneur en CO₂ de 25 à 45 %, soit un rapport CH₄/CO₂ de 1,2 à 1,5, caractéristique de cette phase. Avant, ce rapport peut monter jusqu'à 2. En fin de fermentation, il diminue [2].

II.5.1.2. Évolution dans le temps de la méthanisation

L'évolution de la procédure de la dégradation de la méthanisation dans le temps dans une décharge peut se résumer en quatre phases décrites ci-dessous et représenté sur la figure (II.3).

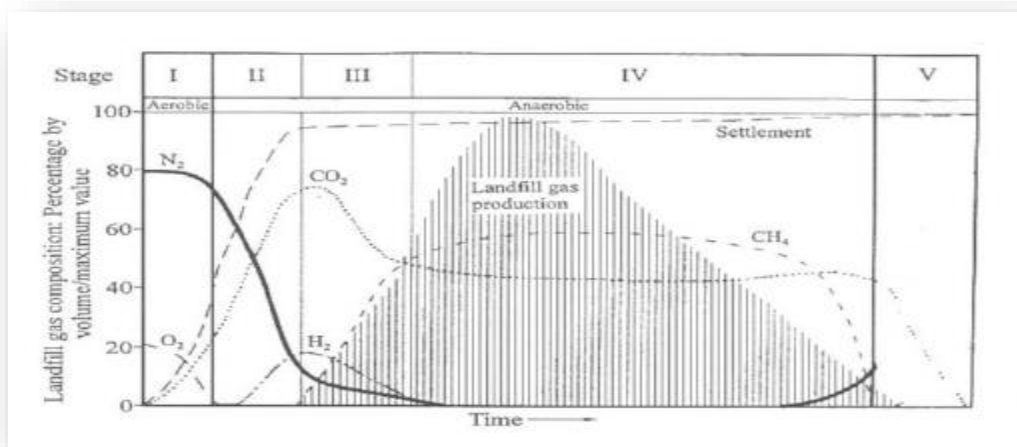


Figure II. 3: Evolution dans le temps de la méthanisation d'une décharge [20]

La première phase implique la biodégradation aérobie des déchets organiques à la consommation d'O₂ de l'air piégé dans les déchets, ce qui conduit à la production des quantités molaires égales de CO₂ (ainsi que l'eau comme sous-produit). Aussi, il y a une élimination très faible de N₂ dans cette étape. En conséquence, la concentration de N₂ reste très élevée (75%), la concentration de CO₂ augmente jusqu'à 25%, tandis que le O₂ est appauvri (consommation totale). La couverture quotidienne du sol sur les déchets solides fournit les micro-organismes nécessaires pour cette étape [2, 14, 20].

La deuxième phase est caractérisée comme un processus anaérobie mais non un processus méthanogène biochimique. Au cours de ce processus, un ensemble différent de micro-organismes devient actif (micro-organismes acidogènes ou formateurs d'acide). Leur activité est caractérisée par un processus de trois étapes. Premièrement, la transformation d'hydrolyse, suivie par l'acidogénèse et enfin la production de dioxyde de carbone. En conséquence, les pics de production de CO₂ ainsi que la production d'acides organiques volatils et H₂ commencent. Le CH₄ ne se produit pas à cette étape [2, 14, 20].

La troisième étape est la phase méthanogène anaérobie instable, durant cette étape; la concentration de CH₄ produit augmente rapidement à une valeur relativement constante (jusqu'à 55%). Le H₂ est appauvri en une courte période après le début des actions biochimiques dans cette étape, tandis que le CO₂ est éliminé à des concentrations inférieures à 45% [2, 14, 20].

Durant la phase 4, la composition des gaz de la décharge ainsi que leurs taux de production restent stables, comme déterminé par les conditions dominantes. La maturation se produit après que les matériaux facilement biodégradables disponibles ont été convertis en méthane et en dioxyde de carbone dans les étapes précédentes. Les principaux gaz produits, dans cette étape, sont à nouveau le méthane (principalement) et le dioxyde de carbone, même s'ils sont générés à un taux très lent que durant l'étape précédente [2, 14, 20].

La cinquième et dernière phase est communément appelée phase de maturation. La matière organique biodégradable en anaérobie a été partiellement minéralisée, tandis que la maturation de la matière organique [20].

La durée de ces différentes phases est sujette à des variations considérables (Tableau II.2) dues aux nombreux facteurs d'influence de la dégradation en les sites d'enfouissement de DMA.

Tableau II.2: Durée des phases de dégradation en centre d'enfouissement de DMA [20].

Phase	Durée typique
1	De quelques heures à une semaine
2	De 1 à 6 mois
3	De 3 mois à 3 ans
4	De 8 à 40 ans
5	De 1 à plus de 40 années
Totalité	De 10 à plus de 80 années

II.5.1.3. Facteurs théoriques influençant la méthanisation

Les réactions de dégradation des déchets sont conditionnées par de nombreux paramètres environnementaux. Ces paramètres sont maintenant bien connus mais leurs effets demeurent encore difficilement quantifiables en raison de leur mutuelle dépendance.

Ainsi, selon la littérature, les deux principaux facteurs contrôlant l'activité microbienne et la production de biogaz sont la température et de façon plus importante l'humidité des déchets, d'autres paramètres comme la composition des déchets et leurs caractéristiques "mécaniques" (densité, porosité...), le pH du milieu, s'avèrent être des éléments importants vis à vis des cinétiques de dégradation [4, 11, 12, 13].

a. Température

Comme pour les autres processus biochimiques, l'élévation de la température engendre une augmentation de l'efficacité de la méthanisation [12] parce que le phénomène de méthanisation est peu oxydatif donc peu exothermique [11]. 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 une de ces plages est essentiel pour l'efficacité du processus. La figure (II.4) 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 [11, 12]. Donc on peut alors choisir un optimum autour de 30-35 °C (zone mésophile) ou vers 45-55 °C (zone thermophile) [11, 22].

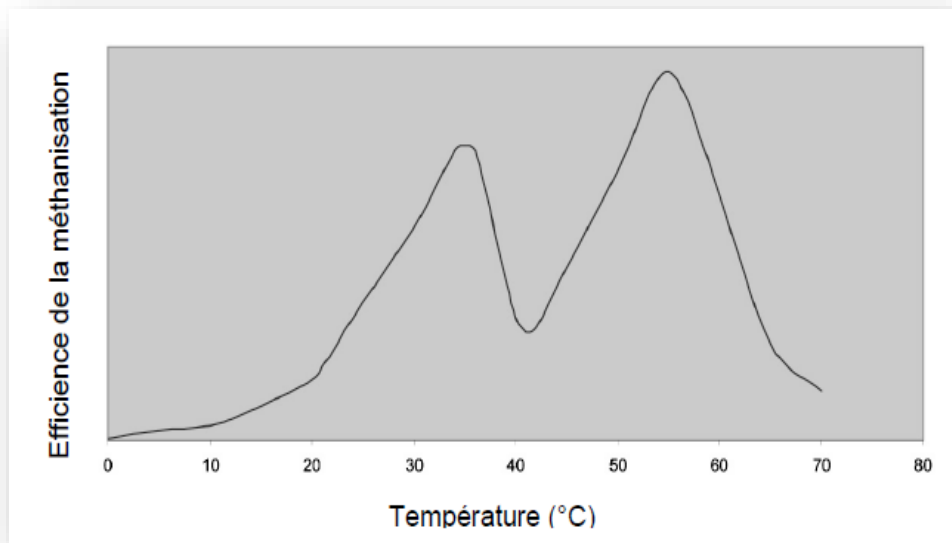


Figure II.4. Efficacité de la méthanisation selon la température [12].

b. Humidité

L'oxygène O_2 est toxique pour les bactéries anaérobies strictes que sont les bactéries acétogènes et méthanogènes [11]. Il faut donc éviter toute entrée d'air en travaillant par exemple en conditions noyées, alors que l'humidité a une grande influence sur l'action des bactéries, principalement dans le cas où ces valeurs sont basses [12].

La méthanisation est donc un procédé particulièrement adapté aux déchets fortement humides, des études montrent que des taux d'humidité supérieurs à 60 % augmentent la production de gaz, qui atteint un maximum environnant 80 % [11, 12]. Au-delà de cette concentration, la production se stabilise dans ce plateau élevé. Ce principe est utilisé dans quelques lieux d'enfouissement, par la recirculation du lixiviat, pour accélérer la méthanisation des matières putrescibles et pour augmenter la production de biogaz [12].

c. pH

Le pH est un des paramètres les plus importants pour la méthanisation, un pH stable indique un système en équilibre et une méthanisation performante. En revanche, des variations du pH, plus souvent sa diminution, sont signes de problèmes. Les bactéries méthanogènes sont très sensibles aux variations du pH: de petites altérations peuvent même menacer la production du gaz. Les valeurs idéales pour les microorganismes méthanogènes

varient entre 7,0 et 7,2. La chute du pH en dessous de 5,0 est mortelle pour ces organismes et même des valeurs proches de 6,0 causent souvent un arrêt du procédé [11, 12].

d. Nature des déchets

La nature des déchets et leur essentiellement biodégradabilité sont les paramètres essentiels dans l'estimation du potentiel méthanogène. Ainsi plus la fraction biodégradable est importante et plus les rendements en gaz sont élevés [11].

Trois grandes classes de déchets caractérisées par leur vitesse de dégradation ont pu être mises en évidence

➤ *Les rapidement biodégradables :*

Ce sont en majorité toutes les matières putrescibles, les déchets verts, les fruits et légumes, les matières animales.

➤ *Les moyennement biodégradables :*

Ils englobent tout ce qui est boue ou graisse.

➤ *Les lentement biodégradables :*

Ils sont composés de papiers, cartons et bois.

Les études concernant l'influence de la taille et de la densité des particules sont encore relativement controversées.

e. Rapport C/N

Comme pour la digestion aérobie, la proportion entre le carbone et l'azote présents dans la matière organique est importante pour le bon fonctionnement des réacteurs. Des études indiquent que la proportion désirable 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 microorganismes et inactiver la méthanisation [2, 12]

II.6. Avantages environnementaux

La méthanisation est un procédé à plusieurs avantages, du fait qu'elle encourage la collecte et le tri des déchets ainsi que leurs transports vers les centrales de méthanisation. Mais aussi du fait que la méthanisation est un moyen de production du biogaz alors c'est le côté énergie – environnement qui apparaît. En effet, la production contrôlée du biogaz dans les digesteurs anaérobique diminue le risque des émissions des gaz à effet de serre du fait que ce biogaz sera détruit après une valorisation énergétique.

II.6.1. Limiter les émissions dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre

Le méthane issu des décharges est l'un des responsables de l'augmentation de l'effet de serre. Lorsqu'il est brûlé en torchère, il est transformé en gaz carbonique neutre vis-à-vis de l'effet de serre. En cas de valorisation du gaz en substitution à une énergie fossile, on évite le déstockage de carbone fossile et donc l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre (figure II.5). Le bilan est donc amélioré par rapport à la simple incinération [2, 15].

En effet, le méthane provient de la biodégradation du carbone organique des déchets. Ce carbone organique est lui-même produit à l'origine par la photosynthèse, transformation du gaz carbonique atmosphérique en matière organique par les végétaux, phénomène qui est la source de la production de toute matière organique (figure II.6) [2, 15, 16]. Le gaz carbonique émis correspond donc aux quantités absorbées par les végétaux au cours de leur phase de croissance. Le solde est donc nul.

En outre, le carbone non biodégradable [matière organique synthétique] est stocké et n'est pas relégué dans l'atmosphère. Une installation de stockage de déchets s'apparente donc à « puits de carbone » [2].

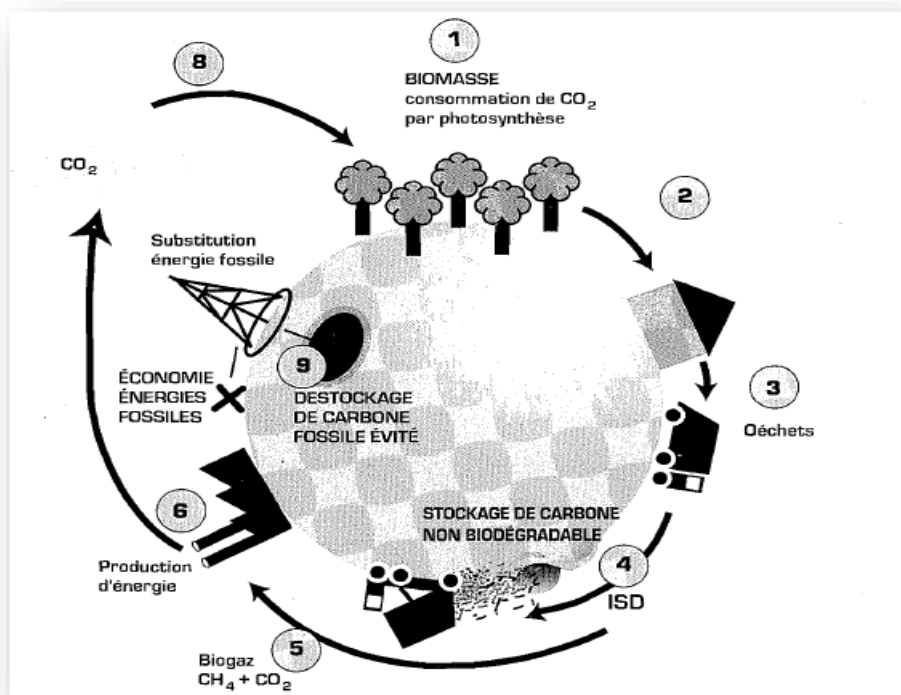


Figure II.5. Gaz de décharge et effet de serre : le cycle du carbone [2].

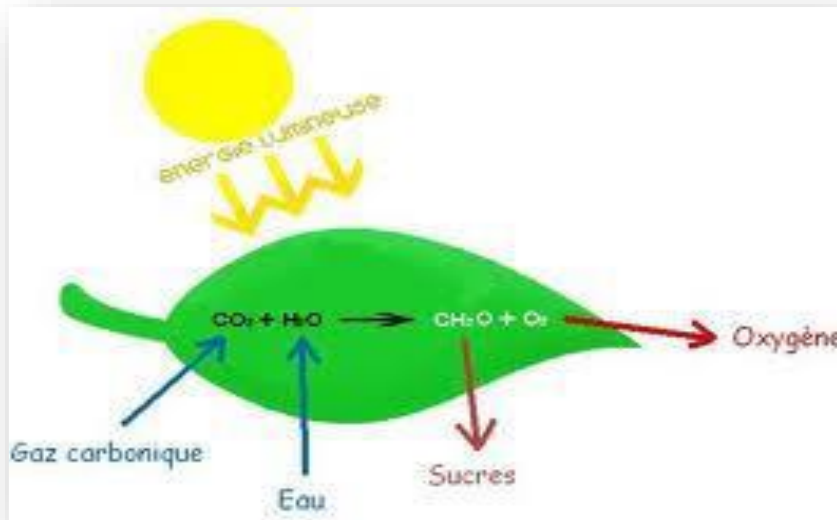


Figure II.6. Processus de biomasse « la photosynthèse » [16].

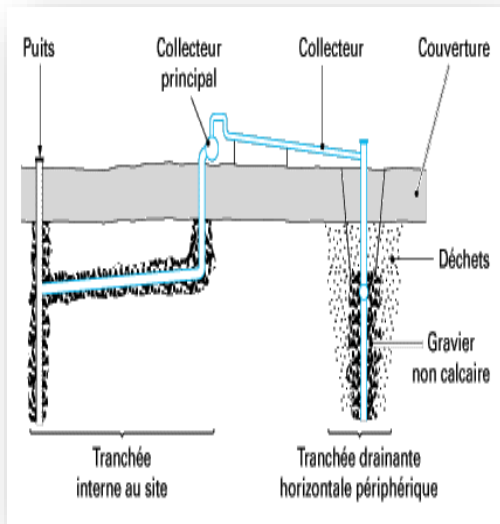
II.6.2. Réduire les nuisances et odeurs

Le gaz de décharge contient de nombreux composés malodorants, au premier rang desquels les composés soufrés : hydrogène sulfuré [H₂S], mercaptans [composés organiques contenant des atomes de soufre] tels que le méthyl-mercaptan [CH₃SH], l'éthyl-mercaptan [CH₃CH₂SH], etc. Lorsqu'ils sont brûlés, ces composés se dégradent en dioxyde de soufre [SO₂]. Le SO₂ n'est pas neutre vis-à-vis de l'environnement, puisqu'il contribue aux précipitations acides. Cependant, sa concentration est faible: un gaz de décharge contient généralement quelques centaines de ppm de soufre par m³, et le fioul jusqu'à 5 000 ppm [2]. Le brûlage du gaz élimine les nuisances et odeurs dues à la présence de soufre dans le gaz de décharge [2, 15].

II.7. Captage du biogaz

En raison des risques, des migrations possibles de gaz et de la pollution de l'environnement, le captage du biogaz (c'est-à-dire un système de drainage des gaz interne au massif de déchets) et son élimination contrôlée sont obligatoires [33].

Lors du dégazage, un système adapté de captage du gaz de décharge force une aspiration du gaz en provoquant une légère dépression à l'intérieur du corps de décharge. La conception générale d'un réseau de collecte du biogaz est présentée sur la Figure suivante [33, 34].



(A)

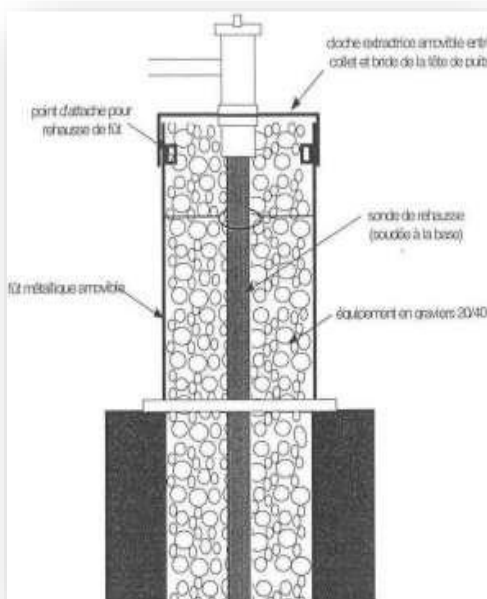
(B)

Figure II.7. Exemple de réseau de dégazage [33]; (A) Schéma général, (B) Exemple réel.

On distingue deux catégories de collecte du biogaz : un système à puits verticaux et un système à puits horizontaux.

II.7.1. Système à puits verticaux

Un puits vertical de collecte du biogaz est présenté sur la figure (II.8).



(A)

(B)

Figure II.8. Puits vertical de collecte du biogaz [33] ; (A) Schéma général, (B) Exemple réel.

Les puits vertical de collecte du biogaz peuvent être creusés ou forés après le dépôt des déchets ou construits en cours d'exploitation. L'espace entre le tube de captage perforé et le puits doit être rempli de gravier. Il est recommandé d'utiliser les tubes en polyéthylène en raison de leur résistance à la corrosion et de leur plasticité. Le tube doit être équipé d'un dispositif télescopique pour compenser le tassement des déchets. Pour éviter les entrées d'air par le puits, il faut installer une couche imperméabilisante (argile, ...) autour de la partie télescopique [33, 34].

II.7.2. Système à puits horizontaux

Un puits horizontal de collecte du biogaz est présenté sur la figure (II.9)

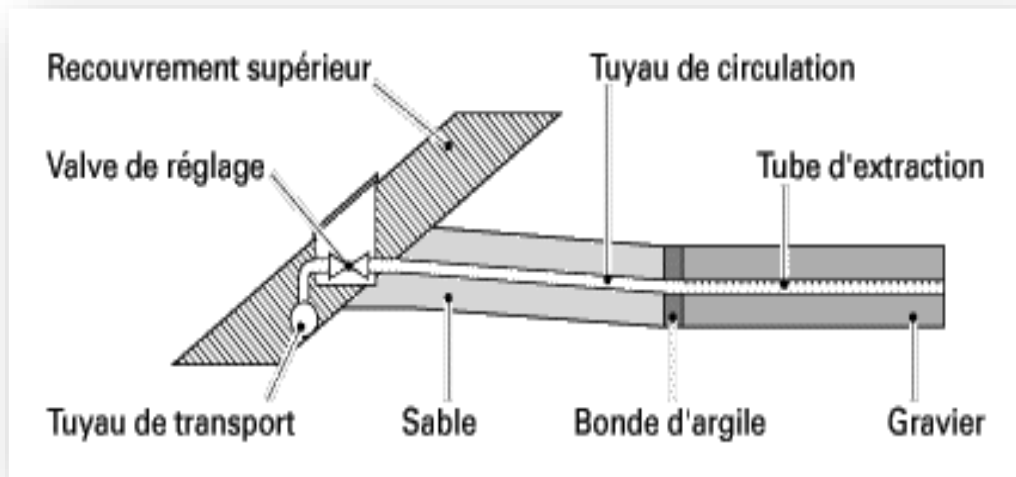


Figure II.9. Puits horizontal de collecte du biogaz [34].

Les puits d'extraction horizontaux sont installés pendant le dépôt des déchets, donc ils doivent pouvoir résister à la masse d'un compacteur ou d'un bulldozer. Pour résister à la pression verticale ces tubes sont entourés d'une épaisse couche de gravier. Ils peuvent remplir deux fonctions : soit ils constituent le système « principal » de collecte du gaz, soit ils constituent des « auxiliaires » des drains verticaux auxquels ils sont connectés.

Les puits sont connectés aux collecteurs qui permettent de transporter le gaz drainé, vers la station de pompage puis la station de traitement. Ces collecteurs doivent résister aux agressions chimiques et aux rayonnements ultraviolets, et ils doivent être flexibles. La station de pompage aspire le gaz dans le massif de déchets et le refoule vers l'unité de valorisation ou

d'élimination. L'élément central est le compresseur, capable de créer une dépression en amont et une surpression en aval [33, 34].

II.8. Traitement du biogaz

Quel que soit l'usage final du biogaz, il est quasiment impossible de l'utiliser tel qu'il est produit ou récupéré. La seule fraction valorisable est le méthane qu'il contient en proportion plus ou moins grande et les autres composants sont inutiles, gênants, voire nuisibles. Une ou plusieurs étapes de traitement sont indispensables en fonction de chaque voie de valorisation [12, 15]. On peut distinguer des voies de valorisation du biogaz avec simple traitement du biogaz brut, et d'autres avec un traitement avancé.

- Voies de valorisation énergétique du biogaz avec simple traitement du biogaz « Désulfuration » : donc une élimination du H_2S , et si nécessaire, une compression du biogaz, ces voies sont production de chaleur, production d'électricité ou cogénération.
- Voies de valorisation énergétique du biogaz avec un traitement avancé du biogaz « Epuration » : donc l'élimination du CO_2 en plus du H_2S qui compose le biogaz brut, il est évident qu'une phase de compression et de stockage succède la phase épuration ou autrement appeler enrichissement, ces voies sont Pile à combustible, Gaz carburant, Gaz naturel injecté sur réseau public.

En fait il est conseillé de traiter le biogaz pour limiter la corrosion des appareils. Celle-ci est due à l'hydrogène sulfuré, mais aussi à la présence d'eau et de gaz carbonique et qui contribuent à la formation d'un acide faible lorsqu'ils sont dissous dans l'eau, et parfois à la présence de composés chlorés c'est le cas des gaz de décharge [12, 15]. Un organigramme récapitulatif est présenté dans la figure suivante, compilation de [15].

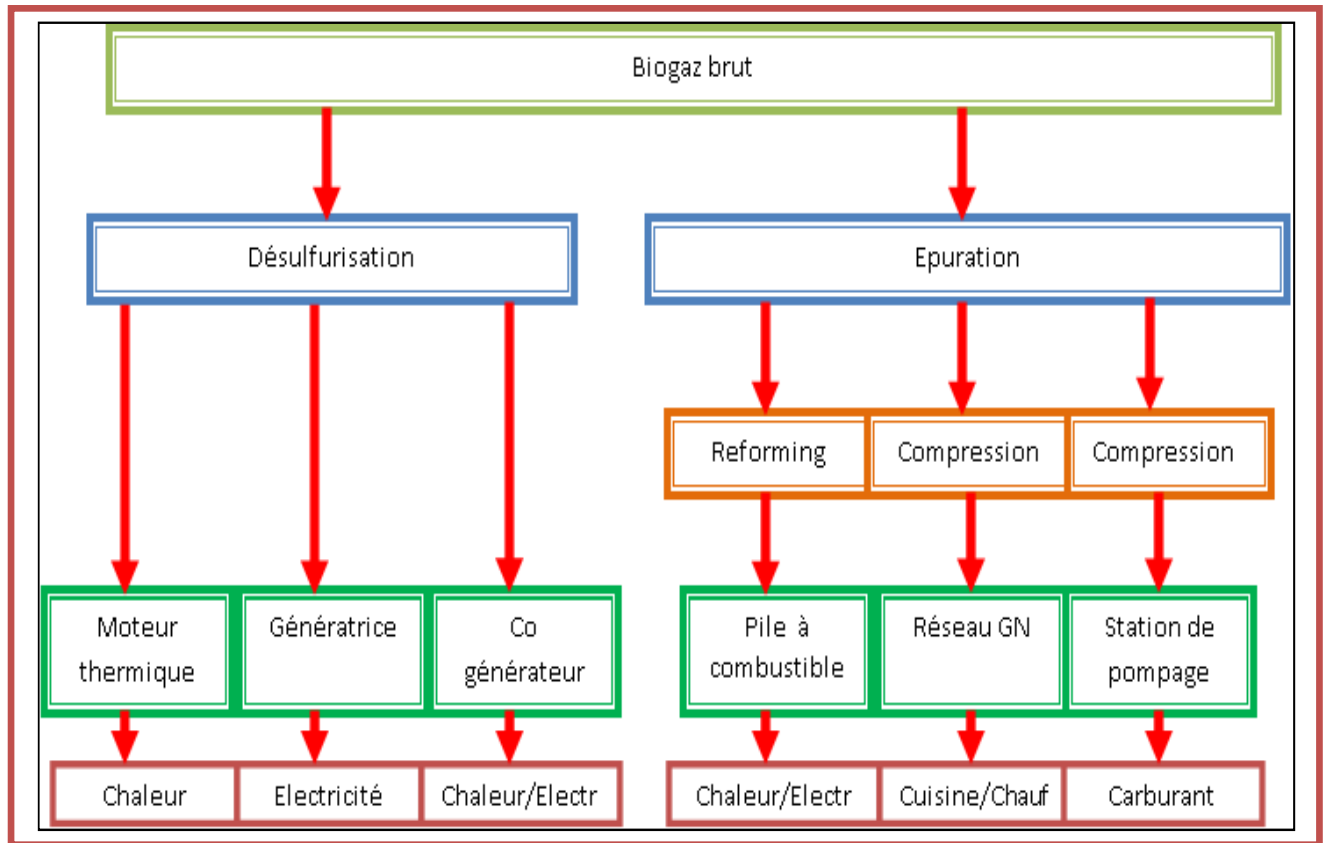


Figure II.10. Organigramme de traitement et de valorisation du biogaz [15].

II.9. Valorisation énergétique du biogaz

Le biogaz produit des digesteurs anaérobiques contient du méthane (CH_4) qui a un pouvoir calorifique important et peut se considérer comme un combustible très intéressant pouvant se substituer au gaz naturel du fait qu'il est valorisable dans plusieurs applications énergétiques (produire de la chaleur, de l'électricité, carburant automobile ...etc.) [12, 15, 17].

Les caractéristiques physico-chimiques du biogaz sont proches de celles du gaz naturel, et il peut être valorisé sous diverses formes :

- ✚ Energie thermique seule ; production de chaleur (chaudière ou groupe frigorifique),
- ✚ Energie de travail seule ; production d'électricité (moteur à gaz, turbine à vapeur, turbine à gaz et plus récemment pile à combustible)
- ✚ Production simultanée d'énergie thermique (chaleur ou froid) et de travail par cogénération,
- ✚ Production simultanée de chaleur, de travail et de froid par trigénération,
- ✚ Carburant automobile (après compression et stockage),

- ✚ Injection dans le réseau de gaz de ville.
- ✚ Pile à combustible
- ✚ La combustion du biogaz d'une torchère

Deux types de torchère existent actuellement :

- La torchère à combustion externe ou à flamme qui dépasse le fût, et dans laquelle le gaz est incinéré à une température de 800 à 850°C ;
- La torche à combustion interne ou à la flamme, se situe dans un fût de 6 à 8 m de haut et dans laquelle le gaz est incinéré à environ 1000°C. Le temps de rétention du gaz est supérieur à 0,3 secondes, ce qui permet une destruction complète des hydrocarbures halogénés.

La production de chaleur et d'électricité sont désormais des techniques éprouvées, les autres sont encore en phase d'expérimentation et de développement et brûler du biogaz en torchère serait du gaspillage d'énergie.

II.10. Modèles de prédiction de la production du biogaz

Les valeurs de flux de biogaz sont habituellement calculées par des expressions mathématiques qui considèrent parfois jusqu'à 100% de conversion et une réactivité chimique homogène. Ce qui n'est pas souvent le cas dans les décharges [17, 18, 19]. Plusieurs modèles ont été élaborés pour simuler la production du biogaz dans les décharges. Ces modèles sont fonction de nombreux paramètres et prennent en compte les procédés biologiques [18].

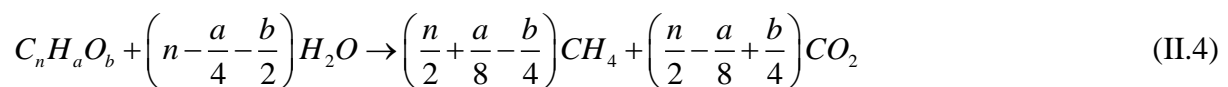
Deux types de modèles sont possibles pour la prédiction de la production du biogaz: un modèle stœchiométrique basé sur les différentes équations chimiques ayant lieu dans le massif et un modèle cinétique des réactions physico-chimiques et biochimiques traduit par des équations mathématiques [17, 18].

II.10.1. Modèle stœchiométrique

Plusieurs équations et mécanismes réactionnels sont présentés dans la littérature pour expliquer les phénomènes chimiques et biochimiques se déroulant au sein de la décharge. Ainsi, en aérobiose le carbone biodégradable du substrat est transformé en CO₂, H₂O et biomasse. En anaérobiose, le carbone du substrat est transformé en CH₄, CO₂ et biomasse. Dans les deux cas il se produit un dégagement de chaleur. Certes ces différents processus impliquent l'intervention de différents micro-organismes [17].

La quantité de biogaz formée par dégradation anaérobie de matière organique peut être estimée de manière très simple à partir du contenu en carbone organique de cette matière et en supposant une minéralisation totale du carbone (soit 1 mole de gaz formée à partir de 1 mole de carbone organique minéralisé). Ainsi, chaque gramme de carbone organique minéralisé doit conduire à 22,4 / 12 litres de biogaz (CH₄ + CO₂) exprimé dans les CNTP (0°C et 1 atm.) [20].

Dans l'anaérobiose, toujours en supposant une minéralisation totale de la matière organique, les potentiels en méthane et dioxyde de carbone peuvent être déterminés à partir du contenu en carbone, hydrogène et oxygène de la matière grâce à la relation de Buswellci-dessous [17, 18, 20, 21, 22].



A l'aide de cette relation, il est possible d'exprimer le potentiel de biogaz, de méthane et de dioxyde de carbone théorique de la matière organique, en litre de biogaz par gramme de matière organique, selon les équations suivantes:

$$Q_{\text{Biogaz}} = \frac{22,4 * n}{12n + a + 16b} \quad (\text{II.5})$$

$$Q_{\text{CH}_4} = \frac{22,4 * \left(\frac{n}{2} + \frac{a}{8} - \frac{b}{4} \right)}{12n + a + 16b} \quad (\text{II.6})$$

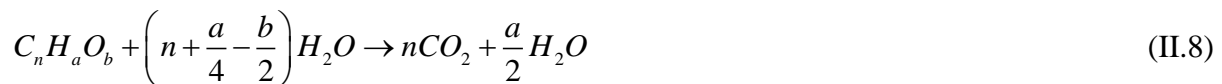
$$Q_{\text{CO}_2} = \frac{22,4 * \left(\frac{n}{2} - \frac{a}{8} + \frac{b}{4} \right)}{12n + a + 16b} \quad (\text{II.7})$$

Ces expressions permettent ainsi de représenter que le rapport quantitatif CH₄/CO₂ est variable selon les proportions de C, H et O constituant la matière (plus d'hydrogène menant à la formation de plus de méthane (Tableau II.3) [20].

Tableau II.3. Potentiels en CH₄ de différentes molécules organiques
Selon l'équation de Buswell [20]

Type de substrat	Formule brute	CH ₄ (%)
Cellulose	(C ₆ H ₁₀ O ₅) _n	50
Protéine	C ₅ H ₇ NO ₂	50
Lipide	C ₅₇ H ₁₀₄ O ₆	70
Glucose	C ₆ H ₁₂ O ₆	50
Propionate	C ₃ H ₆ O ₂	58
Acétate	C ₂ H ₄ O ₂	50

D'autre part, en aérobiose ;la quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder totalement la MO de formule brute C_nH_aO_b [18, 20] peut être déduite à partir de la réaction suivante. Cette réaction d'oxydation peut être généralisée selon l'équation suivante :



Le potentiel théorique calculé à l'aide de la composition élémentaire est toujours supérieur au potentiel réel. A travers l'étude, résumée dans la référence [20] il est donc possible de corriger les potentiels méthanogènes théoriques comme suit :

$$V_{\text{CH}_4, \text{corrigé}} = 0,95 * V_{\text{CH}_4, \text{théorique}} \quad \text{et} \quad V_{\text{CO}_2, \text{corrigé}} = 0,35 * V_{\text{CO}_2, \text{théorique}} \quad (\text{II.9})$$

Donc :

$$V_{Biogaz} = V_{CH_4} + V_{CO_2} \quad (II.10)$$

II.10.2. Modèles cinétiques

Plusieurs types de modèles mathématiques existent pour estimer la production de biogaz dans les CETs et gérer les opérations de captage. Ils se basent en général sur des cinétiques de décomposition de zéro, de premier et de deuxième ordre [14, 17, 18, 20, 23]. D'autres sont de nature numérique et ont beaucoup de précision, mais leur utilisation demande plusieurs intrants qui ne sont pas toujours à la disposition des gestionnaires [24, 28].

Les modèles de premier ordre sont les plus utilisés dans le monde en raison du compromis qu'ils offrent entre la précision des résultats et la facilité d'utilisation. Ils sont souvent utilisés pour répondre aux demandes d'inventaires nationaux, pour des analyses de cycle de vie et pour répondre aux règlements correspondants [24]. Les modèles de premier ordre comprennent souvent des structures multiphasiques qui permettent de considérer plusieurs catégories de matière enfouie donnant ainsi une meilleure précision de prédiction que les modèles d'ordre zéro. Parmi les modèles de premier ordre, les plus utilisés sont First Order Decay Model, EPA, 1993 « FODM ».

II.10.2.1. Modèles cinétiques du premier ordre

Le modèle choisit pour simuler la production de biogaz est généralement constitué de deux parties: dans un premier temps, la production de gaz augmente linéairement puis décline lentement suivant une loi exponentielle [18].

La cinétique du premier ordre est de manière générale la loi la plus utilisée et la loi de vitesse, avec un seul réactif limitant, est de la forme suivant [20]:

$$v = \frac{dC}{dt} = -kC \quad \text{soit} \quad C(t) = C_0 e^{-kt} \quad (II.11)$$

Avec: v , la vitesse de la réaction, C_i , la concentration du réactif (i), $-k$, la constante de vitesse de la réaction.

Appliqué à notre problématique, ce type de relation permet donc de décrire globalement la quantité (la concentration, à volume constant) de matière organique (de réactif) transformée au cours du temps. En considérant que celle-ci est proportionnelle à la quantité de méthane (ou de biogaz) produit selon la réaction générale: (matières organiques)

→ (méthane) ou (biogaz), le volume de biogaz généré peut être décrit par la relation de proportionnalité suivante:

$$\frac{dV}{dt} = -P_{CH_4} \frac{dM}{dt} \quad (II.12)$$

Avec ; V, le volume de méthane généré (ou de biogaz si le potentiel est exprimé en terme de production de biogaz), M, la masse de matière à l'instant t, P_{CH_4} , le potentiel méthanogène (ou P_{Biogaz} potentiel de biogaz), considéré constant pour la matière en cours de dégradation. En considérant que la masse (M) se dégrade selon une loi cinétique de premier ordre de constante k, par intégration de la relation de proportionnalité précédente entre $t(0) = 0$ et t, avec $V(0) = 0$ et en supposant un volume constant, on obtient :

$$\frac{dV}{dt} = -P_{CH_4} M_0 * k * e^{-kt} \quad (II.13)$$

Où V(t) est le volume cumulé de méthane (biogaz) produit à l'instant t, et M_0 la masse initiale de matière organique dont le potentiel méthanogène (potentiel biogaz) et P_{CH_4} (P_{Biogaz}). Cette relation décrit une production de biogaz de type exponentielle ayant pour limite le volume de biogaz $V(\infty)$ généré par la dégradation totale d'une masse M_0 de matière organique, soit $V(\infty) = P_{CH_4} M_0$. Elle est appliquée pour analyser des productions de biogaz exponentielles observées à la fois en sites d'enfouissement.

a. Modèle de premier ordre (First Order Decay Model; FODM.EPA. 1993)

L'estimation précise des émissions de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂) dans une décharge est importante pour quantifier ces émissions de gaz à effet de serre (GES) et le potentiel de production d'électricité. Cette estimation est un facteur décisif pour la conception de projets de production d'énergie biologique à partir d'un réseau d'enfouissement.

L'agence américaine de protection de l'environnement, (U.S. EPA) en 1993 a développé le modèle de premier ordre (First Order Decay Model « FODM ») utilisé dans le modèle américaine du coût de l'énergie des gaz d'enfouissement version 3.0, LFGcost-Web, en 2014; [25] et dans ces travaux [26, 30] défini comme suit:

$$Q_{Biogaz} = \left(1 / \left(C_{CH_4} / 100\right)\right) * L_0 * M * \left[e^{(-kc)} - e^{(-kt)}\right] \quad (II.14)$$

Où :

Q_{Biogaz} : Quantité du biogaz produite (m³/an); L_0 : Potentiel de génération du méthane de déchets (m³/tonne); M : Quantité de déchets déposés annuellement (tonne); k : Taux de la génération du méthane (1/an); t : Temps depuis l'ouverture; c : Temps après la fermeture de la décharge; C_{CH_4} : Concentration du méthane dans le biogaz (%).

La quantité du méthane produite est calculée comme suit :

$$Q_{CH_4} = Q_{Biogaz} * \left(C_{CH_4} / 100\right) \quad (II.15)$$

La teneur du méthane dans le biogaz est généralement comprise entre 50 et 75% [15]. Il faut utiliser la valeur par défaut de 50%, si aucune donnée n'est disponible sur le site [25], c'est la valeur utilisée dans cette étude.

Le biogaz collecté est estimé en multipliant le biogaz produit par l'efficacité de la collection et le biogaz utilisé est estimé en multipliant le biogaz collecté par l'efficacité d'utilisation [28], comme ceci est montré clairement par les équations ci-dessous :

$$Q_{Biogaz,co} = Q_{Biogaz} * \eta_{collection} \quad (II.16)$$

$$Q_{Biogaz,ut} = Q_{Biogaz,co} * \eta_{utilisation} \quad (II.17)$$

L'équipement qui est utilisé pour collecter le biogaz fonctionné habituellement à un rendement compris entre 60 et 85%, la valeur par défaut est de 75% [31]. La quantité de biogaz utilisée par le projet pour les années de fonctionnement du projet, prend une valeur nulle au cours des deux premières années car elle brûle tout et 90% pour le reste de la durée de vie.

De façon générale, les paramètres les plus importants qui influencent la production de biogaz dans un site d'enfouissement sont le potentiel de génération de méthane final (L_0) et le taux de la génération du méthane (k). Où, L_0 représente le volume total de méthane généré à partir d'une quantité spécifiée de déchets éliminés, c'est-à-dire le rendement final en méthane, et k la constante de vitesse de génération de méthane sur lequel le méthane est généré à partir du flux de déchets spécifiés. Ils dépendent en grande partie de la composition des déchets et de la teneur en humidité des déchets [29].

Un rapport de Golder Associates en C.B.;[23], montre que les effets de la composition des déchets sur L_0 et k pour les déchets mixtes (par exemple, les déchets solides municipaux) ne peuvent pas être facilement mesurés car la composition des déchets peut changer. Donc, pour plus de simplicité, il a été supposé que la composition des déchets dans différentes décharges n'affecte pas les valeurs de L_0 et k , de plus, la teneur en humidité est un facteur qui affecte la variation de k et L_0 . Cependant, comme il n'y a pas de relation entre eux, ils sont donc associés au taux de précipitation annuel.

Les résultats de l'analyse des paramètres L_0 et k ont été combinés avec les données disponibles pour 12 sites d'enfouissement pour développer la relation entre k et L_0 et les précipitations annuelles moyennes.

La relation est donnée par les équations suivantes :

$$L_0 = 0.031 * Pr + 100 \quad (II.18)$$

$$k = 0.00013 * Pr - 0.019 \quad (II.19)$$

Où, Pr : la précipitation annuelle moyenne à la décharge en millimètres.

En plus, le travail de Richa Vijay Karanjekar [29] a déclaré que l'efficacité du modèle actuel (première ordre) pour prédire la production de méthane à partir des sites d'enfouissement est la plus sensible aux valeurs L_0 et k utilisées dans les modèles.

La figure II.11, présente l'organigramme du calcul de la génération annuelle du biogaz produit, collectée et utilisée. Le programme de calcul écrit en Fortran.

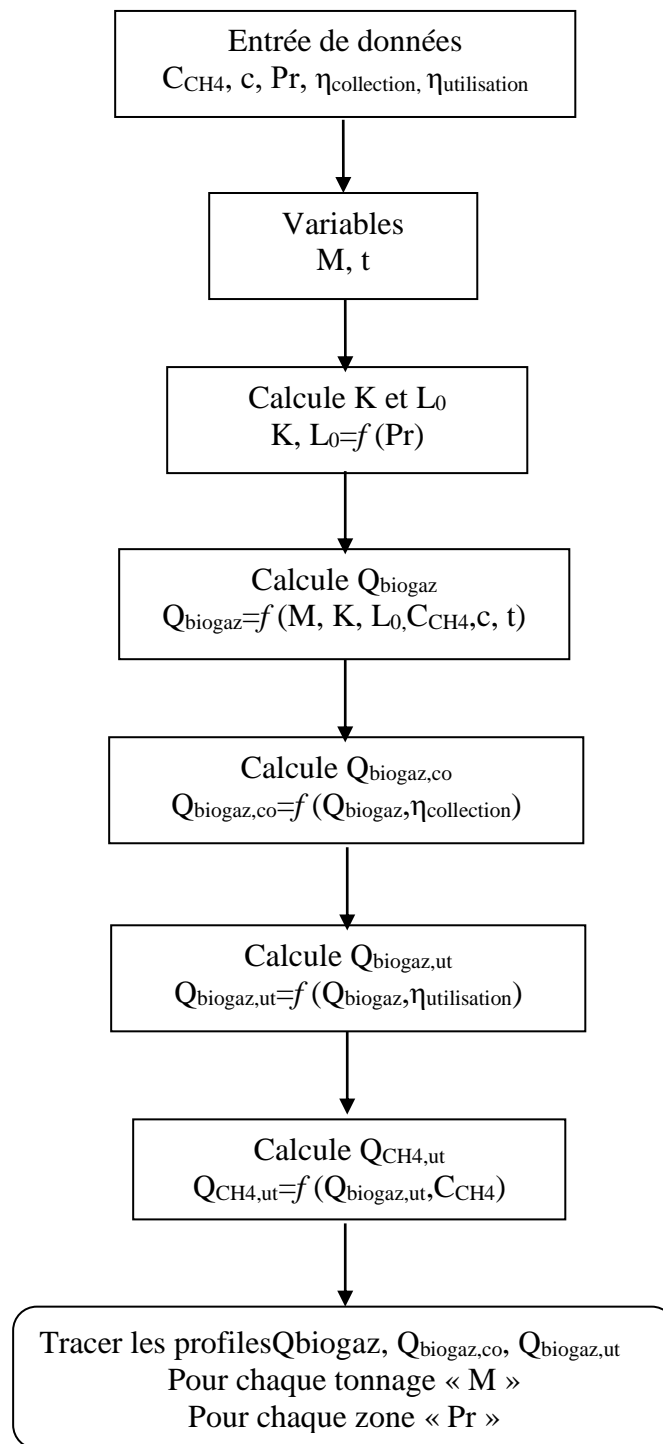


Figure II.11. Organigramme pour calculer la quantité du biogaz produite, collecté et utilisé dans chaque zone.

b. Estimation du potentiel du biogaz des déchets Algériens

Comme mentionné précédemment dans le premier chapitre. L'Algérie comprend trois zones différentes : la zone nord, la zone semi-aride et la zone aride.

Dans la première phase de l'étude, nous proposerons des scénarios pour des CETs dans les trois régions, pour estimer la quantité de biogaz produite à partir de la quantité de déchets entrant dans chaque région. Ces propositions étaient basées sur certains des vrais CETs trouvés sur le territoire algérien. La durée d'exploitation du CET est fixée à environ de 20 ans.

Par exemple; dans le CET de Hassi Bounif (à l'est d'Oran), la quantité de déchets enfouis égale à 1200 T/j. 800 T/j, cette quantité nous le trouvons dans le CET d'Ouled Fayet (Alger), 600 T/j spécial à CET de Corso (Boumerdès) et 200 T/j est le tonnage du CET d'Ançor (Oran) tout cela est dans le Nord.

Dans la région semi-aride, la quantité de déchets équivalent à 600 T/j dans le CET de Sétif et 200 T/j dans le CET de Bordj Bou Arreridj. Mais dans la zone aride, ils contiennent de petites quantités de déchets en raison du manque de densité de population, cette quantité peut se résumer en deux valeurs; 200T/j et 100T/j basées sur les CET suivantes: CET de Ouargla et de Biskra respectivement.

Les tableaux ci-dessous montrent la densité de production du déchet et les déchets produits par une densité de population pour chaque zone (70% la quantité de déchets enfouis par rapport à la quantité de déchets entrant dans les décharges [32]), en plus la valeur de k et L_0 est calculée à partir de la précipitation annuelle moyenne.

Tableau II.4. Densité de production des déchets pour chaque zone [32]

Zone	Nord	Semi-aride	Aride
Densité de production de déchets (Kg/j/hab)	0,9	0,8	0,65

Tableau II.5. Déchets quotidiens produits pour la zone nord.

Déchets quotidiens entrant dans le CET (T/j)	1200	1000	800	600	400	200
Population (million. hab)	1,6	1,3	1,11	0,83	0,55	0,27

Tableau II.6. Déchets quotidiens produits pour la zone semi-aride.

Déchets quotidiens entrant dans le CET (T/j)	600	400	200
Population (million. hab)	0,93	0,62	0,31

Tableau II.7. Déchets quotidiens produits pour la zone aride.

Déchets quotidiens entrant dans le CET (T/j)	200	100
Population (million. hab)	0,38	0,19

Tableau II.8. K et L₀ en fonction de précipitation pour chaque zone.

Zone	Précipitation (mm)	L₀ (m³/ton)	K (1/an)
Zone nord	800	124.8	0.085
Zone semi-aride	450	113.95	0.0395
Zone aride	<150 mm	104.65	0.0005

Le modèle de FODM: First OrderDecay Model (EPA, 1993) a été appliqué pour estimer la production théorique de biogaz dans les trois zones Algériens. Le biogaz produit pour chaque zone est indiquée dans les Figures II.12, II.13 et II.14.

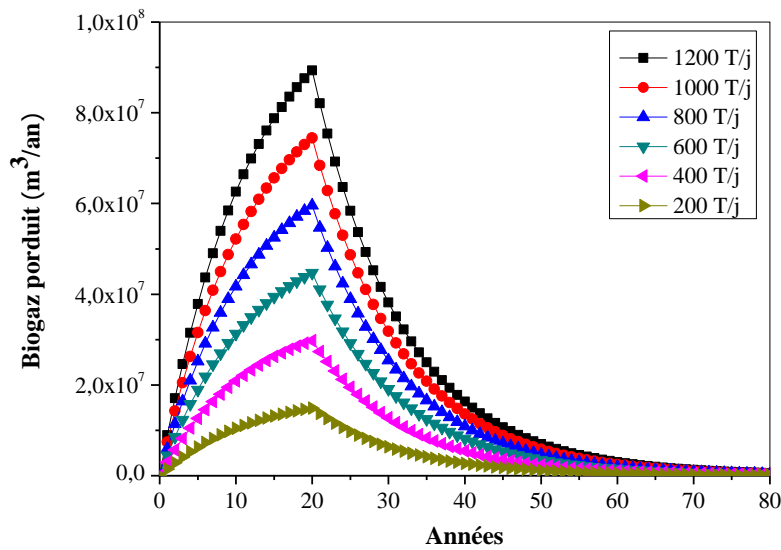


Figure II.12. Biogaz produit par la zone nord.

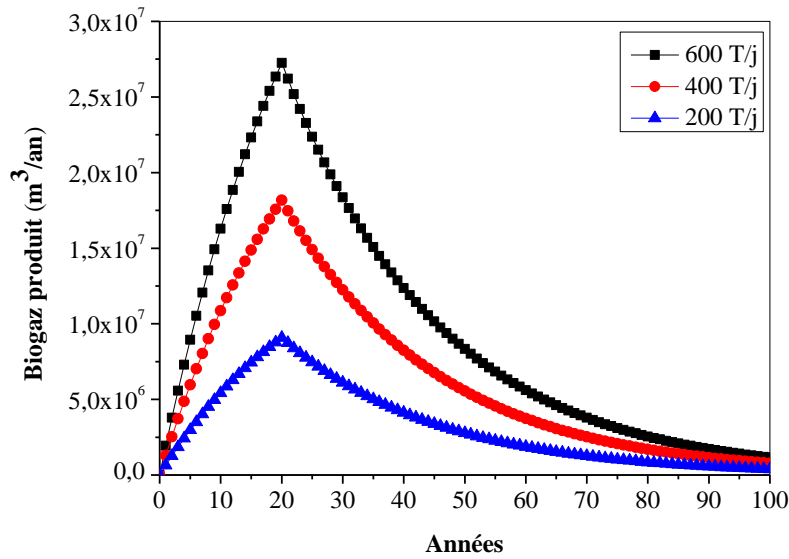


Figure II.13. Biogaz produit par la zone semi-aride.

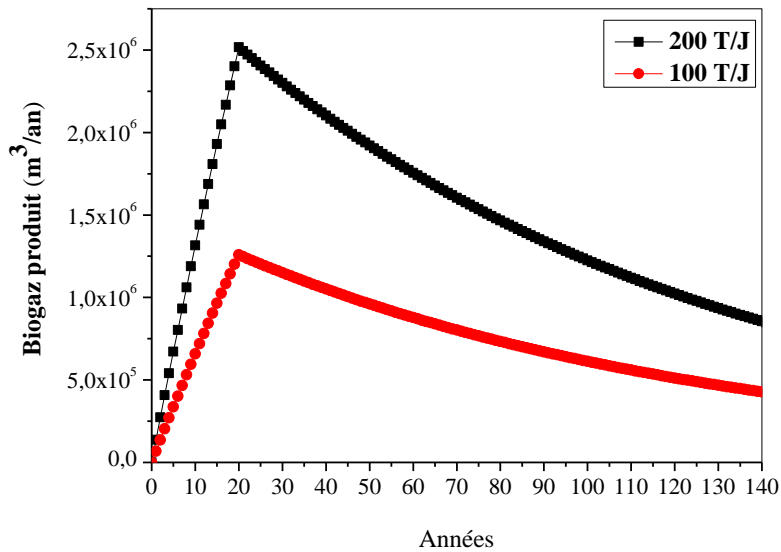


Figure II.14. Biogaz produit par la zone aride.

Ces figures présentent l'évolution théorique de la production du biogaz des différentes zones. La production du biogaz dans l'atmosphère débute au terme d'une période (début de l'exploitation) pour les zones, elle augmente ensuite de manière très rapide pour atteindre un maximum après 20 ans et décroît lentement après quelques années puis tend à se stabiliser.

La génération de biogaz dans un site d'enfouissement dépend de la dégradation anaérobie que subit la matière enfouie. En constate que, un pic de quantité de matière enfouie correspond avec un pic de production de biogaz. Bien sûr, plus la composition de la

matière enfouie demeure constante dans le temps, plus la relation entre la quantité enfouie et la production de biogaz ne sera marquée. La composition des déchets enfouis devient alors un paramètre essentiel qui doit être intégré dans la modélisation de la production de biogaz. D'autres facteurs, comme le climat et les conditions d'enfouissement, auront aussi des effets importants dans la production du biogaz.

La figure ci-dessous montre l'effet du climat de l'Algérie sur la production de biogaz.

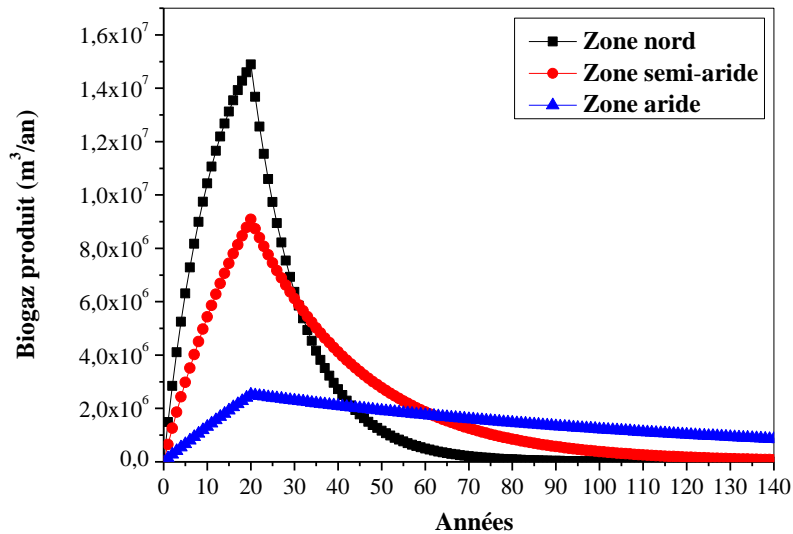


Figure II.15. L'effet du climat de l'Algérie sur la production de biogaz.

La figure II.15 montre l'effet du climat sur la courbe modélisée. Il est possible de voir que l'asymptote de production zéro du biogaz est atteinte plus rapidement avec des grandes valeurs de k « zone Nord », donc un effet de sous-production du biogaz est produit, tandis qu'en amont du sommet de production, un effet de surproduction est obtenu pour une augmentation de k . Cet effet contraire en amont et en aval du sommet de production est dû au taux de production croissant pendant l'augmentation des matières enfouies. Tandis qu'un potentiel de génération de CH_4 à un L_0 important a un effet d'augmentation de production sur l'ensemble de la courbe.

De façon générale, la variation de la valeur de L_0 a un effet sur la surface sous la courbe modélisée, tandis que la variation de k a un effet sur sa forme.

➤ Le facteur de corrélation

Le facteur de corrélation, F_P , a été créé pour décrire la relation entre la production maximale du biogaz ($Q_{Biogaz,max}$) et le nombre d'habitants (hab) qui donnent les déchets à la décharge pour cette production. Cette définition est donnée par suit [35]:

$$FC=(Q_{Biogaz,max}/hab) \tag{II.20}$$

Les figures II.16 jusqu'à II.18 présentent la relation entre la production maximale du biogaz et la population dans chaque zone.

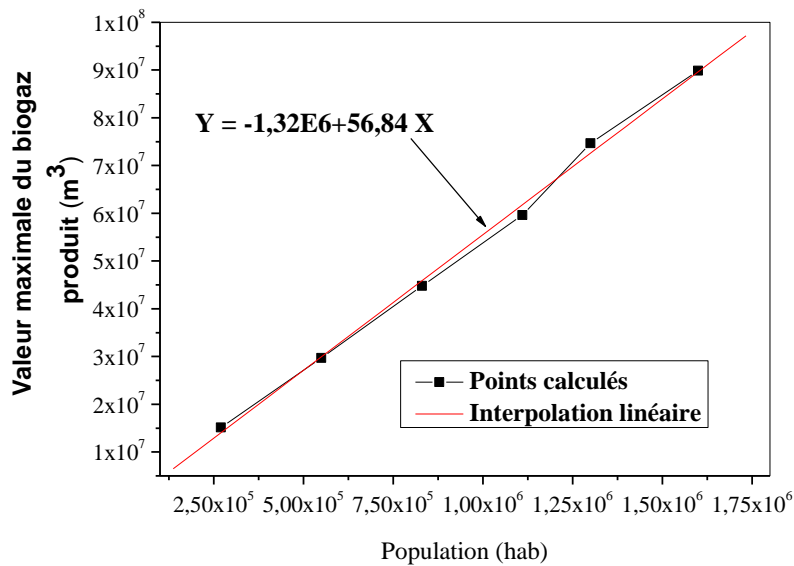


Figure II.16. La production maximale du biogaz en fonction de la population dans la zone nord.

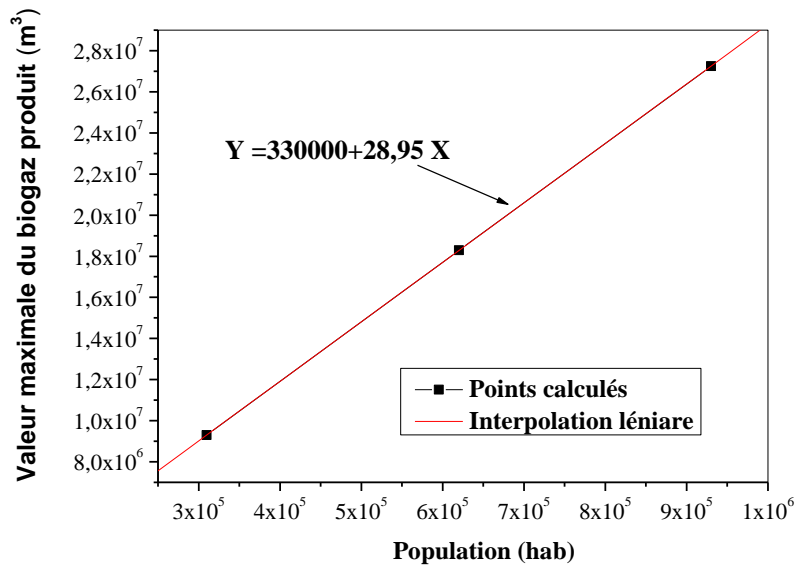


Figure II.17. La production maximale du biogaz en fonction de la population dans la zone semi-aride.

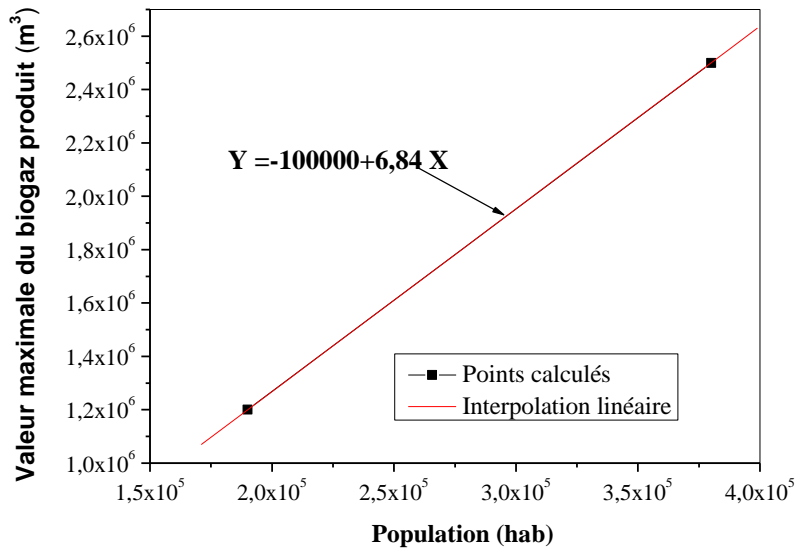


Figure II.18. La production maximale du biogaz en fonction de la population dans la zone aride.

Grâce à ces résultats, le coefficient de corrélation pour chaque zone peut maintenant être déterminé car il est la pente de ces courbes qui relient la production maximale du biogaz et la population, tel qu'il est défini par l'équation II.20.

Le facteur de corrélation dans le nord est plus grand par rapport à celui des autres zones et a une valeur égale à 56,84 m³/hab comme le montre la figure II.16. Cela est dû à la

forte production du biogaz dans cette région. Donc, chaque habitant du Nord peut produire une valeur maximale du biogaz égale à 56,84 m³. D'un autre côté, la valeur maximale qui peut être donnée pour un habitant dans la zone semi-aride égale à 28,59 m³ comme le montre la figure II.17. Cependant, dans la zone aride, ce coefficient est le minimum avec la valeur 6,84 m³ pour chaque habitant sur la figure II.18.

c. Estimation du potentiel du biogaz du CET de Batna

Selon l'Agence nationale de déchets Algérienne en 2014, la ville de Batna, située dans la région semi-aride, avec une précipitation annuelle qui avoisine les 400 mm. Ainsi, la valeur de potentielle de la production du méthane (L_0) est égale à 112,4 ($m^3/tonne$) et la valeur du taux de génération du méthane est égale à 0,033 ($année^{-1}$), ces valeurs ont été prises en compte dans le calcul de la production du biogaz du CET de Batna. Cette production du biogaz et de méthane en mètre cube par année est présentée dans la figure II.19.

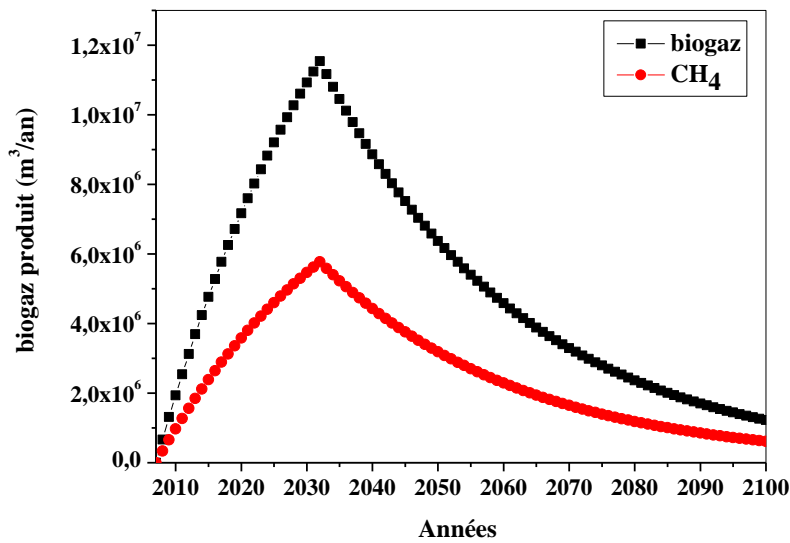


Figure II.19. Biogaz et méthane produit par le CET de Batna.

On considère que le biogaz est composé essentiellement du CO₂ et du CH₄ avec une composition de 50% pour le méthane dans cette étude. Cette production varie au cours de la dégradation du déchet. Elle atteint son maximum jusqu'à l'année 2032 durant la phase méthanogène. Le maximum de production de biogaz estimé à environ 11,5 millions de m³ est obtenu vers la fin du projet en 2032 puis devient minimal au cours de la maturation des déchets, caractérisant la fin du mécanisme de dégradation.

Cette estimation permet d'anticiper les effets néfastes sur l'environnement ou de prévoir un captage du biogaz.

La figure II.20 illustre la production, la collection et l'utilisation du biogaz pour le CET de Batna.

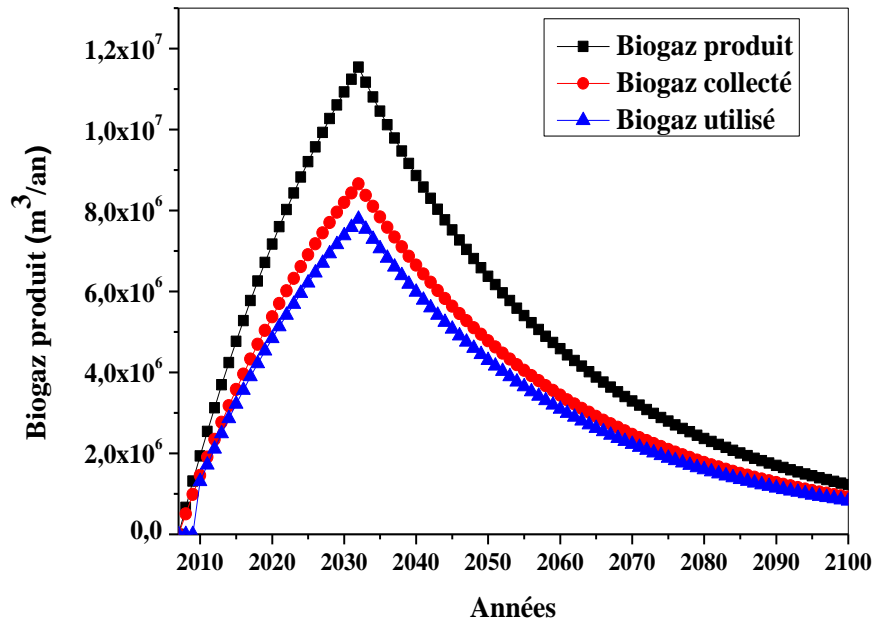


Figure II.20: Biogaz produit, collecté et utilisé pour CET de Batna.

Les courbes de production, de collection et d'utilisation du biogaz, représenté respectivement par des lignes noires, rouges et bleues. La quantité de biogaz collecté est estimée avec une efficacité de 75% et la quantité du biogaz utilisée par le projet est utilisée pour la conversion du biogaz (électrique ou thermique).

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons d'abord présenté des notions essentielles sur les biogaz de décharges comme la définition et la composition du gaz de décharge, les proportions de ces gaz et le mécanisme de production. Ensuite une étude nationale pour estimer la production du biogaz pour les trois zones d'Algérie, et enfin comme cas d'étude, une estimation de production du biogaz au niveau de willaya de Batna dans le centre d'enfouissement technique d'Oued Chaâba.

Références

- [1] Michel Maurer. Le biogaz en Alsace: Potentiel, étude économique. Energie vie programme. 2004.
- [2] ADEME. Gérer le gaz de décharge, techniques et recommandations. 2001.
- [3] ADEME GRDF / GRTgaz. Panorama du gaz renouvelable en 2016. 31 décembre 2016.
- [4] SOLAGRO. Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse. 07-0226/1A. février 2009.
- [5] Carole Leroux. Biogaz : un avenir pour les déchets ménagers?. 2012.
- [6] Nicolas Dupont. Valorisation du biogaz de fermentation : combustion catalytique. Thèse de doctorat. Université Claude Bernard - Lyon I, 2010.
- [7] Fadila Mezouari. Sandjakdine. Conception et exploitation des centres de stockage des déchets en Algérie et limitation des impacts environnementaux. Thèse de doctorat. Université de Limoges. 17 Mars 2011.
- [8] Caussade semences. Production de Biogaz. L'Allemagne leader incontesté. France. 2009.
- [9] Neda Jangikhatoonabad. Feasibility studies to support landfill gas recovery in Ghana. Master of Science in Civil Engineering. University of Texas at Arlington. May 2015.
- [10] Osman Benchikh et Mohamed Moubdi. Maintenance des digesteurs à biogaz. CDER. Maroc. 1995.
- [11] R. GOURDON - LAEPSI (INSA de Lyon). Aide à la définition des déchets dits biodégradables, fermentescibles, méthanisables, compostables. Février 2002.
- [12] João Alberto Lima Amarante. Biométhanisation des déchets putrescibles municipaux technologies disponibles et enjeux pour le Québec. Université de Sherbrooke, Québec, Canada, juillet 2010.
- [13] Pierre Buffiere, Matthieu Carrere, Olivier Lemaire, Javier Vasquez. Guide méthodologique pour l'exploitation d'unités de méthanisation de déchets solides. Juillet 2007.
- [14] Development of Domestic Solid Waste Management Schemes for Small Urban Communities in Morocco. Université Chouaib Doukkali. Université Nationale Technique d'Athens. Mai 2010.
- [15] Bilal Abderezzak. Optimisation de l'utilisation du biogaz des méthaniseurs. Thèse de Magister. Université M'hamed Bougara, Boumerdes. 20 juin 2011
- [16] Prigent Hélène. Méthanisation et Biomasse :quelles solutions pour quelles nuisances. 2014

- [17] Kehila Y, Mezouari F et Matejka G. Impact de l'enfouissement des déchets solides urbains en Algérie : expertise de deux centres d'enfouissement technique (CET) à Alger et Biskra. Revue francophone d'écologie industrielle. 2009.
- [18] Martin Pépin Aina. Expertises des centres d'enfouissement techniques de déchets urbains dans les PED: contributions à l'élaboration d'un guide méthodologique et à sa validation expérimentale sur sites. Thèse de doctorat. Université de Limoges. 22 septembre 2006.
- [19] EPA. Background information document for up dating AP42 section 2.4 for estimating emissions from municipal solid waste landfills. EPA/600/R-08-116. September 2008.
- [20] Maxime Rouez. Dégradation anaérobie de déchets solides : caractérisation, facteurs d'influence et modélisations. Thèse de doctorat. L'institut National des Sciences Appliquées de Lyon. 29 Septembre 2008.
- [21] Julien Bollon. Etude des mécanismes physiques et de leur influence sur la cinétique de méthanisation en voie sèche : essais expérimentaux et modélisation. Thèse de doctorat. L'institut National des Sciences Appliquées de Lyon. 7 Février 2012.
- [22] Gaston Nsavyimana. Modélisation des processus physiques et biologiques dans des fosses septiques et voies de valorisation des boues de vidange : application a Bujumbura-Burundi. Thèse de doctorat. Université de Liège.2014.
- [23] Golder association inventory of greenhouse gas generation from landfills in British Columbia. 11 February2008.
- [24] Hans Oonk. Literature review: methane from landfills. April 2010.
- [25]EPA, LMOP. The Landfill Gas Energy Cost Model, LFGcost-Web.Version 3.0. August 2014.
- [26] Mien Hodou. Étude de potentialité biogaz des déchets solides urbains dans un centre d'enfouissement technique (CET) situe en zone sahélienne : cas du cet de la ville de Ouagadougou. Thèse de master. 2009.
- [27] LMOP. LFG Energy Project Development Handbook. September 2016.
- [28] Daniel A. Lagos H. optimisation du modèle de génération de méthane du lieu d'enfouissement du complexe environnementale de Saint-Michel. Maitred'environnement. Université de Sherbrooke. Juillet 2014.
- [29] Richa Vijay Karanjekar. An improved model for predicting methane emissions from landfills based on rainfall, ambient temperature and waste composition. Thèse de doctorat. University of Texas at Arlington. August 2012.
- [30] LMOP and EPA. Turning a Liability into an Asset: A Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook. September 1996.
- [31] Jim Newton, P.E., DEE. Developing LFG to Energy Projects. 2012.

[32] Agence Nationale des Déchets. Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones nord, semi-aride et aride d'Algérie 2014. 2014

[33] Matgorzata Meres. Analyse de la composition du biogaz en vue de l'optimisation de sa production et de son exploitation dans des centres de stockage des déchets ménagers. Thèse de doctorat. Université Jagiellone de Cracovie, Pologne. 19 septembre 2005.

[34] PGPE. Formation «Planification, construction, exploitation et fermeture des décharges contrôlées au Maroc». Mai 2014.

[35] Regina M.B, Geraldo L.T.F, Tiago R.D.S. The electric energy potential of landfill biogas in Brazil. Energy Policy ; 65: 150-164. 2014.

Chapitre III

Conversion électrique du biogaz: Analyse technique

Sommaire

III.1. Introduction.....	66
III.2. Conversion électrique du biogaz.....	66
III.2.1. Technologies de la conversion.....	66
III.2.1.1. Moteurs à combustion interne.....	67
III.2.1.2. Turbines à gaz.....	68
a. Micro-Turbines.....	69
b. Comparaison turbine à gaz-moteurs.....	70
III.2.1.3. Turbine à vapeur « Cycle de Rankine».....	70
III.2.1.4. Moteur à combustion externe « Cycle Stirling ».....	72
III.2.1.5. Cycles couplés.....	72
a. Couplage turbine à gaz-turbine à vapeur (cycle combiné).....	72
b. Couplage cycle moteur à gaz-ORC.....	73
III.2.1.6. Pile à combustible (PAC).....	73
III.2.2. Critères pour choisir une technologie de la conversion.....	75
III.2.2.1. Puissance électrique installée.....	75
III.2.2.2. Charge et le débit en méthane.....	75
III.3. Potentiel électrique du biogaz en Algérien.....	76
III.3.1. Potentiel électrique du biogaz du CET de Batna.....	78
III.3.2. Potentiel électrique du biogaz des CETs Algérien.....	80
Conclusion.....	81
Références.....	82

III.1. Introduction

L'exploitation et la commercialisation des énergies nouvelles, dont la biomasse, ne sont pas encore réglementées à l'échelle nationale. Comme mentionné dans le chapitre précédent, le biogaz produit à partir de la décharge devrait, après la collecte, être évacué ou utilisé de manière respectueuse de l'environnement. Dans le cas particulier de la mise en décharge où la production d'électricité sur site apparaît comme une option efficace pour utiliser le méthane récupéré par rapport au simple évacuation. Le but principal de ce chapitre est de présenter une vision des différents systèmes pour produire de l'énergie électrique.

III.2. Conversion électrique du biogaz

Le biogaz d'origine biologique peut être utilisé pour produire l'énergie renouvelable sous la forme d'électricité. La production d'électricité continue d'être l'application d'utilisation bénéfique la plus courante, représentant environ les trois quarts de tous les projets énergétiques américains [1].

III.2.1. Technologies de la conversion

L'électricité peut être produite en brûlant le biogaz dans un moteur à combustion interne, une turbine à gaz ou une micro-turbine.

Outre les technologies consolidées, du point de vue technique et commercial, on considère les systèmes énergétiques innovants [1]. Ces technologies sont :

- Les moteurs à combustion interne,
- Les turbines à gaz,
- Les cycles de Rankine,
- Cycle Stirling,
- Cycles couplés,
- Pile à combustible (PAC).

III.2.1.1. Moteurs à combustion interne

Les moteurs à combustion interne sont des machines volumétriques dans lesquelles on réalise de façon cyclique une série de transformations physico-chimiques qui opèrent sur un système principalement en phase gazeuse et se traduisent globalement par la production d'un travail sur l'organe moteur. Celui-ci est un piston qui effectue dans un cylindre un mouvement alternatif dont la cinématique est imposée par le système bielle - manivelle auquel il est lié [1].

Les moteurs à combustion interne ont généralement été utilisés dans les décharges où la quantité de gaz est capable de produire 800 kW à 3 MW. Plusieurs moteurs peuvent être combinés ensemble pour les projets de plus de 3 MW [2], figure (III.1).

Les moteurs à combustion interne sont efficaces pour convertir le biogaz en électricité, la réalisation de l'efficacité électrique dans la gamme de 30 à 40 pour cent. Une plus grande efficacité est réalisée dans les applications de cogénération où la chaleur perdue est récupérée à partir du système de refroidissement du moteur pour produire de l'eau chaude ou de l'échappement du moteur pour produire de la vapeur basse pression.



Figure III.1. Moteurs à combustion interne [2].

III.2.1.2. Turbines à gaz

Une turbine à gaz comporte un étage de compression de l'air comburant (étage compresseur), et un étage de détente des gaz de combustion appelé turbine. C'est la détente des gaz qui fournit l'énergie cinétique qui actionne la turbine et produit de l'énergie mécanique [1].

Les turbines à gaz sont généralement utilisées dans les grands projets d'énergie du biogaz, où les flux du biogaz dépassent un minimum de 56634 m³/min et sont suffisantes pour générer un minimum de 3 MW, les systèmes de turbines à gaz sont largement utilisés dans les grands projets de production d'électricité par le biogaz.

Les turbines à gaz à cycle simple sont applicables aux projets biogaz, l'énergie atteignant généralement des rendements de 20 à 28 pour cent à pleine charge ; Toutefois, ces rendements baissent sensiblement lorsque l'appareil est en cours d'exécution à charge partielle [3].



*Turbine à gaz – S TEP
Achères (78)*

Figure III.2. Turbines à gaz [1].

Les avantages des turbines à gaz sont qu'ils sont plus résistants aux dommages à la corrosion que les moteurs à combustion interne et ont des taux d'émission oxydes d'azote inférieurs. En outre, les turbines à gaz sont relativement compactes et ont de faibles coûts d'opération et de maintenance par rapport aux moteurs à combustion interne. Cependant, le traitement du biogaz pour éliminer les siloxanes peut être nécessaire pour répondre aux spécifications du fabricant.

Cependant pour pouvoir valoriser le gaz des centres d'enfouissement techniques (CET), qui sont particulièrement pauvres en méthane, des micro-turbines ont été développées pour des puissances de quelques kW, et elles permettent de valoriser un biogaz contenant au minimum 35% de méthane.

a. Micro Turbines

Les micro-turbines ont été vendues dans le commerce pour les décharges et d'autres applications biogaz depuis le début de 2001 (voir la figure (III.3)). Plusieurs raisons d'utiliser la technologie des micro-turbines au lieu de moteurs à combustion interne comprennent [1] :

- Exigent moins de volume du biogaz que les moteurs à combustion interne, et peuvent utiliser du biogaz avec moins de méthane (35 % de méthane),
- Produisent moins d'émissions d'oxydes d'azote et la possibilité d'ajouter ou de supprimer des micro-turbines en fonction de la quantité de gaz. L'interconnexion et les changements sont relativement faciles en raison de la capacité de production inférieure.



Figure III.3. Micro-turbine [1].

Les principaux constructeurs possèdent une gamme pouvant fonctionner au biogaz :

- Pour les turbines à gaz : Turbomach, Centrax, Alsthom, Allison, turbine solar Mars 100.
- Pour les micro-turbines : Capstone, Ingersoll Rand, Turbec.

Tableau III.1: Comparaison des conditions de fonctionnement d'une turbine et d'une micro-turbine [1].

	Turbine	Micro-turbine
Rendement électrique	30-38 %	25-30 %
Rendement thermique	40-50 %	40-50 %
Pression entrante requise	10-15 bars	3-4 bars

b. Comparaison ente des turbines à gaz et desmoteurs

Les turbines présentent les avantages suivants par rapports aux moteurs à gaz :

- Rendement total (électrique + thermique) élevé.
- Durée de vie plus longue.
- Faibles coûts d'exploitation.
- Faibles émissions (NOx notamment).

En revanche, les turbines nécessitent une étape de compression avec purge des condensats.

III.2.1.3. Turbine à vapeur « Cycle de Rankine»

Le cycle de Rankine est le cycle thermodynamique des turbines classiques à gaz ou à vapeur. La turbine utilise un fluide de travail (gaz de combustion ou vapeur) en expansion pour entraîner un générateur. Le cycle organique (ORC) est similaire au cycle de la turbine à vapeur, mais c'est un fluide organique à basse température d'évaporation qui est utilisé [1].

L'électricité peut être produite par une turbine à vapeur branchée sur une chaudière à vapeur alimentée au biogaz. Le schéma de principe de la turbine à vapeur est illustré dans la figure suivante.

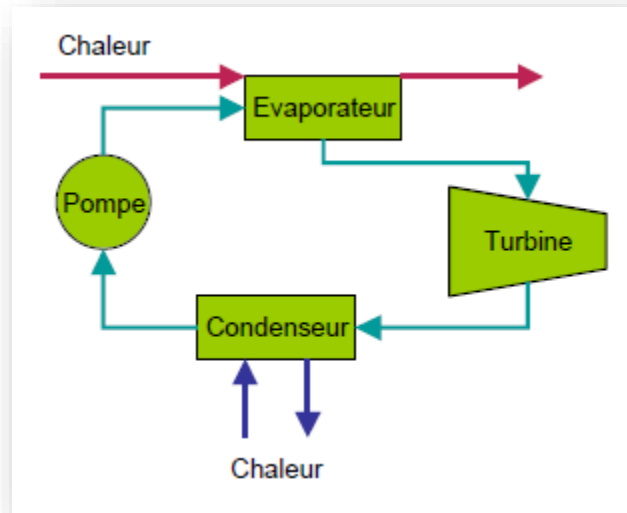


Figure III.4. Schéma de principe de la turbine à vapeur [1].

L'avantage essentiel de la turbine à vapeur est que la chaudière qui l'alimente peut brûler toutes sortes de combustibles (fioul, gaz naturel, biogaz...). Les équipements sont complexes, chers, mais connus et construits depuis de nombreuses décennies, ils sont en général très fiables et durables.

Les rendements électriques en fonction de leurs plages de fonctionnement habituelles pour les turbines à vapeur, les turbines à gaz et les moteurs à gaz sont indiqués dans le graphique ci-dessous.

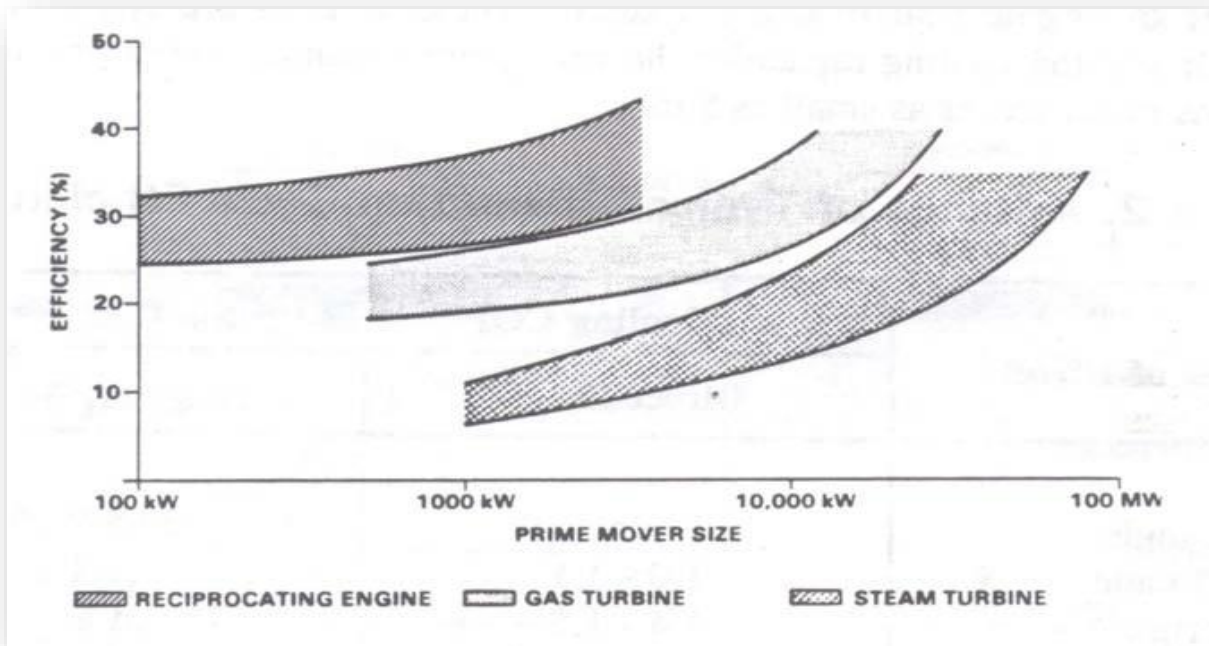


Figure III.5. Rendement électrique de turbines à vapeur, turbines à gaz et moteurs combustion interne dans leur gamme de puissance [1]

III.2.1.4. Moteur à combustion externe « Cycle Stirling »

Le principe de ces moteurs est la production d'électricité à partir d'une combustion constante et externe du biogaz, à une température et pression constante. Les moteurs à combustion externe (moteurs Stirling) utilisent comme énergie un fluide chaud (généralement de l'air) produit par une source externe. Ils permettent de faire fonctionner des moteurs à partir de sources d'énergies variées, et notamment à partir de combustibles inappropriés à une combustion à l'intérieur du cylindre moteur. Avec des gaz issus de la gazéification, on résout ainsi les problèmes de la corrosion ou de la condensation des goudrons dans les cylindres, qui sont les principaux problèmes rencontrés par les moteurs à combustion interne [1, 4]. Les moteurs Stirling sont peu développés.

III.2.1.5. Cycles couplés

a. Couplage turbine à gaz-turbine à vapeur (Cycle combiné)

Le cycle combiné consiste à produire de l'électricité par une turbine à gaz, puis à alimenter une chaudière à vapeur avec les gaz de combustion. La chaudière à vapeur à son tour alimente une turbine à vapeur. Ce système permet d'obtenir des rendements globaux

d'électricité très élevés, de l'ordre de 10 MW électriques [1]. La plus importante centrale de ce type est celle de FUTTSE au Japon avec une puissance installée de 2 000 MW.

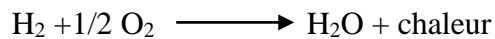
b. Couplage cycle moteur à gaz-ORC

Ce couplage consiste à récupérer la chaleur sur les gaz d'échappement des moteurs pour alimenter un cycle ORC [1].

D'après une expérience réalisée à partir d'un moteur biogaz de 1 MW couplé à un cycle ORC. Ce couplage permet de gagner 4 % sur le rendement électrique seul du moteur

III.2.1.6. Pile à combustible (PAC)

Une pile à combustible (PAC) permet de convertir directement de l'énergie chimique de combustion (oxydo-réduction) en énergie électrique, en chaleur et en eau, selon la réaction chimique globale universellement connue :



Les réactions s'opèrent à :

- l'anode : libération de 2 électrons par molécule d'hydrogène
- la cathode : consommation de 2 électrons
- générant ainsi un courant électrique

Les piles à combustible se différencient d'abord par la nature de leur électrolyte, soit acide conduisant les ions positifs (protons H^+) de l'anode à la cathode, soit basique (anions OH^- , O^{2-} , CO_3^{2-}) en sens contraire.

On distingue ainsi 6 types de piles à combustible :

- **Trois à électrolytes acides** (ions H^+ migrant de l'anode vers la cathode):
- les PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). L'électrolyte est constitué d'une membrane solide polymère fonctionnant à basse température. (20-100°C). Celle-ci transmet sélectivement vers la cathode les ions H^+ formés par oxydation catalytique de l'hydrogène injectée directement sur l'anode ;
- les DMFC (Direct Methanol Fuel Cell). Au lieu d'hydrogène, ces piles utilisent comme combustible le méthanol (CH_3OH). Injecté directement sur l'anode avec de

l'eau son oxydation catalytique produit des ions H^+ et du gaz carbonique. Comme sur les PEMFC, une membrane solide polymère transmet sélectivement les H^+ vers la cathode ;

- les PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) utilisent à la place de membranes solides de l'acide phosphorique liquide occlus dans une matrice solide poreuse. Elles peuvent fonctionner jusqu'à $200^{\circ}C$.
- **Trois à électrolytes basiques** (ions négatifs migrant de la cathode vers l'anode)
- les AFC à potasse liquide (Alkaline Fuel Cell) utilisent l'ion OH^- libéré par réduction catalytique de cette base sur la cathode ;
- les MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) utilisent des carbonates de lithium et de potassium fondus pour faire migrer des ions CO_3^{2-} ;
- les SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) exploitent un électrolyte solide (zirconium dopé aux terres rares) pour produire des ions O^{2-} .

Les piles à combustible se différencient aussi par leurs domaines d'application. Ce sont principalement :

- les transports : voitures électriques, bus, avions ;
- les appareils portables : ordinateurs, téléphones, DVD, etc ;
- la production stationnaire d'électricité et la cogénération chaleur/électricité ;
- la défense (sous-marins) et l'espace.

Les piles à combustible à haute température (MCFC, SOFC) offrent la possibilité d'un reformage interne du biogaz brut et paraissent être les plus prometteuses pour l'utilisation de gaz de biomasse [4]. Elles sont en revanche peu développées aujourd'hui.

Les principales technologies de valorisation de biogaz sont des moteurs à combustion interne ou les petits moteurs ou des turbines à gaz et micro-turbines. Les Piles à Combustible (PAC), des Cycles Organique de Rankine (ORC) et des Cycle Stirling alimentés à partir de biogaz sont également en développement, même s'il y a peu de retour d'expérience sur ces technologies.

Le choix entre ces solutions de la conversion électrique du biogaz dépend de nombreux critères à la fois techniques et économiques. Dans la partie suivante nous avons traité les critères techniques.

III.2.2. Critères pour choisir une technologie de la conversion

Les principaux critères à prendre en considération pour le choix de la machine sont : la puissance électrique installée, la stabilité du taux de méthane, la teneur en méthane.

III.2.2.1. Puissance électrique installée

Les options technologiques les plus courantes disponibles pour l'élaboration d'un projet d'électricité sont les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz, les micro-turbines et les petits moteurs [4]. Chacune de ces technologies est généralement mieux adaptée à certaines gammes de taille de projet. Les petits moteurs à combustion interne et les micro-turbines sont généralement les mieux adaptés aux besoins de puissance petits ou uniques. Les moteurs à combustion interne ou plusieurs micro-turbines en parallèle sont bien adaptés aux projets de petite à moyenne taille, tandis que les turbines à gaz sont les mieux adaptées aux projets de plus grande taille.

Les puissances électriques de ces technologies de la valorisation sont ventilées ainsi [5]:

- Les turbines à gaz : Plus de 3 MW
- Les moteurs à combustion interne : 800 kW et plus à 3 MW
- Les micro-turbines : 30 à 750 kW
- Les petits moteurs à combustion interne : 100 kW à 1 MW
- Dans certaines configurations, plusieurs micro-turbines montées en parallèle.

En fonction de la puissance électrique que peut fournir le site, on aura donc le choix entre deux ou trois technologies différentes.

III.2.2.2. Charge et débit en méthane

La micro-turbine supporte mieux que les moteurs les faibles charges en méthane. Elle peut fonctionner à faible charge jusqu'à 25 % de la charge nominale, 50 % pour les moteurs) et avec de faibles teneurs en méthane (jusqu'à 35 % de méthane) [1].

Le rendement électrique des micro-turbines est moins bon que celui des moteurs, paramètre à prendre en compte dans l'analyse économique en coût global (investissement-fonctionnement).

Sur les centres de stockage de déchets, le choix entre les trois principales technologies est plus compliqué.

De manière générale, les micro-turbines sont intéressantes sur les sites de petite puissance, surtout si les caractéristiques du biogaz ne sont pas très bonnes (faible teneur en méthane, fluctuations importantes).

III.3. Potentielle électrique du biogaz en Algérie

L'utilisation du biogaz pour la production d'électricité est une approche prometteuse tant en termes de conservation de l'énergie que de réduction de la pollution atmosphérique. La récupération d'énergie des déchets représente un moyen important de réduire la quantité d'énergie électrique à produire en utilisant des combustibles fossiles, c'est-à-dire des sources d'énergie non renouvelables.

La puissance thermique générée à partir du biogaz pourrait être trouvée en utilisant l'équation ci-dessous [3].

$$P_{ui_{th}} = (Q_{CH_4, ut} * PCI_{CH_4}) / (31536000 * 1000) \quad (III.1)$$

$$P_{ui_{ele}} = P_{ui_{th}} * \eta_{ele} \quad (III.2)$$

Avec:

$P_{ui_{th}}$: Puissance thermique (kW); $Q_{CH_4, ut}$: Quantité d'utilisation du méthane par année (m^3 /an); PCI_{CH_4} : Pouvoir calorifique inférieure du méthane, égale à $35,53 * 10^6$ ($J/m^3_{CH_4}$); $31536000 s = 1 \text{ an}$ (s / an); $P_{ui_{ele}}$: Puissance électrique (kW); η_{ele} : Efficacité électrique de la technologie, 1000: Pour convertir la puissance en KW.

La figure III.6, présente l'organigramme du calcul de la puissance thermique et électrique.

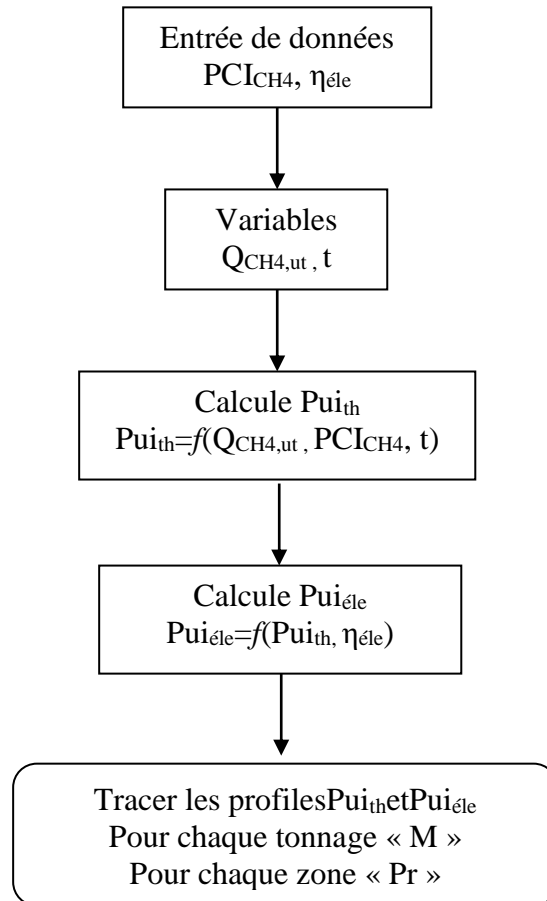


Figure III.6. Organigramme pour calculer la puissance thermique et électrique du biogaz produit pour chaque zone.

III.3.1. Puissance électrique du biogaz du CET de Batna

La puissance thermique produite à partir de la décharge de Batna est illustrée par la Figure III.7. La puissance thermique est l'énergie contenue dans le biogaz qui se libère sous forme de chaleur.

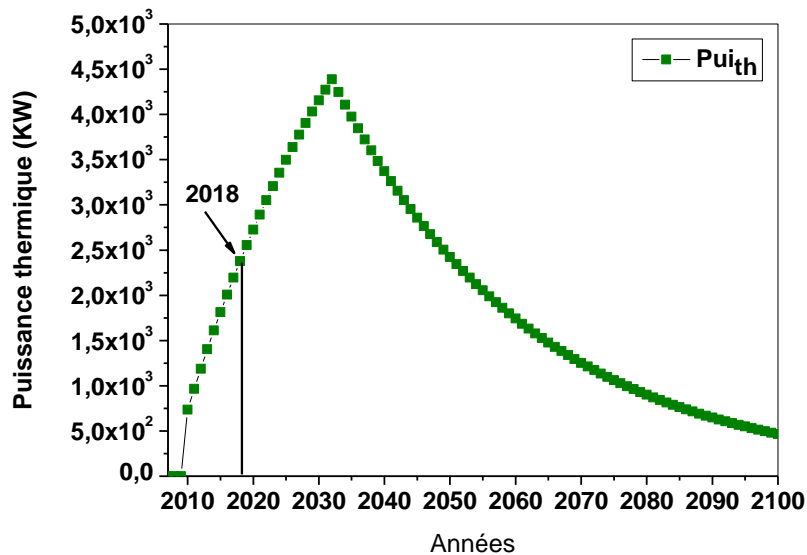


Figure III.7. Puissance thermique du CET de Batna

D'après cette figure. On constate que, nous avons la même allure entre la courbe de la puissance électrique et la courbe de production du biogaz.

La puissance thermique maximale se transforme en une puissance électrique maximale égale à 1300 KW par efficacité électrique moyenne égale à 30%. Mais si nous utilisons le flux de gaz minimum, nous obtiendrons une puissance inférieure à 1 MW.

D'après les conditions de l'analyse technique, la gamme de puissance inférieure à 1 MW nécessite l'utilisation de ces générateurs: Petit moteur à combustion interne (PMCI) avec une efficacité de 30% et une micro-turbine (MT) à efficacité de 28%.

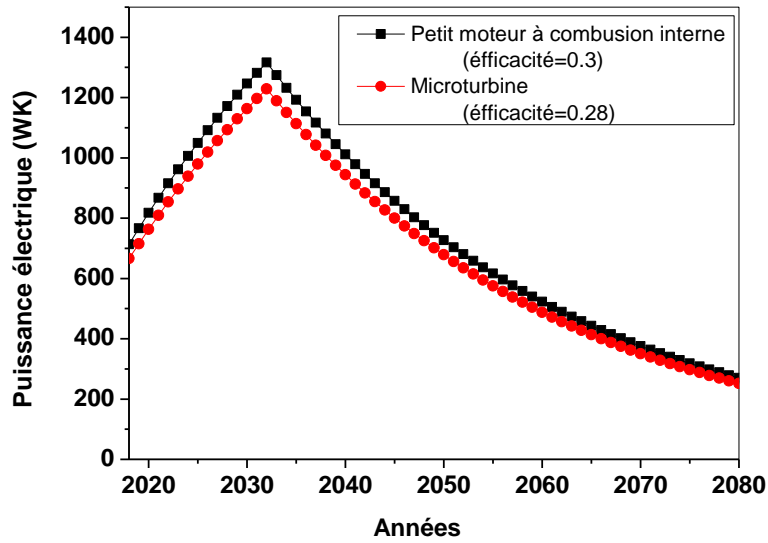


Figure III.8. Puissance électrique produite par PMCI et MT par le biogaz du CET de Batna.

À travers le graphique de la production de la puissance électrique annuelle dans la figure III.8, nous notons que l'allure est la même qu'avec la courbe de la production du biogaz. La puissance électrique produite en 2018 serait de 700 KW pour le petit moteur à combustion interne et 650 pour la micro-turbine, on peut voir à partir de ces graphiques qu'ils peuvent atteindre le pic de puissance en 2023 de 1300 kW.

III.3.2. Puissance électrique des CETs Algérien

Dans cette partie de l'étude, nous allons estimer les valeurs de la puissance électrique produite pour chaque valeur des déchets dans les trois zones d'Algérie.

Les figures III.9 à III.11 montrent les valeurs des puissances électriques produites pour les zones Nord, semi-aride et aride, respectivement. Nous remarquons que les puissances électriques diminuent avec la diminution de la valeur des déchets et la meilleure production est dans la zone Nord par rapport aux autres zones.

Rares sont les CETs à travers le territoire national qui traitent le biogaz, en le brûlant, indique-t-on. Quelques CETs, à l'instar de celui de Sétif, se sont mis au traitement des biogaz, qui consiste à les capter et à les brûler. La wilaya d'Oran a été retenue pour abriter un projet-pilote pour produire de l'énergie électrique à partir des biogaz générés au niveau du centre d'enfouissement technique (CET) de Hassi Bounif (Oran Est) [6].

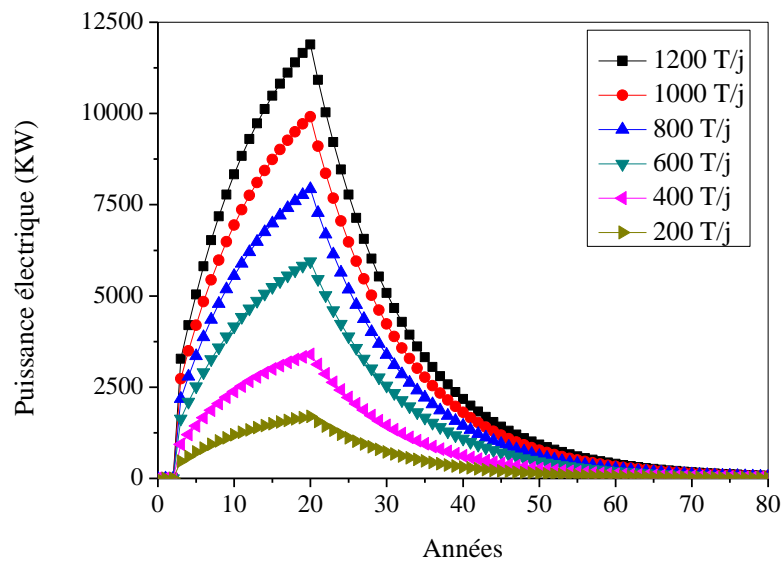


Figure III.9. Puissance électrique produite dans la zone Nord.

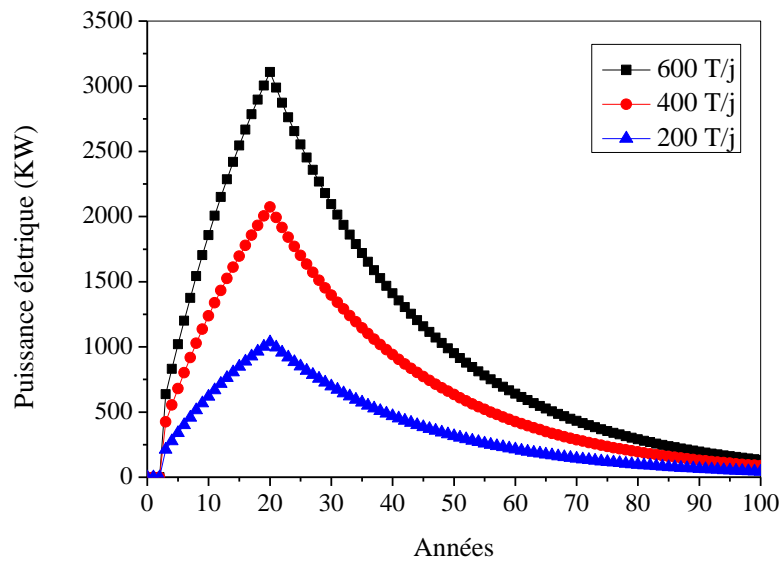


Figure III.10. Puissance électrique produite dans la zone semi-aride.

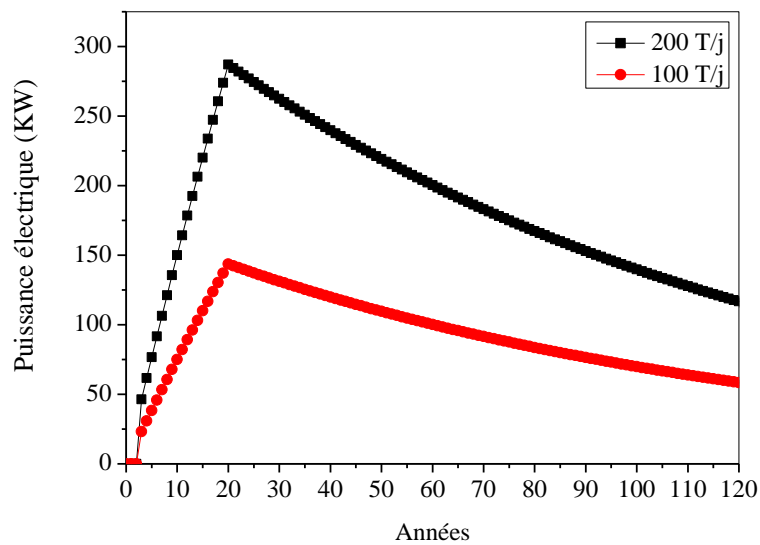


Figure III.11. Puissance électrique produite dans la zone aride.

Conclusion

L'inflammation du biogaz génère du CO₂ moins polluant que le méthane. La meilleure solution serait la valorisation de ces gaz, en les convertissant en énergie électrique. Dans ce chapitre, nous avons examiné toutes les technologies de la conversion électrique du biogaz, et également estimé l'énergie produite pour chaque région.

Références

- [1] Ch. Couturier – Solagro. Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse. Février 2009.
- [2] U.S. EPA LMOP. LFG Energy Project Development Handbook .Project technology options. July 2014.
- [3] Roberto Bove, PieroLunghi. Electric power generation from landfill gas using traditionaland innovative technologies. Energy Conversion and Management 47 .1391–1401.2006.
- [4] U.S. EPA LMOP. LFG Energy Project Development Handbook. Project Economics and Financing. July 2014.
- [5] U.S. EPA LMOP. LFGcost-Web User's Manual. 2014.
- [6] Agence Nationale des Déchets (AND).Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones, nord, semi-aride et aride d'Algérie. Rapport 2014.

Chapitre IV

*Conversion électrique du
biogaz en Algérie:
Analyse économique*

Sommaire

IV.1. Introduction.....	84
IV.2. Évaluation économique d'un projet de production d'électricité à partir de biogaz	84
IV.2.1. Étape 1: Quantification des dépenses.....	85
VI.2.1.1. Coûts d'un projet de production d'électricité	86
IV.2.2. Étape 2: Estimation des revenus	88
IV.2.3. Étape 3: Évaluation de la faisabilité économique	88
IV.2.3.1. Coûts d'électricité (CE).....	89
IV.2.3.2. Valeur Actualisée Nette (VAN).....	91
IV.2.3.3. Temps de Retour sur Investissement (TRI).....	92
IV.2.4. Sélection de la meilleure conception du projet	93
IV.3. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz du CET de Batna.....	95
IV.3.1. Cas d'un petit moteur à combustion interne.....	95
IV.3.1.1. Premier scénario des PMCI.....	95
IV.3.1.2. Deuxième scénario des PMCI.....	97
IV.3.2. Cas d'une micro-turbine (MT).....	99
IV.3.2.1. Premier scénario des MT.....	99
IV.3.2.2. Deuxième scénario des MT.....	101
IV.3.3. Analyse de sensibilité économique.....	103
IV.4. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz en Algérie.....	106
IV.4.1. Analyse économique des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.....	106
IV.4.1.1. Scénario de 1200 T/j des déchets.....	106
IV.4.1.2. Scénario de 1000 T/j des déchets.....	109
IV.4.1.3. Scénario de 800 T/j des déchets.....	112
IV.4.1.4. Scénario de 600 T/j des déchets.....	114
IV.4.1.5. Scénario de 400 T/j des déchets.....	116
IV.4.1.6. Scénario de 200 T/j des déchets.....	118
IV.4.1.7. Analyse comparative des scénarios dans la zone nord.....	120
IV.4.2. Analyse économique des scénarios dans la zone semi-aride d'Algérie.....	122
IV.4.2.1. Scénario de 600 T/j des déchets.....	122
IV.4.2.2. Scénario de 400 T/j des déchets.....	125
IV.4.2.3. Scénario de 200 T/j des déchets.....	127
IV.4.2.4. Analyse comparative des scénarios dans la zone semi-aride.....	129
IV.4.3. Analyse économique des scénarios dans la zone aride d'Algérie.....	130
IV.4.3.1. Scénarios de 200 T/j de déchets.....	130
IV.4.3.2. Scénarios de 100 T/j de déchets.....	131
IV. 5. Analyse environnementale des scénarios sélectionnés.....	132
IV.5.1. Analyse environnementale des scénarios du CET de Batna.....	133
IV.5.2. Analyse environnementale des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.....	135
IV.5.3. Analyse environnementale des scénarios de la zone semi-aride d'Algérie.....	137
Conclusion.....	138
Références.....	139

IV.1. Introduction

Les ordures ménagères dans la plupart des wilayas d'Algérie sont composées à plus de 50% de déchets organiques, selon l'Agence Nationale des Déchets (AND). Cette dernière estime que les quantités de biogaz produites constituent un important gisement pour la production de l'énergie électrique. Par ailleurs, développer des projets de production d'électricité à partir de biogaz est un moyen efficace afin de réduire les émissions des gaz à effet de serre, d'améliorer la qualité de l'air local et de contrôler les odeurs. Ces projets offrent également d'autres avantages environnementaux et économiques à la communauté et à l'utilisateur final de l'énergie.

L'objectif de l'étude menée dans ce chapitre est d'estimer l'importance économique des projets de production d'électricité à partir de biogaz en Algérie. Le CET de Batna est pris comme cas d'étude.

IV.2. Évaluation économique d'un projet de production d'électricité à partir de biogaz

L'évaluation de la faisabilité économique d'un projet de production d'électricité à partir de biogaz est une étape essentielle et doit être complétée avant de passer à la conception du système, de conclure des contrats, ou d'acheter des équipements. En effet, une fois qu'une technologie est considérée comme une solution viable sur le plan technique, une analyse de sa faisabilité économique doit être faite.

La rentabilité économique d'investissement est évaluée à l'aide de trois indicateurs [1,2]:

- Coût de l'Electricité (CE),
- Valeur Actualisée Nette (VAN), et
- Temps de Retour sur Investissement (TRI).

La figure IV.1 illustre le processus d'évaluation économique, qui comporte généralement les quatre étapes suivantes [1]:

- 1- Quantification des dépenses pour la conception du projet,
- 2- Estimation des revenus pour la conception du projet,
- 3- Évaluation de la faisabilité économique de la conception du projet, et
- 4- Sélection de la meilleure conception du projet à partir des options économiquement viables.

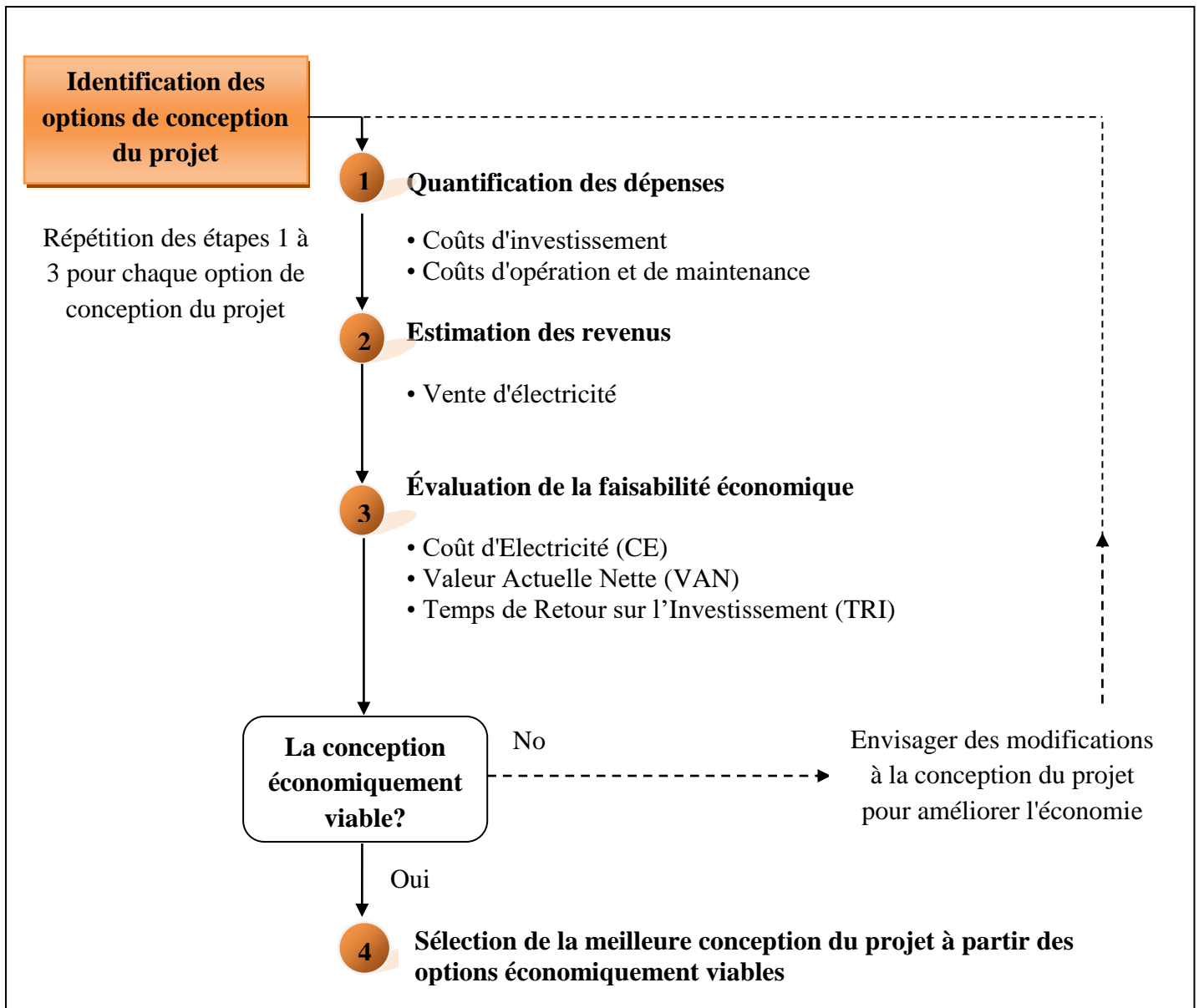


Figure IV.1. Etapes de l'évaluation économique [1].

IV.2.1. Étape 1: Quantification des dépenses

En général, les coûts des projets de production d'électricité à partir de biogaz impliquent l'achat et l'installation d'équipements (coûts d'investissement) et les coûts d'exploitation et de maintenance. Les éléments de coûts communs à ce genre de projets sont énumérés dans Tableau IV.1.

Tableau IV.1.Éléments de coût d'investissement et de coût d'opération et de maintenance [1].

Éléments des coûts d'investissement	Éléments de coût d'opération et de maintenance (O&M)
<ul style="list-style-type: none"> - Conception et ingénierie - Préparation du site et installation des services publics - Équipement, logement et installation de l'équipement - Coûts de démarrage et fonds de roulement - Administration 	<ul style="list-style-type: none"> - Pièces et matériaux - Travail - Services publics - Coûts de financement - Administration

IV.2.1.1. Coûts d'un projet de production d'électricité

Les options technologiques les plus courantes disponibles pour développer un projet de production d'électricité à partir de biogaz sont les moteurs à combustion interne, turbines à gaz, micro-turbines, et petits moteurs à combustion interne. Chacune de ces technologies est généralement mieux adaptée à certaines gammes de taille de projet. Les petits moteurs à combustion interne et les micro-turbines sont généralement les mieux adaptés aux besoins de puissances basses. Les moteurs à combustion interne standard sont bien adaptés aux projets de petite à moyenne taille, tandis que les turbines à gaz sont les mieux adaptées aux projets de plus grande taille [1,2].

Dans les tableaux IV.2-5 sont énumérés les coûts et les tailles des projets de la conversion électrique du biogaz applicables pour les technologies de génération d'électricité les plus courantes.

Tableau IV.2. Dépenses du projet d'une Turbine à gaz [2].

Turbine à gaz (Plus de 3 MW)	
Les composants typiques comprennent	-Compresseur et traitement du biogaz, -Turbine et générateur, -Équipement d'interconnexion électrique, et (Comprend tous les équipements en aval du système de collecte et brûlage).
Coût d'investissement initial	Pour la plupart des situations : [(\$2,340 * kW capacité) – (0,103 * (kW capacité) ²)] + \$250000 pour l'interconnexion
Coût de l'O&M annuel	\$0,0144 * kWh généré/année
Efficacité de la perte	12% de la capacité due aux besoins électriques de compression et de traitement du biogaz

Tableau IV.3. Dépenses du projet d'unmoteur à combustion interne [2].

Moteur à combustion interne (800 kW à 3 MW)	
Les composants typiques comprennent	-Compresseur et traitement du biogaz, -Moteur alternatif et générateur, -Équipement d'interconnexion électrique. (Comprend tous les équipements en aval du système de collecte et brûlage).
Coût d'investissement initial	[($\$1300 * \text{kW capacité}$) + $\$1100000$] + $\$250000$ pour l'interconnexion
Coût d'O&M annuel	$\$0,025 * \text{kWh généré/année}$
Efficacité de la perte	7% de la capacité due aux besoins électriques de compression et de traitement du biogaz

Tableau IV.4. Dépenses du projet d'unemicro-turbine [2].

Micro-turbine (30 à 750 kW)	
Les composants typiques comprennent	-Compresseur et traitement du biogaz -Micro-turbine et générateur -Équipement d'interconnexion électrique. (Comprend tous les équipements en aval du système de collecte et brûlage).
Coût d'investissement initial	$\$19278 * (\text{kW capacité})^{0.6207}$
Coût d'O&M annuel	$(\$0,0736 - (0,0094 * \ln(\text{kW capacité}))) * \text{kWh généré/année}$
Efficacité de la perte	17% de la capacité due aux besoins électriques de compression et de traitement du biogaz

Tableau IV.5. Coûts d'unpetit moteur à combustion interne [2].

Petit moteur à combustion interne (100 kW à 1 MW)	
Les composants typiques comprennent	-Compresseur et traitement du gaz -Moteur alternatif et générateur -Équipement d'interconnexion électrique ; et (Comprend tous les équipements en aval du système de collecte et brûlage).
Coût d'investissement initial	$\$2300 * \text{kW capacité}$
Coût d'O&M annuel	$\$0,024 * \text{kWh généré/année}$
Efficacité de la perte	8% de la capacité due aux besoins électriques de compression et de traitement du biogaz

IV.2.2. Étape 2: Estimation des revenus

La principale source des revenus pour les projets typiques de production d'électricité est la vente d'électricité. Les taux de vente varient généralement de 0,025 à 0,11 dollar le kilowattheure (kWh). L'extrémité supérieure de cette gamme représente un prix plus élevé pour l'électricité renouvelable [1].

Le prix de vente d'électricité dans cette étude est le prix de la vente d'électricité sur le marché algérien qui est égal à 0,05 \$/ kWh [4].

IV.2.3. Étape 3: Évaluation de la faisabilité économique

Une fois que les coûts et les revenus d'un projet sont déterminés, une analyse de faisabilité économique devrait être effectuée. L'étude économique entreprise dans ce mémoire est basée sur la méthodologie adoptée par les concepteurs du logiciel HOMER [6] (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources). Ce logiciel est un outil d'aide à la décision dédié à l'optimisation techno-économique des installations de production d'électricité multi-sources (PV, éolien, réseau, stockage, biomasse, diesel...). L'étude se base également sur le modèle développé par Jun *et al.* [3].

Les indicateurs de mesure de la performance financière d'un projet sont :

- Coût de l'Electricité (CE),
- Valeur Actualisée Nette (VAN), et
- Temps de Retour sur l'Investissement (TRI).

Le modèle de calcul dans la présente étude est basé sur l'évaluation économique du projet dans sa totalité à partir de l'évaluation économique de toutes ses puissances. En premier lieu est calculé le coût de l'électricité (CE) produite par chaque générateur, puis se fait le calcul du coût de l'électricité produite durant le projet (CE_{projet}) par tous les générateurs. Ensuite, se fait l'évaluation économique globale du projet à travers le calcul la VAN et le TRI sur la durée de vie du projet en fonction du CE_{projet} . Ce modèle est mieux adapté que les autres modèles de l'analyse économique du projet de la production d'électricité par le biogaz « Annexe A » parce qu'il est le plus utilisé dans ce domaine plus rentable.

IV.2.3.1. Coût d'électricité (CE)

Le coût d'électricité (CE) est une estimation économique du coût du projet défini par l'investissement actualisé plus les coûts d'opération et de maintenance divisés par la production d'électricité (le nombre de kWh).

$$CE = \frac{C_i + C_c + C_{OM}}{E} \quad (IV.1)$$

Cette équation peut être interprétée comme la relation entre les ventes virtuelles d'électricité ($CE * E$) et le coût total ($C_i + C_c + C_{OM}$).

Où; C_i représente le coût d'investissement annuel (\$), et C_c et C_{OM} sont les coûts annuels du carburant et d'opération et maintenance en dollars (\$), respectivement, et E est l'énergie électrique produite par année (kWh). Dans ce cas, le prix du carburant (biogaz) est nul ; donc $C_c = 0$ \$, parce que les coûts de conception d'un projet de centre d'enfouissement technique proposé pour l'élimination des déchets est pris en charge par l'état algérien.

➤ **Coût d'investissement annuel (C_i)**

C'est le montant de l'emprunt à rembourser chaque année à la banque, et qui comprend le coût de l'investissement reparti sur le nombre d'années de la durée de vie du système et l'intérêt associé à l'emprunt. Quand il s'agit du premier générateur, il est défini par l'équation suivante :

$$C_i = C_0 * CRF \quad (IV.2)$$

CRF représente le facteur de récupération du capital, défini dans l'équation (VI.3). Où C_0 est le coût d'investissement initial ou le coût en capital installé de la centrale électrique (\$). Le CRF se calcule comme suit:

$$CRF = \left[\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right] \quad (IV.3)$$

i : le taux d'intérêt réel annuel (aussi appelé taux d'intérêt réel ou juste taux d'intérêt). Le taux d'intérêt réel annuel est lié au taux d'intérêt nominal et le taux d'inflation annuel selon l'équation donnée ci-dessous.

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (IV.4)$$

i' : le taux d'intérêt nominal (le taux auquel vous pourriez obtenir un crédit). Dans la présente étude, nous avons utilisé l'intérêt du crédit appliqué dans le système bancaire algérien qui est égal 8% [5]. f est le taux d'inflation annuel qui est égal 3,5%, donc le taux d'intérêt réel annuel dans ce cas est égal à 4,35%.

Quand il s'agit du deuxième, et troisième générateur, C_i , est défini selon le guide du logiciel HOMER, par la formule suivante:

$$C_i = C_0 * f * SFF(i, R_{comp}) \quad (IV.5)$$

Avec C_0 : le coût d'investissement du générateur.

f' , un facteur qui se pose parce que la durée de vie du générateur peut être différente de la durée de vie du projet, il est donnée par :

$$f = \begin{cases} CRF(i, R_{proj}) / CRF(i, R) & , R > 0 \\ = 0 & , R = 0 \end{cases} \quad (IV.6)$$

Où ;

$$R = R_{comp} * INT\left(\frac{R_{proj}}{R_{comp}}\right) \quad (IV.7)$$

Où $INT()$ est la fonction entière, renvoyant la partie entière d'une valeur réelle. R_{comp} : la durée de vie du composant. R_{proj} : la durée de vie du projet.

SFF : c'est le facteur de fonds d'amortissement est un ratio utilisé pour calculer la valeur future d'une série de flux de trésorerie annuel.

L'équation pour estimer le facteur de fonds d'amortissement est la suivante:

$$SFF(i, N) = \frac{i}{(1+i)^N - 1} \quad (IV.8)$$

Pour calculer la production nette d'électricité de l'installation, il faut soustraire la consommation d'électricité du système de prétraitement du carburant (E_{pt}) du générateur d'électricité.

$$CE * (E - E_{pt}) = C_i + C_c + C_{OM} \quad (IV.9)$$

La formule ci-dessous est appliquée pour le calcul du coût d'électricité:

$$CE = \frac{C_i + C_c + C_{OM}}{(E - E_{pt})} \quad (IV.10)$$

IV.2.3.2. Valeur Actualisée Nette (VAN)

Dans chaque entreprise, il est important d'évaluer la valeur financière d'un projet proposé avant d'investir. Il existe un certain nombre de solutions pour évaluer cela sur une perspective financière et parmi elles, la valeur actuelle nette (VAN) et le temps de retour sur l'investissement (TRI). Ces deux indicateurs peuvent mesurer la durabilité et la valeur des projets à long terme. La valeur actuelle nette est la différence entre la valeur actuelle des flux de trésorerie nets futurs de l'investissement et le coût initial.

Après le calcul du coût d'électricité, nous disposons d'une bonne estimation du coût de la production d'électricité, il est également nécessaire d'estimer la VAN et le TRI de toute la centrale électrique pour mesurer la rentabilité réelle. La marge brute (GM) 'Gross Margin' est le revenu total des ventes du projet moins ses divers coûts de production (également appelés coûts opératoires), comme indiqué ci-dessous :

$$GM = R_{ele} - (C_c + C_{OM}) \quad (IV.11)$$

Où, R_{ele} est la somme des ventes annuels (Revenus) de l'électricité, et sont exprimées comme suit:

$$R_{ele} = Pri_{ele} * (E - E_{pt}) \quad (IV.12)$$

Pri_{ele} représente le prix de vente d'électricité sur le marché. La marge brute peut également être exprimée en combinant les équations(VI.9), (VI.11) et (VI.12), comme suit:

$$GM = (Pri_{ele} - CE) * (E - E_{pt}) + C_i \quad (IV.13)$$

La valeur actuelle nette après la période du projet (N) est calculée comme suit:

$$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{GM}{(1+i)^t} \quad (IV.14)$$

IV.2.3.3. Temps de Retour sur Investissement (TRI)

Le temps de retour sur l'investissement est le temps nécessaire à un investissement pour générer des flux de trésorerie après impôts suffisants pour recouvrer son coût initial. Donc le TRI est défini comme le temps nécessaire pour que la VAN s'annule et prend une marge brute constante, on a:

$$GM = C_0 * \left[\frac{i * (1+i)^{TRI}}{(1+i)^{TRI} - 1} \right] \quad (IV.15)$$

Donc, le TRI est défini comme suit:

$$TRI = \ln \frac{\left(\frac{GM}{(GM - (i * C_0))} \right)}{\ln(1+i)} \quad (IV.16)$$

Dans le cas général, un projet est considéré comme rentable lorsque $CE < Pri_{ele}$, la VAN est positive et le temps de retour sur l'investissement est inférieur à la durée de vie du projet. Ces paramètres permettent de comparer les projets entre eux.

Mais l'évaluation peut se faire selon deux visions différentes [7]. Il y'a la vision quand l'investissement est fait par l'état. Dans ce cas, la chose la plus importante est que la VAN soit positif, le TRI n'a pas d'importance. Et il y'a la vision quand l'investissement est fait par le privé. Dans ce cas, le TRI doit être inférieur à la moitié de la durée de vie du projet.

IV.2.4. Sélection la meilleure conception du projet

Une fois l'analyse économique initiale pour chaque option du projet est terminée, il devrait y avoir une comparaison pour déterminer les meilleures options. Après la comparaison, certains projets peuvent apparaître clairement non compétitifs et ne méritent pas d'être examinés. En outre, il peut y avoir un projet qui peut être identifié comme étant le meilleur choix.

La comparaison économique est utilisée pour classer les performances financières de chaque projet pour sélectionner un gagnant. Cette comparaison devrait intégrer plusieurs mesures économiques dans le classement, car aucune mesure unique ne peut garantir le succès économique d'un projet, par exemple, les projets pourraient être classés en fonction de la plus grande valeur actuelle nette (VAN), et un petit temps de retour sur l'investissement (TRI).

La figure IV.2, présente l'organigramme du calcul de la performance financière d'un projet (CE, VAN et TRI)

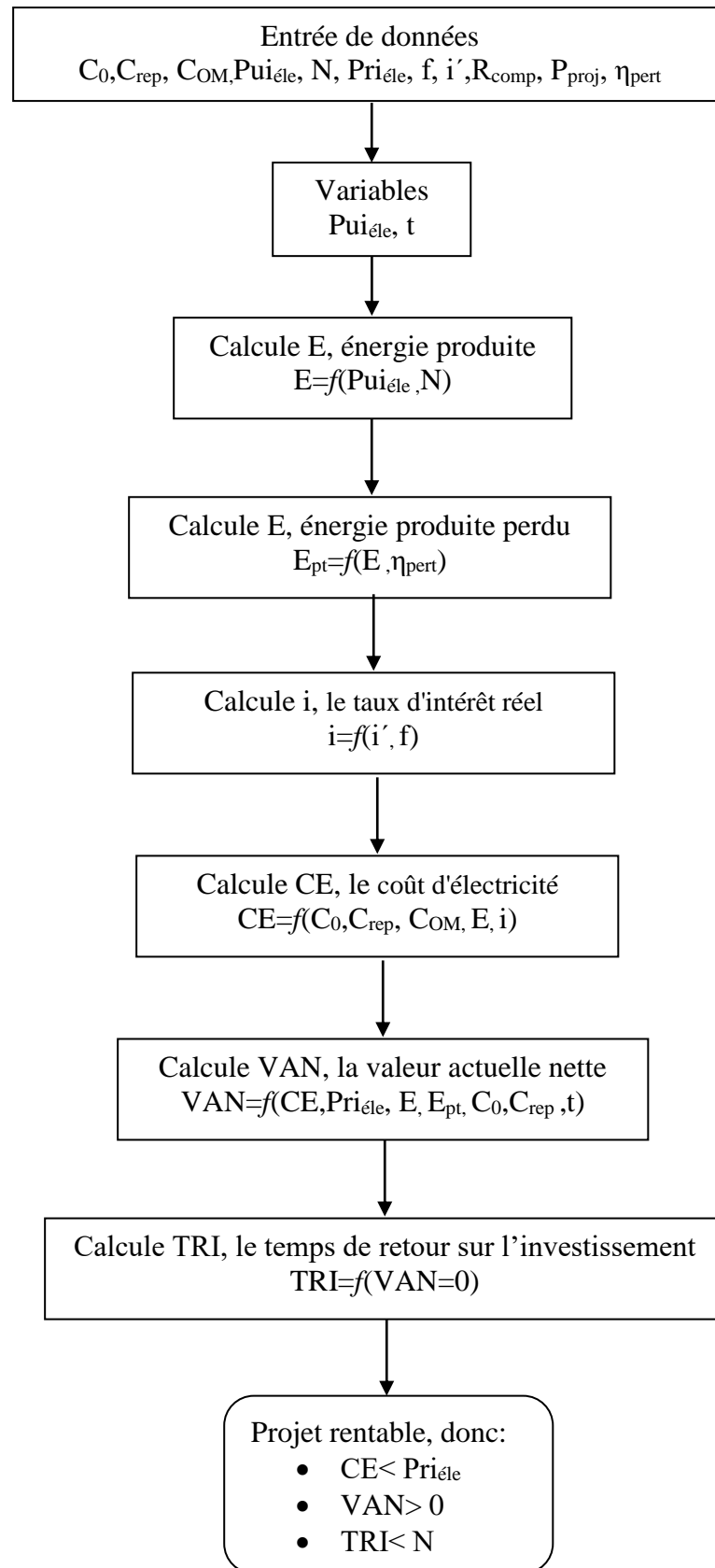


Figure IV.2. Organigramme de l'analyse économique pour choisir les projets rentables

IV.3. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz du CET de Batna

Comme il a été démontré dans le chapitre précédent, d'un point de vue technique on peut utiliser deux générateurs dans le cas du CET de Batna; un petit moteur à combustion interne et une micro-turbine. Donc les scénarios proposés pour exploiter d'une manière rentable le CET de Batna sont basés sur le fait que la durée de vie égale à 15 ans pour un petit moteur et 10 ans pour une micro-turbine.

Tant que la mise en décharge à Batna est dans le processus d'achèvement, nous allons proposer des scénarios dont l'exploitation commence à partir de 2018.

IV.3.1. Cas d'un petit moteur à combustion interne (PMCI)

Deux scénarios sont possibles quant à l'application d'un petit moteur à combustion interne pour exploiter le CET de Batna. L'imagination de ces deux scénarios est basée sur les données techniques et économiques de cette technologie de moteur.

IV.3.1.1. Premier scénario des PMCI

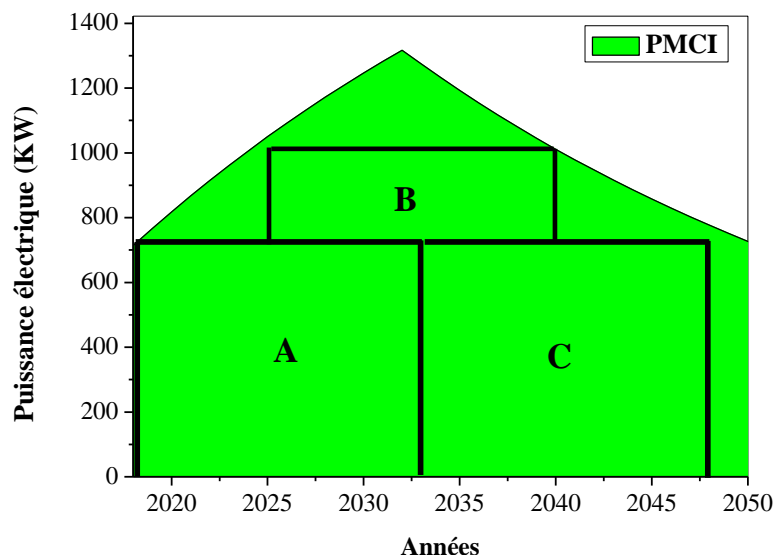


Figure IV.3. Premier scénario des petits moteurs à combustion interne.

Comme montré sur Figure IV.3., dans ce scénario le CET de Batna est équipé de trois générateurs, où deux sont identiques (A et C), avec 720 kW de capacité pour chacun, et le troisième est un petit générateur (B) de capacité égalant 290 kW. Les dépenses nécessaires à

la réalisation du projet sont présentées dans Tableau IV.6. Pour le deuxième générateur (C), le coût d'investissement initial est réduit de 20%. En effet, l'installation de ce générateur bénéficie de l'existence de l'usine de traitement de biogaz et même de la connexion électrique déjà installés et dont les coûts sont amputés à l'investissement associé au premier générateur (A).

Tableau IV.6. Dépenses de la réalisation du projet selon le premier scénario des PMCI.

	Pui_{éle} (kW)	E_{éle}(GWh)	C₀ (millions \$)	Co&M (\$/an)
A '15 ans'	720	94,6	1,65	151.372
B '15 ans'	290	38,11	0,60	60969
C '15 ans'	720	94,6	1,49	151.372

Dans la deuxième étape de l'étude économique, se fait l'estimation du revenu du projet par la vente d'électricité, qui est basée sur un prix de vente d'électricité sur le marché algérien «Pri_{éle}» égal à 0,05(\$/kWh) [4].

Dans la troisième étape, se fait l'évaluation de la faisabilité économique du projet qui est basée sur les trois paramètres, CE, VAN, et TRI.

Le coût d'électricité d'un projet (CE_{projet}) est considéré comme la moyenne pondérée des coûts des électricités produites par les trois générateurs A, B et C, comme l'exprime la formule suivante :

$$CE_{projet} = \sum_{i=1}^n \frac{(Pui_{éle,i} * CE_i)}{Pui_{éle,i}} \quad (IV.17)$$

Où, comme dressé sur Tableau IV.7, $Pui_{éle,i}$ est la puissance électrique de chaque générateur (g), CE_i est le coût d'électricité de chaque générateur (i), et n est le nombre des générateurs dans le scénario.

Tableau IV.7. Coût d'électricité pour chaque puissance du premier scénario des PMCI.

	Pui_{éle} (kW)	CE (\$/kWh)
A 'PMCI'	720	0,052
B 'PMCI'	290	0,038
C 'PMCI'	720	0,038

Donc, par l'application de l'équation (IV.17), le coût d'électricité du projet quand le premier scénario (A+B+C) est adopté est égale à 0,043 \$/kWh.

Les résultats de l'évaluation économique de ce scénario sont résumés dans le tableau IV.8.

Tableau IV.8. Faisabilité économique du projet du premier scénario des PMCI.

premier scénario	Co(millions \$)	E _{éle} (GWh)	CE _{projet} (\$/kWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B+C '30 ans'	3,74	227,31	0,043	794.831	21

IV.3.1.2. Deuxième scénario des PMCI

Dans le deuxième scénario imaginé pour exploiter le CET de Batna par l'installation des petits moteurs à combustion interne, on y installe deux générateurs. Le premier générateur (A) est choisi de telle sorte que sa capacité puisse exploiter au maximum le potentiel énergétique du CET, ainsi il est d'une capacité de 990 kW. Le deuxième moteur (B) est d'une capacité de 620 kW. Cependant, pour ce scénario, l'exploitation du CET ne peut commencer qu'à partir de 2025, voir la figure. IV.4.

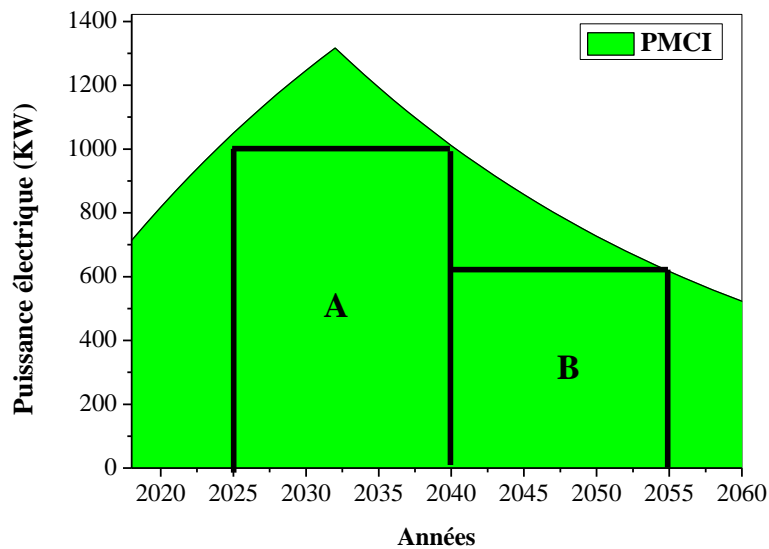


Figure IV.4. Deuxième scénario des petits moteurs à combustion interne.

Par la même méthode utilisée dans le premier scénario, nous allons clarifier toutes les étapes de ce scénario. Les dépenses pour la conception du deuxième scénario de PMCI sont présentées dans Tableau IV.9.

Tableau IV.9. Dépenses du deuxième scénario des PMCI.

	Pui _{éle} (kW)	E _{éle} (GWh)	Co(millions \$)	Co&M(\$/an)
A '15 ans'	990	130,08	2,3	208.137
B '15 ans'	620	81,46	1,28	130.348

Il est à rappeler que le prix de vente de l'électricité sur le marché «Pri_{éle}» est toujours égal à 0,05 (\$/kWh).

L'analyse économique de chaque générateur (chaque puissance) existant dans le deuxième scénario du PMCI est présentée dans Tableau IV.10.

Tableau IV.10. Coûts d'électricités produites par les générateurs du deuxième scénario des PMCIs.

	Pui_{éle}(KW)	CE (\$/KWh)
A 'PMCI'	990	0,052
B 'PMCI'	620	0,038

L'analyse économique du projet selon le deuxième scénario des PMCIs est illustrée dans le tableau IV.11.

Tableau IV.11. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des PMCIs.

2^{eme} scénario	E_{éle} (GWh)	C₀ (millions \$)	CE_{projet} (\$/kWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B ' 30 ans'	211,54	3,58	0,046	66030	28

Le coût de l'électricité dans ce deuxième scénario est égal 0,046 \$/kWh. Le projet de production d'électricité à partir du biogaz du CET de Batna, se basant sur la technologie des petits moteurs à combustion interne, donne un kilowattheure légèrement moins cher que dans le cas du premier scénario.

Toutefois, aux yeux des investisseurs privés, aucun des deux scénarios n'est considéré économiquement rentable, car le TRI est supérieur à la moitié de la vie du projet. Mais par rapport aux pouvoirs publics les deux scénarios peuvent être considérés utiles. Dans ce cas l'investissement de l'Etat servirait pour éliminer les déchets, protéger l'environnement et fournir des emplois avec une production d'énergie électrique significative.

IV.3.2. Cas d'une micro-turbine (MT)

Dans cette partie de l'étude, on examine la faisabilité économique de l'application de la technologie des micro-turbines (MT) pour la production d'électricité à partir du biogaz du CET de Batna. Pour ce faire, deux scénarios, en fonction de la disposition dans le temps et des tailles des MTs, sont envisagés.

IV.3.2.1. Premier scénario des MTs

Pour le premier scénario, le projet se base sur 4 MTs de tailles différentes, allant de 290 jusqu'à 750 kW. Le projet commence en 2018, et utilise un flux minimum de biogaz pendant la durée de vie de la micro-turbine (10 ans), le schéma d'exploitation des MTs sur 30 ans est comme illustré sur la figure IV.5.

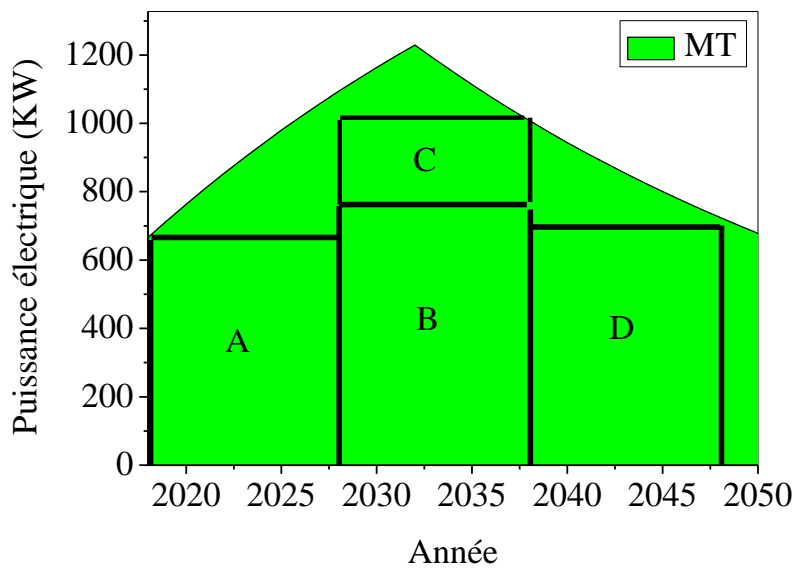


Figure IV.5. Premier scénario des micro-turbines.

Profitant de l'existence de l'interconnexion électrique et de l'installation de prétraitement du biogaz, les générateurs qui s'installent après la mise hors service du premier générateur coûtent environ 30% de moins.

Les dépenses pour la réalisation du projet selon le premier scénario de la configuration des MTs sont présentées dans Tableau IV.12.

Tableau IV.12. Dépenses de la conception du premier scénario des MTs.

	Pui_{éle}(kW)	E_{éle} (GWh)	Co(millions \$)	Co&M(\$/an)
A '10 ans'	660	57,81	1,08	72691
B '10 ans'	750	65,7	0,82	74709
C'10 ans'	290	25,4	0,45	51578
D'10 ans'	700	61,32	0,79	73705

Les résultats des calculs économiques sont résumés sur le tableau IV.13.

Tableau IV.13. Coûts des électricités produites par les générateurs selon le premier scénario.

	Pui_{éle} (kW)	CE (\$/kWh)
A '10 ans'	660	0,048
B '10 ans'	750	0,024
C'10 ans'	290	0,039
D'10 ans'	700	0,025

La faisabilité économique de ce projet est dressée sur le tableau IV.14.

Tableau IV.14. Faisabilité économique du projet selon le premier scénario des MTs.

1^{er} scénario MT	E_{éle} (GWh)	Co (millions \$)	CE_{projet} (\$/kWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B+C+D ' 30 ans'	210,23	3,14	0,033	1.117.226	14

Comme l'indique le tableau, le TRI est inférieur à la moitié de la durée de vie du projet ($14 < 1/2 \cdot 30$ ans), ainsi ce projet, quand il est exploité selon la configuration du premier scénario, est un investissement bénéfique aussi bien pour l'Etat que pour les investisseurs privés.

IV.3.2.2. Deuxième scénario des MTs

Le deuxième scénario, qui contient deux micro-turbines à une puissance égale 750 kW et une puissance de 680 kW, commence en 2020.

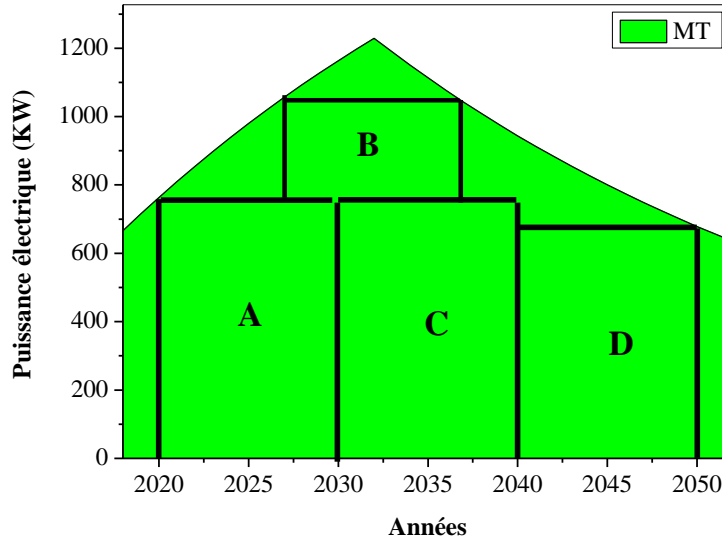


Figure IV.6. Deuxième scénario des micro-turbines.

Les dépenses pour la réalisation du projet selon le deuxième scénario sont présentées dans le tableau IV.15.

Tableau IV.15. Dépenses du projet selon le deuxième scénario des MTs.

	Pui _{éle} (kW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (millions \$)	C _{O&M} (\$/an)
A '10 ans'	750	65,7	1,17	74709
B '10 ans'	280	24,53	0,44	50608
C '10 ans'	750	65,7	0,82	74709
D '10 ans'	680	59,57	0,77	73222

L'analyse économique du deuxième scénario est illustrée dans le tableau IV.16.

Tableau IV.16. Coûts des électricités produites par les générateurs selon le deuxième scénario des MTs.

	Pui _{éle} (kW)	CE (\$/kWh)
A '10 ans'	750	0,048
B '10 ans'	280	0,039
C '10 ans'	750	0,024
D '10 ans'	680	0,025

La faisabilité du deuxième scénario d'installations des MTs dans le CET de Batna est présentée dans Tableau IV.17.

Tableau IV.17. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des MTs.

2^{eme} scénario MT	E_{éle} (GWh)	C₀ (millions \$)	CE_{projet} (\$/kWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B+C+D ' 30 ans'	215,5	3,2	0,033	1.141.054	14

L'exploitation des MTs selon le premier scénario ou selon le deuxième scénario donne quasiment le même résultat économique, avec une augmentation dans les revenus « VAN » dans le deuxième scénario par rapport au premier. Pour les deux cas, le kilowattheure coûte 0,033 \$, avec le même TRI, qui est de 14 ans. Mais, le premier scénario est d'une légère supériorité, car il demande un investissement initial de 3,14 millions contre les 3,2 millions du deuxième scénario.

Mais entre les micro-turbines et les petits moteurs, il paraît clairement que la technologie des micro-turbines est plus rentable pour la production d'électricité à partir du biogaz dans le CET de Batna. En effet, pour le premier cas on a un CE de 0,033 \$/kWh avec un TRI de 14 ans et une VAN égale à plus de 1,14 \$ comparativement à 0,043 \$/kWh et 21 ans et VAN égale à 0,8 \$, respectivement.

IV.3.3. Analyse de sensibilité économique

L'analyse des flux de trésorerie montre que le projet de la conversion électrique du biogaz du CET de Batna semble intéressant d'un point de vue économique parce qu'il permet de produire ses propres revenus.

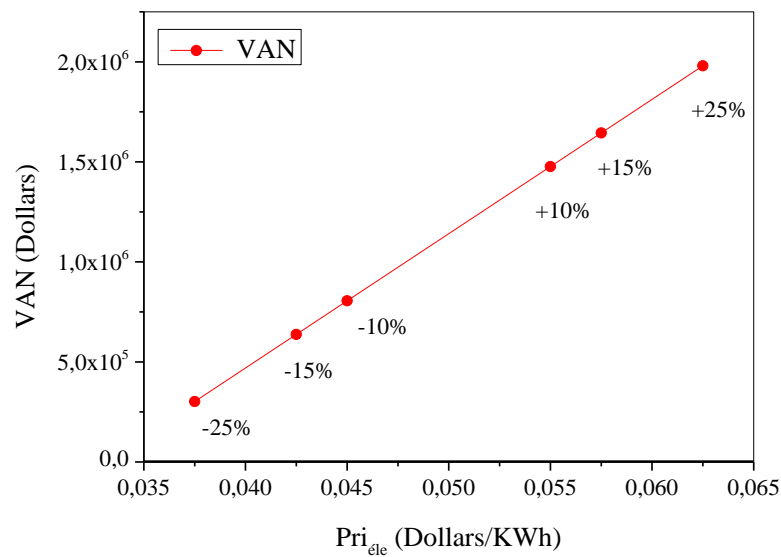
Il est important de se demander si certaines variables sensibles, par exemple le prix de vente d'électricité sur le marché, peuvent affecter la rentabilité du projet. Pour ce faire, une analyse de sensibilité est réalisée pour le CET de Batna quand il est valorisé par une centrale à micro-turbines.

Dans l'analyse de sensibilité, la marge de la variation du prix de vente de l'électricité est variée de $\pm 25\%$. Cette analyse de sensibilité est nécessaire car le prix de vente d'électricité dans le marché Algérien est toujours actualisé. D'autant plus qu'on ne connaît pas le prix de vente réel de l'électricité de l'énergie renouvelable. Cela nous sert à délimiter les bases de rentabilité du projet.

Les résultats pour l'analyse de la sensibilité économique dans ce cas sont présentés dans les tableaux IV.18 et les figure IV.6.

Tableau IV.18. Analyse de sensibilité selon la variation du prix de vente d'électricité dans le cas du 2^{ème} scénario des MTs pour le CET de Batna.

Variation du prix de l'électricité	Nouveau prix (\$/kWh)	VAN (\$)
-25%	0,0375	302.043
-15%	0,0425	637.647
-10%	0,045	805.449
+10%	0,055	1.476.657
+15%	0,0575	1.644.458
+25%	0,0625	1.980.064



FigureIV.7. Effet de la variation du prix de vente de l'électricité dans le marché ($Pri_{éle}$) sur la rentabilité du 2^{ème} scénario des MTs pour le CET de Batna.

Selon les résultats de l'étude de sensibilité montrés sur la figure IV.6, nous trouvons que la variation du prix de la vente d'électricité n'affecte pas la rentabilité de ce scénario. Pour plus de détails, une augmentation de +25% du prix de vente d'électricité (0,0625 \$/kWh) augmente les revenus jusqu'à 2 millions de dollars. D'autre part, si le prix de vente d'électricité diminue de -25% (0,0375 \$/kWh) le scénario reste toujours rentable avec le revenu le plus bas égal à 302.000 dollars.

Par conséquent, nous allons faire une étude de sensibilité des scénarios proposés pour le CET de Batna, pour connaître l'effet de la variation du prix de vente d'électricité sur la rentabilité de chaque scénario.

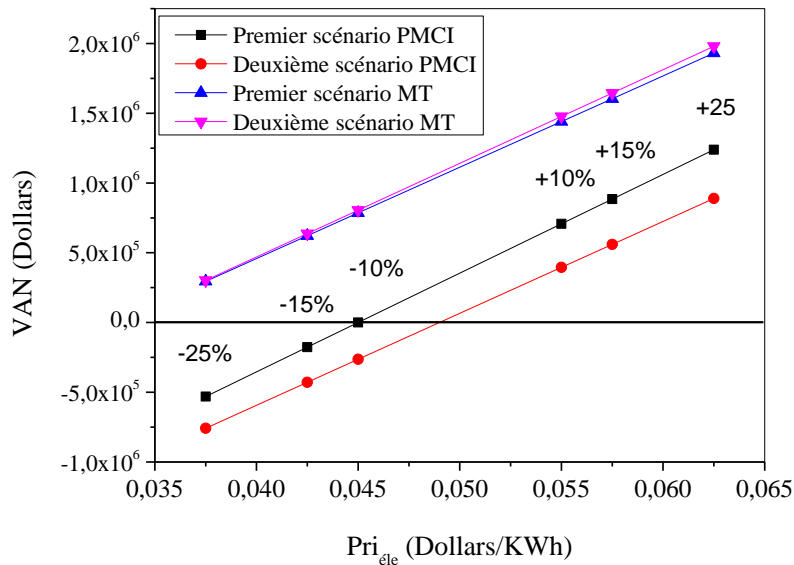


Figure IV.8. Effet de la variation du prix de vente de l'électricité dans le marché ($Pri_{éle}$) sur les quatre scénarios pour le CET de Batna.

Selon les résultats montrés sur la figure IV.8, il est à constater que l'augmentation du prix de vente d'électricité augmente les revenus de tous les scénarios. Mais en comparant les scénarios entre eux, nous constatons que les scénarios des PMCI ne deviennent pas rentables à partir d'une baisse de 10% dans le $Pri_{éle}$. Cependant, dans le cas des MTs il n'y a pas d'effet de la vente d'électricité sur la rentabilité des projets.

Cette comparaison montre que sur la gamme des prix de vente de l'électricité examinée les micro-turbines sont économiquement plus rentables que les petits moteurs à combustion interne.

IV.4. Analyse économique de la production d'électricité à partir du biogaz en Algérie

Dans le premier chapitre, nous avons expliqué que l'Algérie est un grand pays divisé en trois régions climatiques différentes : la zone Nord, la zone semi-aride et la zone aride. Par conséquent, dans cette partie du chapitre, nous allons étudier économiquement les projets de la production d'électricité à partir du biogaz dans les différentes zones et comparerons les résultats entre eux pour illustrer l'impact de la quantité de déchets et le climat de chaque région sur la rentabilité de ces projets.

IV.4.1. Analyse économique des scénarios dans la zone Nord d'Algérie

Comme mentionné dans le deuxième chapitre, la région du nord algérien contient les taux les plus élevés de production de déchets en raison de la forte densité de population. Donc, dans cette étude, nous procéderons à une évaluation économique pour la production d'électricité à partir du biogaz dans la région nord algérienne.

IV.4.1.1. Scénarios de 1200 T/j de déchets

La valeur maximale de la puissance électrique produite pour la plus grande quantité de déchets 1200 T/j sur la durée de la vie de 20 ans approche à 7 MW, par conséquent, les générateurs qui doivent être utilisés sont : la turbine à gaz, dans les grandes gammes de puissance (plus de 3MW) et le moteur à combustion interne dans les gammes de puissance moyenne (plus de 800 KW et moins que 3 MW). La durée de vie de tous les projets dans cette étude est de 30 ans au maximum.

a. Cas d'une turbine à gaz

L'exploitation d'un CET avec un tonnage de 1200 T/j donne une grande production d'électricité qui approche à 7 MW. Dans ce scénario, il y'a deux turbines à gaz en parallèle, celle à grande puissance «B» est égale à 6,1 MW avec une utilisation en permanence pendant toute sa durée de vie, et la puissance de la deuxième turbine à gaz est égale à 3 MW avec une utilisation intermittente dans une durée de 20 ans (durée de vie d'une TàG); c'est-à-dire, arrêtée en cas de non besoin et redémarrée au besoin. Sur la figure IV.9, est schématisé ce scénario.

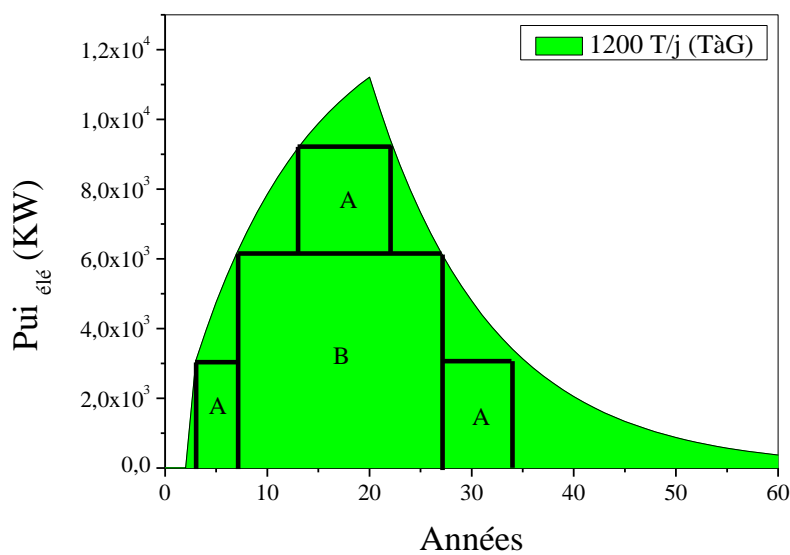


Figure IV.9. Scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

L'analyse économique de ces puissances est décrite dans le tableau IV.19.

Tableau IV.19. Analyse économique des puissances du scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

	Pui _{été} (MW)	E _{été} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '20 ans'	3	525,6	6.343.000	0,044
B '20 ans'	6,1	1.068,72	7.483.959	0,019

La faisabilité économique de ce scénario est présentée sur le tableau IV.20.

Tableau IV.20. Analyse économique du scénario de 1200 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

Scénario TàG	E _{été} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A+B '30 ans'	1.594,32	13,82	0,027	11,42	8,8

Les résultats présentés au tableau IV.20 montrent l'importance économique de la production électrique du biogaz dans la zone nord. Dans le cas de 1200 T/j, les revenus «VAN» de ce projet sont estimés à plus de 11,4 millions de dollars au cours des 30 années, et le TRI est seulement de 9 ans. Donc, il peut être considéré comme un bon projet pour les investisseurs privés.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Dans le cas de 1200 T/j, on peut également utiliser plusieurs moteurs. Le scénario est illustré sur la figure IV.10 qui montre l'utilisation de quatre moteurs à combustion interne avec la même puissance égale à 3 MW pour une utilisation maximale du biogaz sur 30 ans.

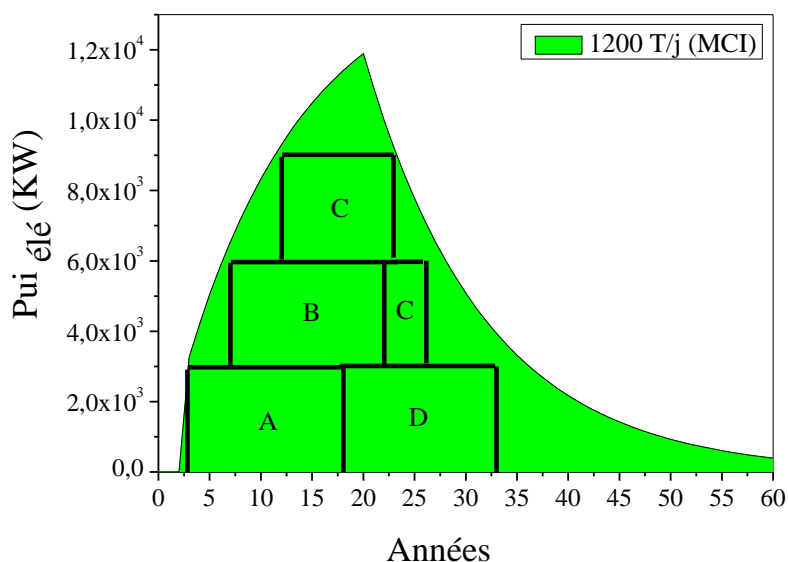


Figure IV.10. Scénario de 1200 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

Les résultats de l'analyse économique de ces puissances sont présentés sur le tableau IV.21.

Tableau IV.21. Analyse économique des puissances du scénario de 1200 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

	Pui_{éle} (KW)	E_{éle} (GWh)	C₀(\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	3000	394,2	5.250.000	0,051
B '15 ans'	3000	394,2	4.200.000	0,030
C '15 ans'	3000	394,2	4.200.000	0,030
D '15 ans'	3000	394,2	4.200.000	0,030

La faisabilité économique de ce scénario est montrée sur le tableau IV.22.

Tableau IV.22. Analyse économique du scénario de 1200 T/j par un MCI dans la zone Nord.

Scénario MCI	E _{éle} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A+B +C+D '30 ans'	1.576,8	17,85	0,035	7,36	13,18

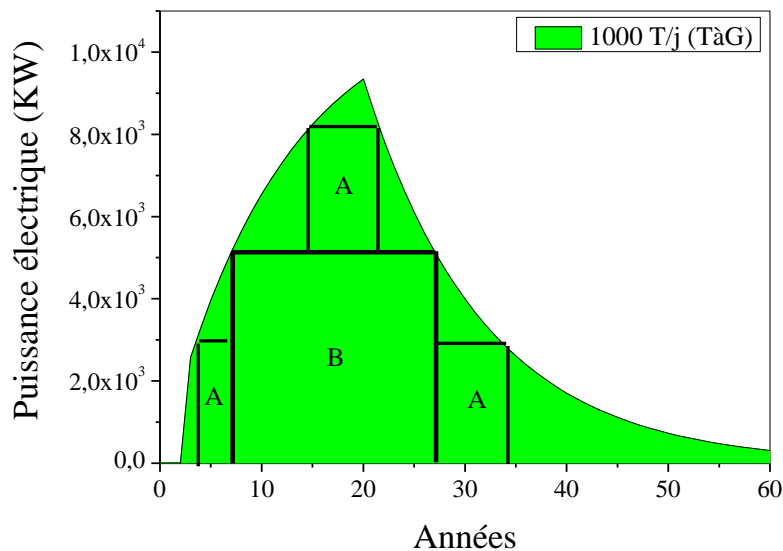
Par comparaison nous constatons que dans le cas de 1200 T/j, le scénario le plus rentable est le cas de l'utilisation d'une TàG et ceci en raison du faible coût du capital initial par apport au MCI.

IV.4.1.2. Scénarios de 1000 T/j de déchets

Dans ce cas, nous pouvons utiliser la TàG car, pendant toute la durée de vie de la TàG dans ce scénario, nous avons plus de 3 mégawatts.

a. Cas d'une turbine à gaz

Le scénario proposé pour un tonnage de 1000 T/j par des TàGs est présenté dans la figure IV.11.



FigureIV.11. Scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

L'analyse économique de cette puissance est présentée dans le tableau IV.23.

Tableau IV.23. Analyse économique des puissances du scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

	Puiéte (MW)	Eéte (GWh)	Co(\$)	CE (\$/KWh)
A '17 ans'	3	446,76	6.343.000	0,046
B '20 ans'	5,1	893,52	6.653.479	0,019

L'analyse économique de ce scénario dans les 30 ans dans le tableau IV.24.

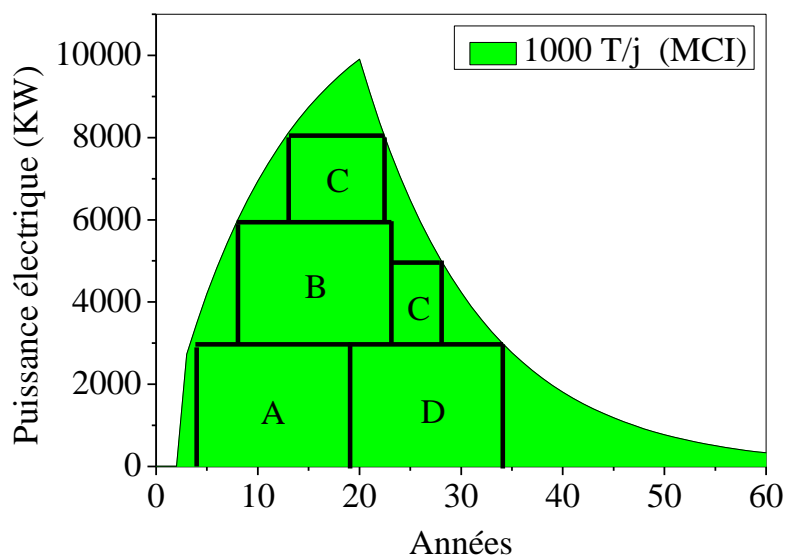
Tableau IV.24. Analyse économique du scénario de 1000 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

Scénario TàG	Eéte (GWh)	Co (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A+B '30 ans'	1.340,28	12,99	0,029	8,76	10

En comparant les résultats du scénario de 1200 T/j avec 1000 T/j dans le cas des TàGs, nous constatons qu'avec la diminution de la quantité de déchets nous constatons une diminution de la puissance produite en fin de projet et donc une baisse des revenus « VAN » et une augmentation de TRI.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Le scénario proposé par les moteurs à combustion interne dans le cas de 1000 T/j est présenté dans la figure IV.12.



FigureIV.12. Scénario de 1000 T/j par des MCI dans la zone Nord.

L'analyse économique des puissances des MCI est présentée dans le tableau IV.25.

Tableau IV.25. Analyse économique des puissances du scénario de 1000 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

	Pui_{été} (MW)	E_{été} (GWh)	C₀(\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	3	394,2	5.250.000	0,051
B '15 ans'	3	394,2	4.200.000	0,030
C '15 ans'	2	262,8	4.200.000	0,033
D '15 ans'	3	394,2	4.200.000	0,030

L'analyse économique pour ce scénario est présentée dans le tableau IV.26.

Tableau IV.26. Analyse économique du scénario de 1000 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

Scénario MCI	E_{été} (GWh)	C₀ (millions \$)	CE_{projet} (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A+B +C+D '30 ans'	1.445,4	17,85	0,036	6,3	14,23

La même observation, lorsque l'on compare les résultats du scénario de 1200 T/j avec 1000 T/j dans le cas du moteur à combustion interne, on constate qu'avec la diminution de la quantité de déchets on constate une diminution de la puissance produite en fin de projet et donc une baisse des revenus (VAN) et une augmentation dans le TRI. Mais en comparant les scénarios de la turbine avec le moteur, les scénarios de la turbine sont plus rentables.

IV.4.1.3. Scénarios de 800 T/j des déchets

a. Cas d'une turbine à gaz

Dans ce cas, nous avons utilisé une seule turbine à gaz d'une capacité de 4 MW.

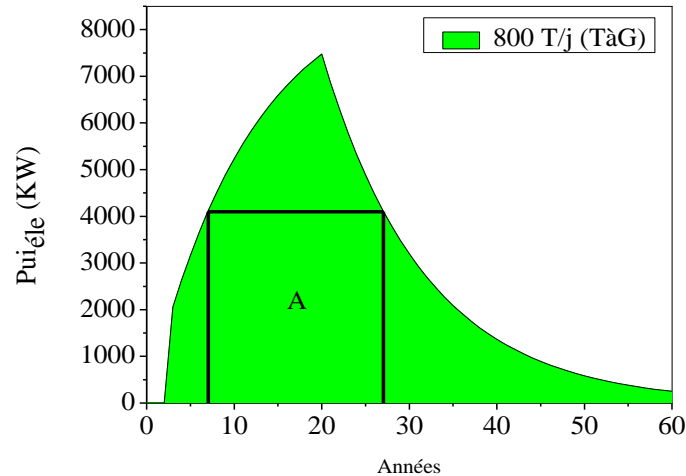


Figure IV.13. Scénario de 800 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

L'analyse économique de ce scénario est l'analyse économique de cette puissance (4 MW), sont comme indiqué dans le tableau IV.27.

Tableau IV.27. Analyse économique du scénario de 800 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

Scénario TàG	Pui _{éle} (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A '20 ans'	4	700,8	7,96	0,042	2,22	12,37

Dans ce scénario, les revenus « VAN » ont atteint plus de 2 millions de dollars malgré l'utilisation d'une seule turbine sur 20 ans.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Le scénario dans le cas d'un 800 T/j contient 3 moteurs à combustion interne répartis sur 30 ans comme le montre la figure IV.14.

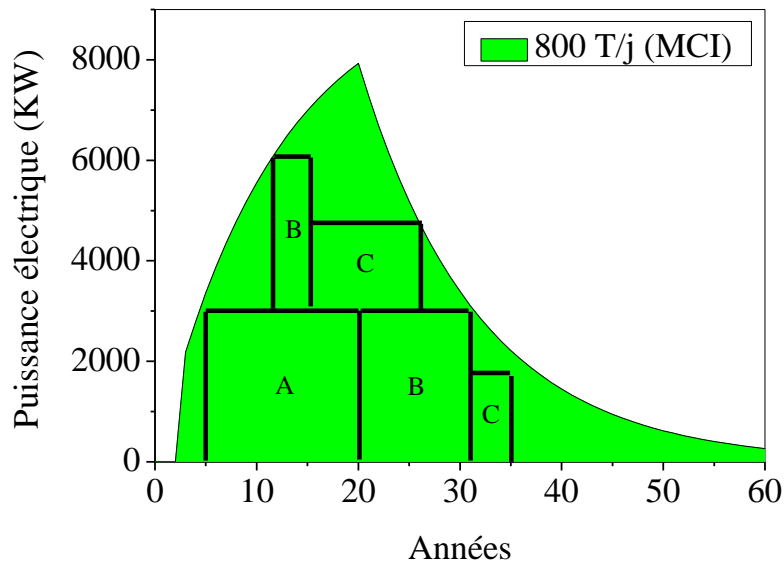


Figure IV.14. Scénario de 800 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

L'analyse économique de ces puissances est dans le tableau IV.28.

Tableau IV.28. Analyse économique des puissances du scénario de 800 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

	Puissance (MW)	E _{élec} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	3	394,2	5.250.000	0,051
B '15 ans'	3	394,2	4.200.000	0,033
C '15 ans'	1,7	223,38	2.848.000	0,034

Ainsi l'analyse économique de ce scénario est présentée dans le tableau IV.29.

Tableau IV.29. Analyse économique du scénario de 800 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

Scénario MCI	E _{élec} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (millions \$)	TRI (ans)
A+B+C '30 ans'	1.011,78	12,29	0,040	3,15	16,39

Cette analyse montre que les revenus de ce projet se sont élevés à plus de trois millions de dollars, ce qui est plus que dans le cas des turbines à gaz et ceci parce que le scénario des turbines était de 20 ans seulement.

IV.4.1.4. Scénarios de 600 T/j des déchets

a. Cas d'une turbine à gaz

Le scénario de ce tonnage est présenté dans la figure IV.15.

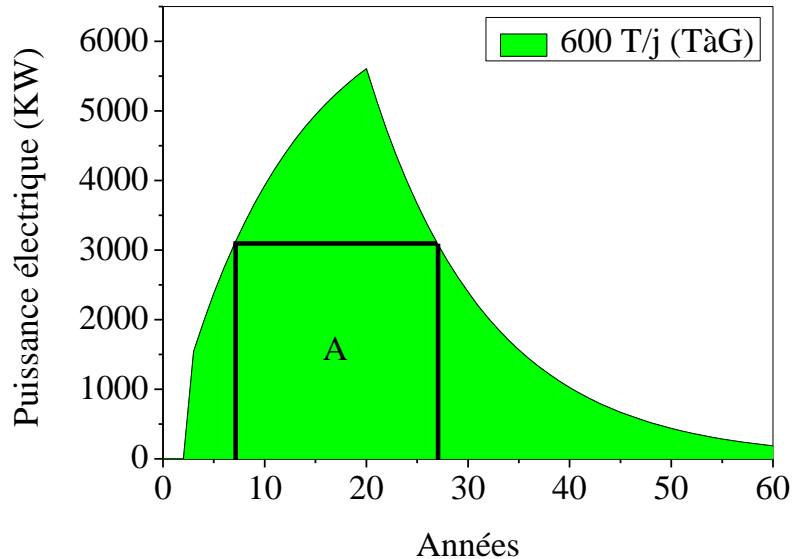


Figure IV.15. Scénario de 600 T/j par une TàG dans la zone Nord.

Ce scénario contient une seule TàG avec une puissance égale à 3,1 MW et l'analyse économique de cette dernière est dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.30. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des TàGs dans la zone Nord.

Scénario TàG	Puissance (MW)	Energie (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A '20 ans'	3,1	543,12	6,51	0,044	1,37	13,57

Ces résultats montrent que la VAN de ce scénario «TàG» est supérieure à 1 million de dollars, ce qui est inférieur à celui de 800 T/j.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Dans ce cas, ce scénario contient trois moteurs comme le montre dans la figure IV.16.

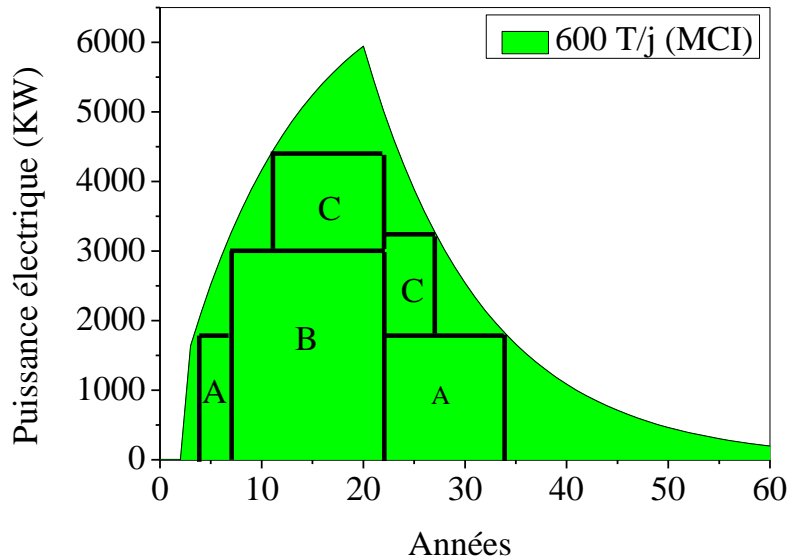


Figure IV.16. Scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

L'analyse de ces puissances est présentée dans le tableau IV.31.

Tableau IV.31. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

	Pu _{éle} (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	1,8	236,52	3690000	0,056
B '15 ans'	3	394,2	4200000	0,033
C '15 ans'	1,4	183,96	2536000	0,035

L'analyse économique de ce scénario est illustrée dans le tableau IV.32.

Tableau IV.32. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

Scénario MCI	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B+C '30 ans'	814,68	10,42	0,040	2,53	16,73

Dans ce scénario, les revenus ont atteint plus de 2,5 millions de dollars. La comparaison entre le scénario des MCIs avec le scénario des TàGs est montrée que le scénario des MCIs est le plus grand nombre de générateurs par rapport à TàG.

IV.4.1.5. Scénarios de 400 T/j des déchets

a. Cas d'une micro-turbine

Dans ce cas, nous ne pouvons pas utiliser la turbine à gaz, car pendant les 20 ans la puissance était inférieure à 3 MW. Donc, dans ce scénario, nous avons compté sur la micro-turbine, où ce dernier contient 7 micro-turbines, comme le montre dans la figure IV.17.

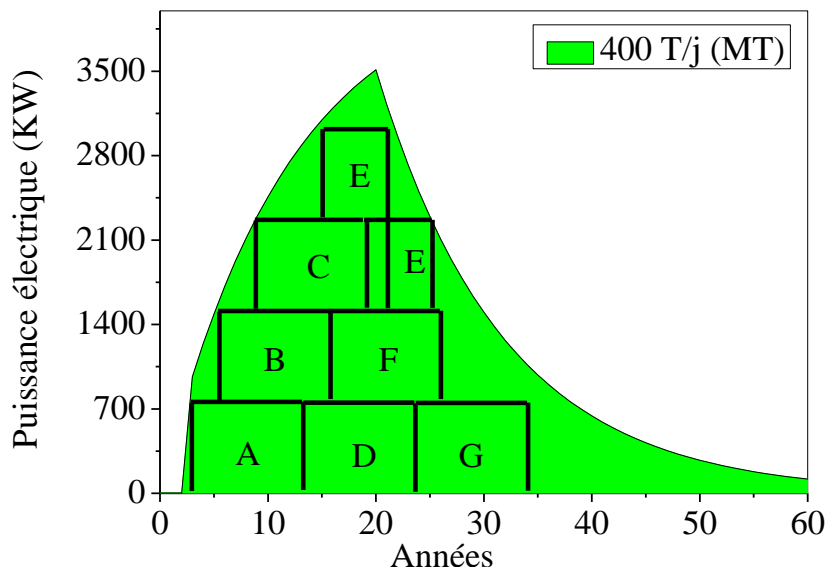


Figure IV.17. Scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.

L'analyse économique de ces puissances est montrée dans le Tableau IV.33.

Tableau IV.33. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.

	Puissance (KW)	Énergie (GWh)	Co(\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	750	65,7	1.173.850	0,045
B '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
C '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
D '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
E '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
F '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
G '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024

À travers le Tableau IV.33, l'analyse économique du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord est présentée dans le Tableau ci-dessous.

Tableau IV.34. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone Nord.

Scénario MT	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B+C+D+E+F+G '30 ans'	459,9	6,09	0,027	3,29	11,41

La VAN dans ce scénario égal à 3,29 millions de dollars et plus importante par apport au cas de 600 T/j et ceci est dû au faible coût de l'électricité pour ce projet par rapport à TàG.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Les puissances de ce scénario par des MCIs dans la figure IV.18.

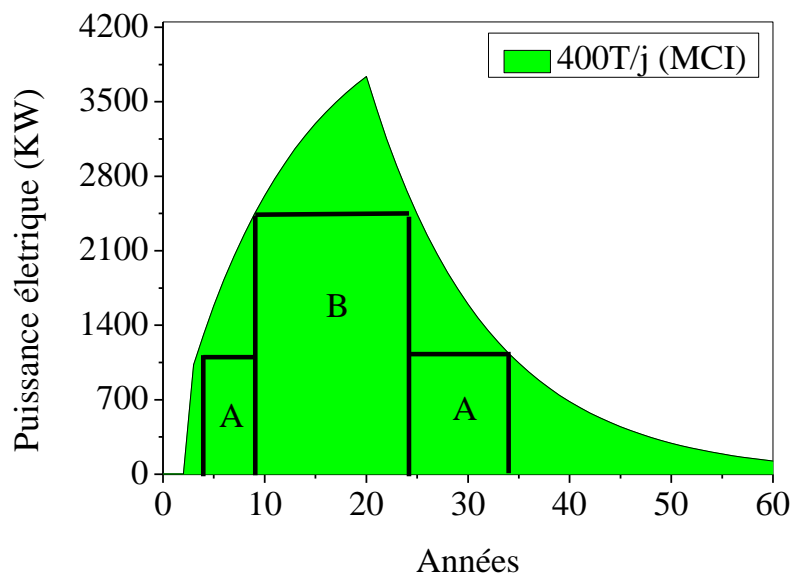


Figure IV.18. Scénario de 400 T/j avec des MCIs dans la zone Nord.

L'analyse économique des puissances de ce scénario est dans le Tableau IV.35

Tableau IV.35. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

	Pui _{éle} (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	1,1	144,54	2.780.000	0,063
B '15 ans'	2,4	315,36	3.576.000.	0,033

L'analyse économique de ce projet dans le Tableau IV.36.

Tableau IV.36. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone Nord.

Scénario MT	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B'30 ans'	459,9	6,35	0,042	1,14	18,7

Grâce à ces résultats, nous constatons que ce scénario donne la même énergie électrique produite dans le scénario des MTs, mais les revenus « VAN » sont inférieurs en raison du coût élevé de l'investissement initial du MCI par rapport à MT.

IV.4.1.6. Scénarios de 200 T/j des déchets

a. Cas d'une micro-turbine

Ce scénario contient quatre micro-turbines comme le montre la figure VI.19.

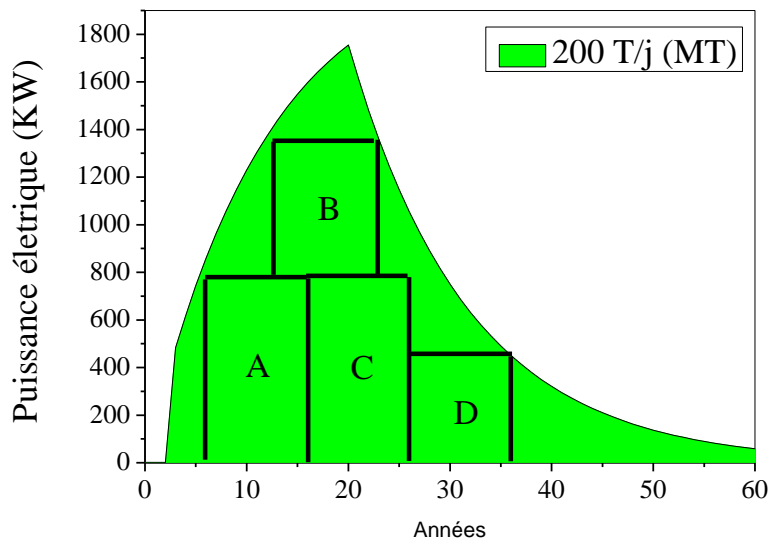


Figure IV.19. Scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone Nord.

L'analyse économique de ces puissances est dans le tableau IV.37.

Tableau IV.37. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone Nord.

	Pui_éle (KW)	E_éle (GWh)	Co(\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	750	65,7	1173850	0,045
B '10 ans'	600	52,56	715415	0,027
C '10 ans'	750	65,7	821694	0,024
D '10 ans'	450	39,42	598424	0,032

Sur la base de ces résultats, nous avons obtenu l'évaluation économique du projet sur 30 ans comme indiqué dans le Tableau IV.38.

Tableau IV.38. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone Nord.

Scénario MT	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Million \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Million \$)	TRI (ans)
A+B+C+D '30 ans'	223,38	3,3	0,032	1,25	13,74

Les résultats économiques montrent que, la VAN de ce scénario à la fin du projet est de 1,25 million de dollars, ce qui est inférieur au projet de 400 T/j des MTs et cela est dû au manque d'énergie produite.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Ce scénario contient un seul moteur comme indiqué dans la figure IV.20.

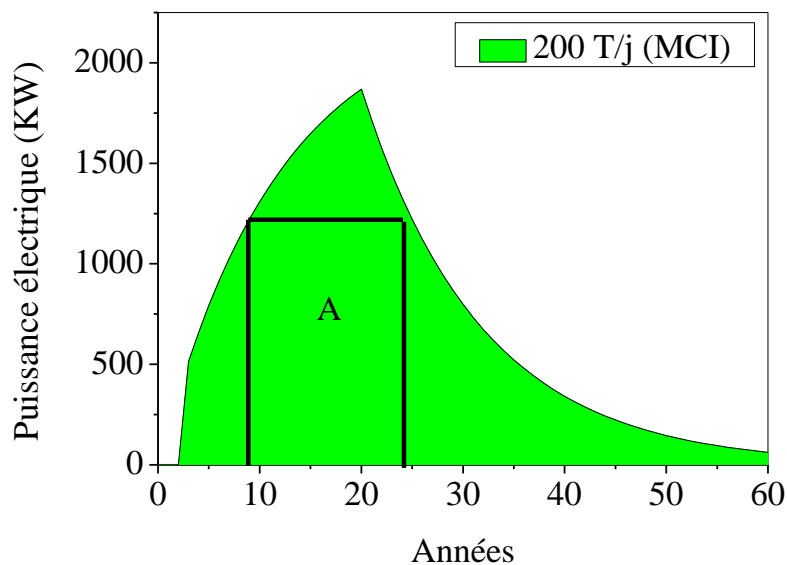


Figure IV.20. Scénario de 200 T/j par un MCI dans la zone Nord.

L'analyse économique de ce scénario est l'analyse économique de cette puissance et est montrée dans le tableau IV.39.

Tableau IV.39. Analyse économique du scénario de 200 T/j par un MCI dans la zone Nord.

Scénario MCI	Pui _{éle} (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Million \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Million \$)	TRI (ans)
A'15ans'	1,2	157,68	2,91	0,061	-0,97	/

Dans ce cas, le projet n'est pas rentable en raison du coût d'investissement initial élevé.

IV.4.1.7. Analyse comparative des scénarios de la zone Nord

Dans ce cas, nous avons comparé les résultats obtenus à partir de l'analyse économique de la conversion électrique du biogaz dans la zone Nord d'Algérie. Cette comparaison est illustrée dans la figure IV.21.

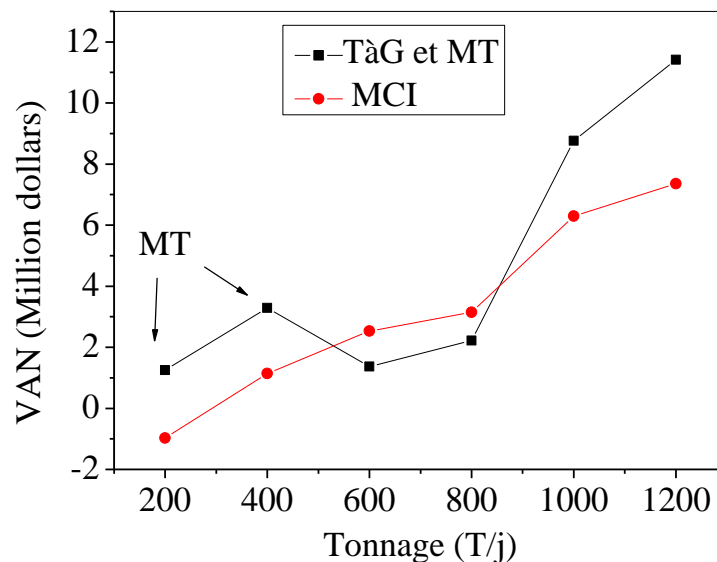


Figure IV.21. Effet de variation de la quantité des déchets sur la VAN de la zone nord.

Comme une analyse générale de ces résultats, nous constatons que chacun de ces générateurs s'intègre et réussit dans certaines gammes de puissance. Comme il est clair que la TàG est la plus rentable dans les grandes puissances, mais le MCI est le plus performant dans les puissances moyennes, tandis que la MT l'est dans les petites puissances et est la plus rentable.

Dans ce cas, nous trouvons que dans le cas de 1200 et 1000 T/j, les TàGs sont les meilleurs économiquement, car dans ce cas nous avons utilisé plusieurs turbines, donc une plus grande exploitation de la puissance produite et l'utilisation du troisième modèle pour calculer la rentabilité du projet parce qu'il y a plusieurs turbines.

Mais dans le cas de 800 et 600 T/j, nous remarquons l'inversion des résultats où le MCI est devenu plus rentable que la TàG, car dans le cas des turbines dans ces tonnages, nous avons utilisé pour chaque scénario une seule TàG, alors que le cas du MCI nous avons utilisé plusieurs moteurs et ainsi exploité la plus grande puissance électrique. Enfin, dans le cas des

400 et 200 T/j, on note le succès des MTs par rapport au MCI et c'est toujours pour la même raison de la grande multiplicité des MTs.

Comme résultat final de cette analyse économique, il convient de dire

- En comparant une TàG avec un MCI, nous trouvons que les TàGs sont les meilleures et cela est dû au faible coût d'investissement.
- Multiplicité les MTs est la meilleure façon pour d'optimiser l'exploitation de la puissance électrique et pour une plus grand rentabilité

IV.4.2. Analyse économique des scénarios dans la zone semi-aride d'Algérie

Comme mentionné précédemment au chapitre II. La zone semi-aride a suggéré trois valeurs pour la quantité de déchets entrant dans les CETs. Donc, dans cette partie, nous allons faire une évaluation économique pour déterminer la rentabilité de ces projets pour ces quantités de déchets dans cette région.

VI.4.2.1. Scénarios de 600 T/j de déchets

Dans ce cas nous ne pouvons pas utiliser la TàG car pendant les 20 ans la puissance est inférieure à 3 MW et ceci est en dehors de sa gamme de fonctionnement. Pour cette raison, nous dépendrons de la multiplicité des micro-turbines.

a. Cas d'une micro-turbine

Ce scénario contient 8 MTs distribués comme indiqué dans la figure IV.22.

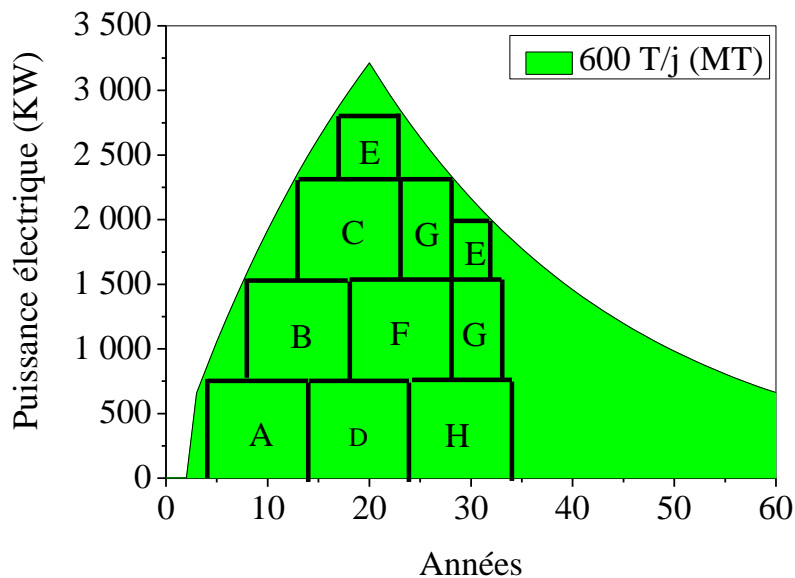


Figure. IV.22. Scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces puissances dans le tableau IV.40.

Tableau IV.40. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi aride.

	Pui_{éle} (KW)	E_{éle} (GWh)	C₀(\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	750	65,7	1.173.850	0,045
B '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
C '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
D '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
E '10 ans'	550	48,18	677.802	0,029
F '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
G '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
H '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024

Ainsi l'analyse économique de ce scénario dans le Tableau IV.41.

Tableau IV.41. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

Scénario MT	E_{éle} (GWh)	C₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B+C+D+E+F+G+H '30 ans'	508,08	6,77	0,027	4,03	11,79

Grâce à cette analyse, nous avons constaté que la VAN de ce projet sur 30 ans est égal à 4 million de dollars. Ce scénario est rentable pour les investisseurs privé car le TRI est inférieur à la moitié de la durée de vie du projet.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Dans ce scénario, nous avons utilisé deux moteurs comme indiqué dans la figure VI.23.

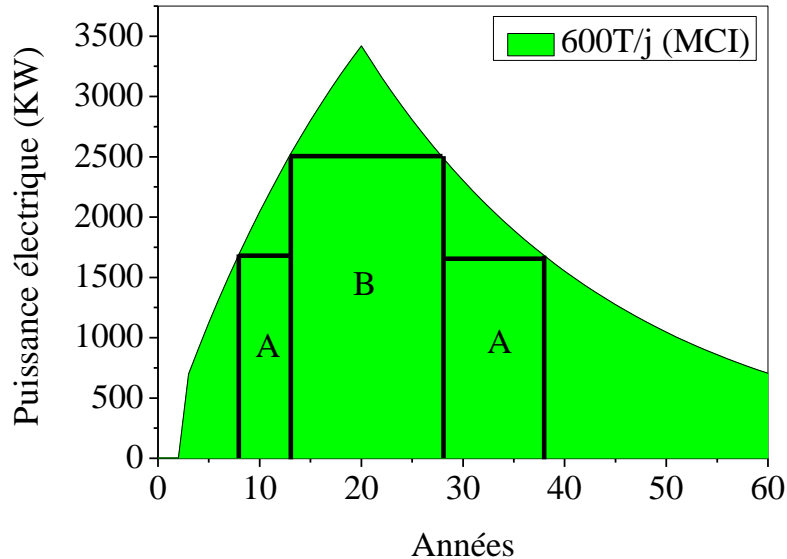


Figure. IV.23. Scénario de 600 T/j par des MCI dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces deux puissances est dans le Tableau IV.42.

Tableau IV.42. Analyse économique des puissances du scénario de 600 T/j par des MCI dans la zone semi aride.

	Pui _{éle} (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	1,6	210,24	3.430.000	0,057
B '15 ans'	2,5	328,5	3.576.000	0,033

Sur la base de ces résultats, une analyse économique de ces puissances est présentée dans le tableau IV.43.

Tableau IV.43. Analyse économique du scénario de 600 T/j par des MCI dans la zone semi aride.

Scénario MCI	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B'30 ans'	538,74	7	0,042	1,48	17,64

Ces résultats démontrent que, ce scénario dans le cas du MCI est moins rentable que dans le cas des MTs et ceci en raison du faible coût d'investissement initial de la MT.

IV.4.2.2. Scénarios de 400 T/j de déchets

a. Cas d'une micro-turbine

Le scénario illustré à la figure IV.24 montre qu'il contient cinq micro-turbines.

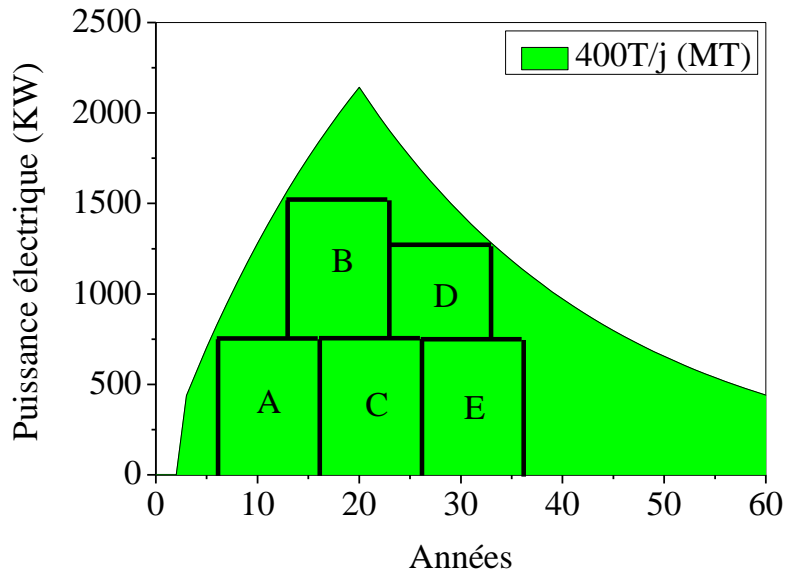


Figure. IV.24. Scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces scénarios montrée dans le tableau IV.44.

Tableau IV.44. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

	Pui _é le (KW)	E _é le (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	750	65,7	1.173.850	0,045
B '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
C '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024
D '10 ans'	500	43,8	638867	0,03
E '10 ans'	750	65,7	821.694	0,024

L'analyse économique de ce scénario est présentée dans le Tableau IV.45.

Tableau IV.45. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

Scénario MT	E _é le (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B+C+D+E '30 ans'	306,6	4,27	0,029	2,22	11,65

Dans ce scénario, la VAN est arrivée à plus de 2 millions de dollars, ce qui est plus faible que dans le cas de 600T/j, en raison de la faible production d'énergie avec du faible tonnage.

b. Cas d'un moteur à combustion interne

Ce scénario est réalisé par un moteur à combustion interne représenté sur la figure IV.25.

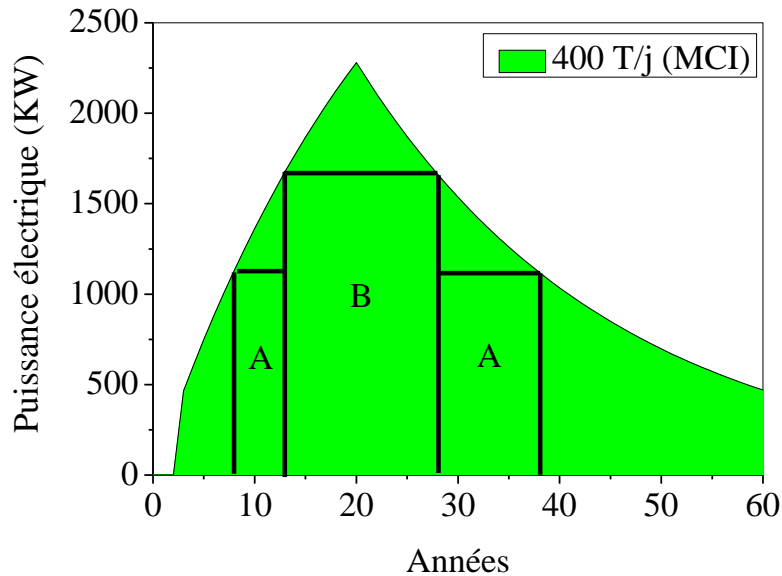


Figure. IV.25. Scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces deux moteurs figure dans le tableau IV.46.

Tableau IV.46. Analyse économique des puissances du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.

	Puissance (MW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	1,1	144,54	3.430.000	0,057
B '15 ans'	1,6	210,24	2.744.000	0,034

L'analyse économique de ce scénario est dans le tableau suivant.

Tableau IV.47. Analyse économique du scénario de 400 T/j par des MCIs dans la zone semi-aride.

Scénario MCI	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B'30 ans'	378,54	6,17	0,043	0,91	19,93

Les résultats de ce scénario sont plus faibles lorsqu'on les compare au scénario de la MT. Donc, les MTs sont toujours les meilleures.

IV.4.2.3. Scénarios de 200 T/j de déchets

a. Cas d'une micro-turbine

Dans ce scénario, nous avons utilisé trois micro-turbines comme indiqué dans la figure IV.26.

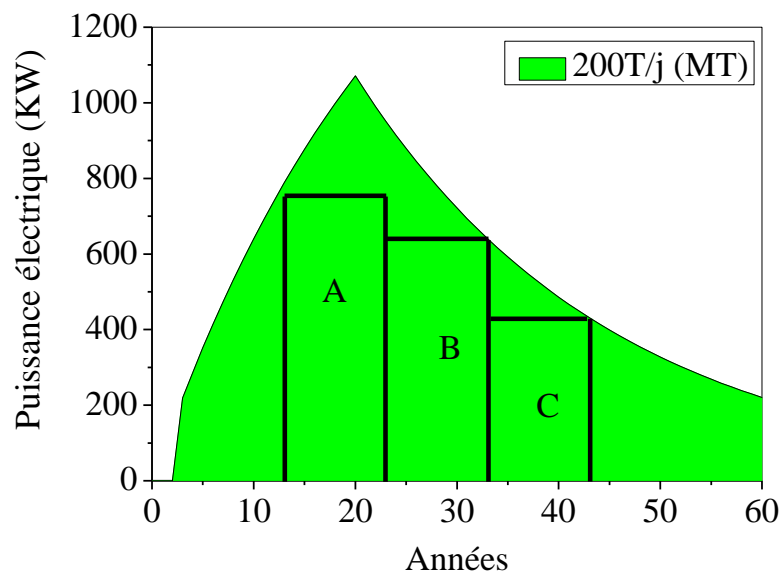


Figure IV.26. Scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces puissances est présentée dans le tableau IV.48.

Tableau IV.48. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

	Puissance (kW)	E _é (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/kWh)
A '10 ans'	750	65,7	1.173.850	0,045
B '10 ans'	640	56,06	744.656	0,026
C '10 ans'	430	37,66	581.773	0,032

Sur la base de ces résultats, nous avons atteint ce tableau pour ce scénario.

Tableau IV.49. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone semi-aride.

Scénario MT	E _é (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B+C '30 ans'	159,42	2,49	0,035	0,82	14,65

Les revenus « VAN » de ce scénario ont atteint moins d'un million de dollars de moins que dans le cas de 400 T/j.

b. Cas d'un petit moteur à combustion interne

Dans ce scénario, nous ne pouvons pas utiliser le MCI car pendant 15 ans la puissance est inférieure à 1 MW. Pour cela, dans ce scénario, nous avons utilisé les petits moteurs à combustion interne.

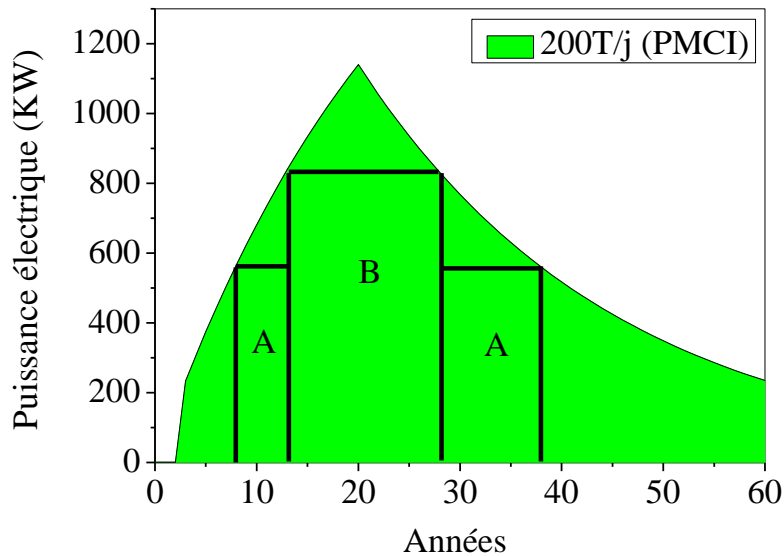


Figure. IV.27. Scénario de 200 T/j par des PMCI dans la zone semi-aride.

L'analyse économique de ces puissances se trouve dans le tableau IV.50.

Tableau IV.50. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des PMCI dans la zone semi-aride.

	Pui _é le (KW)	E _é le (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '15 ans'	560	73,58	1.288.000	0,052
B '15 ans'	800	105,12	1.656.000	0,038

Donc, l'analyse économique de ce scénario est présentée dans le tableau suivant.

Tableau IV.51. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des PMCI dans la zone semi-aride.

Scénario PMCI	E _é le (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B'30 ans'	178,7	2,93	0,043	0,62	21,05

À partir de ces résultats, nous constatons que la VAN dans ce cas est plus faible que dans le cas des MTs.

IV.4.2.4. Analyse comparative des scénarios dans la zone semi-aride

L'analyse de la comparaison économique des scénarios de régions semi-arides est illustrée sur la figure IV.28.

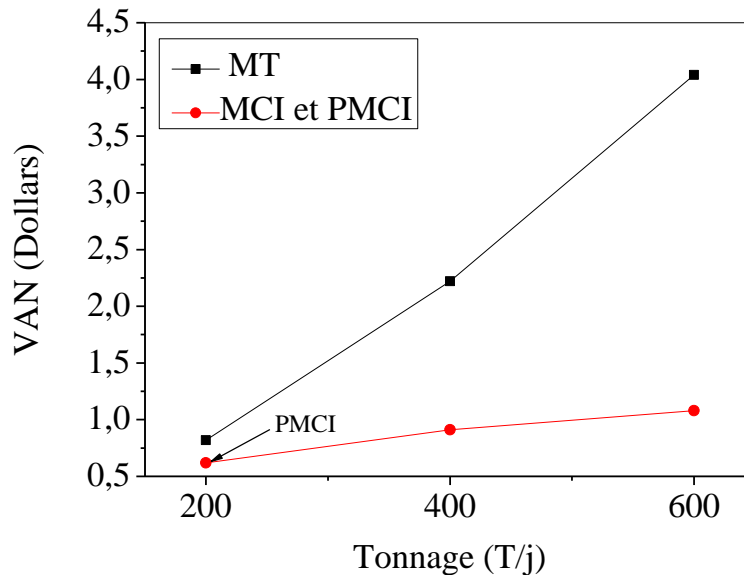


Figure IV.28. Effet de variation de la quantité de déchets sur la VAN dans la zone semi-aride.

Sur la base de cette comparaison, nous trouvons que la MTa donné les meilleurs rentabilités par rapport au MCI, par exemple, à 600 T/j, le revenu est de quatre fois plus et dans le cas de 400 T/j, il a plus que doublé que lors de l'utilisation du MCI. Mais lors de l'utilisation du PMCI nous n'avons pas remarqué cette grande différence et cela est dû à la multiplicité des PMCI et à cause de la petite gamme de puissance qui leur a permis d'exploiter la plus grande quantité de puissance.

IV.4.3. Analyse économique des scénarios dans la zone aride d'Algérie

Sur la base des résultats économiques de la région Nord et semi-aride démontrent que les meilleures technologies pour la conversion électrique du biogaz dans les petites gammes de puissance (< 1 MW) sont les micro-turbines, et tandis que la puissance produite à partir de la zone aride est très petite, donc, nous allons présenter des scénarios avec des MTs seules.

IV.4.3.1. Scénarios de 200 T/j de déchets

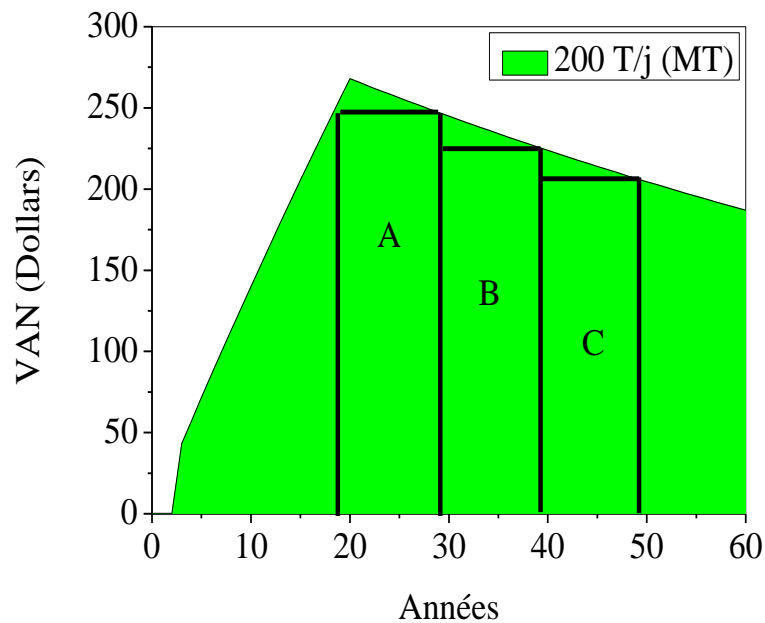


Figure IV.29. Scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.

L'analyse économique de ce scénario se trouve dans le tableau IV.52.

Tableau IV.52. Analyse économique des puissances du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.

	Pu _{éle} (KW)	E _{éle} (GWh)	C ₀ (\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	240	21,02	578.707	0,076
B '10 ans'	220	19,27	383.797	0,044
C '10 ans'	200	17,52	361.750	0,046

L'analyse économique de ce projet est dans le Tableau IV.64.

Tableau IV.53. Analyse économique du scénario de 200 T/j par des MTs dans la zone aride.

Scénario PMCI	E _{éle} (GWh)	C ₀ (Millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (Millions \$)	TRI (ans)
A+B'30 ans'	57,81	1,31	0,056	-0,11	/

Ces résultats démontrent que ce projet n'est pas économiquement rentable et ceci en raison du coût de la vente d'électricité ($P_{i\acute{e}l} = 0,05$) inférieure au coût de l'électricité pour ce projet ($CE = 0,056$).

IV.4.3.2. Scénarios de 100 T/j de déchets

Le scénario de tonnage de 100T/j de la zone aride est présenté dans la Figure IV.30.

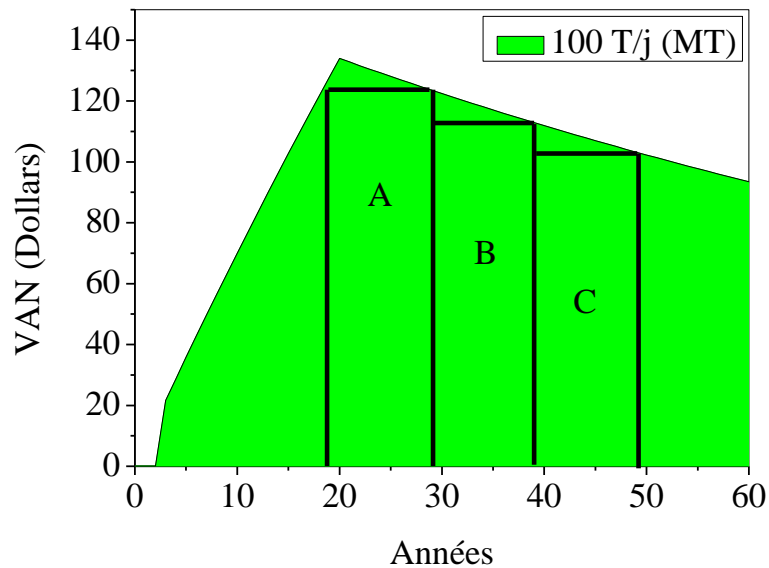


Figure. IV.30. Scénario de 100 T/j par une MT dans la zone aride.

L'analyse économique de ces puissances est dans le Tableau VI.54.

Tableau IV.54. Analyse économique des puissances du scénario de 100 T/j par des MT dans la zone aride.

	P_{i$\acute{e}l$} (KW)	E_{$\acute{e}l$} (GWh)	C₀(\$)	CE (\$/KWh)
A '10 ans'	120	10,51	376.365	0,099
B '10 ans'	110	9,63	249.604	0,057
C '10 ans'	100	8,76	235.266	0,059

À travers l'Analyse économique dans le tableau ci-dessus, les puissances du scénario de 100 T/j par une MT dans la zone aride ne sont pas rentables.

IV. 5. Analyse environnementale des scénarios sélectionnés

Le stockage de déchets ménagers génère des gaz à effet de serre (GES); le CO₂ et le CH₄ principalement « voir Annexe B ». Le protoxyde d'azote N₂O n'est pas pris en compte dans la présente étude bien qu'il puisse être présent en faible proportion dans le biogaz [8]. Les gaz à effet de serre sont également réduits par le décalage des émissions de dioxyde de carbone (CO₂). Les projets de production d'électricité déplacent le CO₂ qui aurait autrement été généré par les combustibles fossiles brûlés dans les centrales électriques conventionnelles.

Le rapport sur le budget global du carbone relatif à l'année 2014 montré que, une hausse d'émission du dioxyde de carbone vers l'atmosphère de seulement de 0,6 % par rapport à l'année 2013 pour atteindre 35,9 GMTCO₂E [9].

Dans le cas d'Algérie, une légère hausse d'émission globale de dioxyde de carbone de 147 MMTCO₂E en 2014 contre 143 MMTCO₂E soit une hausse de 2,8 %. En termes d'émissions par habitant, le rapport enregistre 3,8 tonnes CO₂ par personne par an en 2014 contre 3,7 tonnes CO₂ par personne par an en 2013. L'Algérie est classée en 33^{ème} place au niveau mondial, 3^{ème} au niveau Africain après l'Afrique du Sud (476 MMTCO₂E) et l'Egypte (237 MMTCO₂E) mais ne représente que 0,41 % de l'émission mondiale en 2014 contre 0,36% en 2013 [9].

Dans cette étude, nous effectuerons une analyse environnementale des scénarios sélectionnés dans le cas de CET de Batna et de l'Algérie, par calculles réductionsde gaz à effet de serre. Le calculateur des avantages énergétiques du gaz d'enfouissement [10] peut être utilisé pour estimer les réductions directes, évitées et totales de gaz à effet de serre.

IV.5.1. Analyse environnementale des scénarios du CET de Batna

L'analyse environnementale des scénarios du CET de Batna présentée dans le tableau IV.55.

Tableau IV.55. Analyse environnementale des scénarios du CET de Batna

Premier scénario du PMCI						
Émissions équivalentes réduites directes		Émissions équivalentes réduites évitées		Émissions équivalentes réduites totales		
MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CO ₂ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	Ton CO ₂ /an
0,0390	1721	0,0033	3603	0,0423	1721	3603
MMT _{CO₂} E totales pour 1 ^{er} scénario du PMCI sur 30 ans = 1,269 MMT _{CO₂} E						
deuxième scénario du PMCI						
Émissions équivalentes réduites directes		Émissions équivalentes réduites évitées		Émissions équivalentes réduites totales		
MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CO ₂ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	Ton CO ₂ /an
0,0362	1 598	0,0030	3 344	0,0393	1 598	3 344
MMT _{CO₂} E totales pour 2 ^{eme} scénario du PMCI sur 30 ans = 1,179 MMT _{CO₂} E						
Première scénario de la MT						
Émissions équivalentes réduites directes		Émissions équivalentes réduites évitées		Émissions équivalentes réduites totales		
MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CO ₂ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	Ton CO ₂ /an
0,0357	1 574	0,0030	3 294	0,0387	1 574	3 294
MMT _{CO₂} E totales pour 1 ^{ere} scénario du MT sur 30 ans = 1,161 MMT _{CO₂} E						
Deuxième scénario de la MT						
Émissions équivalentes réduites directes		Émissions équivalentes réduites évitées		Émissions équivalentes réduites totales		
MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CO ₂ /an	MMT _{CO₂} E/an	Ton CH ₄ /an	Ton CO ₂ /an
0,0370	1 633	0,0031	3 419	0,0401	1 633	3 419
MMT _{CO₂} E totales pour 2 ^{eme} scénario du MT sur 30 ans = 1,203 MMT _{CO₂} E						

Les résultats de ce tableau montrent que la valeur totale des émissions équivalentes réduites est la somme des émissions équivalentes réduites directes et des émissions équivalentes réduites évitées. Où, Les émissions équivalentes réduites directes sont le résultat de la combustion du méthane dans le biogaz plutôt qu'émis dans l'atmosphère et les émissions équivalentes réduites évitées représentent la valeur du carbone évité produit dans le cas de la

combustion de combustibles fossiles pour produire la même énergie électrique à partir du biogaz.

L'analyse environnementale des scénarios du CET de Batna illustre que, les émissions équivalentes réduites globales de ces quatre scénarios sont égales à 0,04 MMTCO₂E, équivalent à plus de 1,1 millions MTCO₂E à la fin du projet (30 ans).

IV.5.2. Analyse environnementale des scénarios dans la zone Nord d'Algérie

Dans ce cas, nous avons effectué une analyse environnementale par calcul des émissions équivalentes réduites directes, évitées et totales du CO₂, pour évaluer l'importance environnementale de la conversion électrique du biogaz en Algérie.

Tableau IV.56. Analyse environnementale des scénarios dans la zone Nord d'Algérie.

		MMT _{CO₂E} directes	MMT _{CO₂E} Évitées	MMT _{CO₂E} Totales
1200 T/j	TàG	8,223	0,687	8,91
	MCI	8,133	0,681	8,814
1000 T/j	TàG	6,912	0,579	7,491
	MCI	7,455	0,624	8,079
800 T/j	TàG	3,614	0,302	3,918
	MCI	5,217	0,438	5,655
600 T/j	TàG	2,802	0,234	3,036
	MCI	4,203	0,351	4,554
400 T/j	MT	2,373	0,198	2,571
	MCI	2,373	0,198	2,571
200 T/j	MT	1,152	0,096	1,248
	MCI	0,813	0,067	0,882

Les résultats de ce tableau nous montrent le grand avantage environnemental de la conversion du biogaz en électricité dans le nord algérien. Par exemple, une seule décharge avec un tonnage quotidien égal 1200 tonnes permet d'obtenir une réduction totale d'environ 9 millions M_TCO₂E.

Effet de la tonne quotidienne des décharges de la zone nord sur les émissions équivalentes réduites totales du CO₂ est résumé à la figure IV.31.

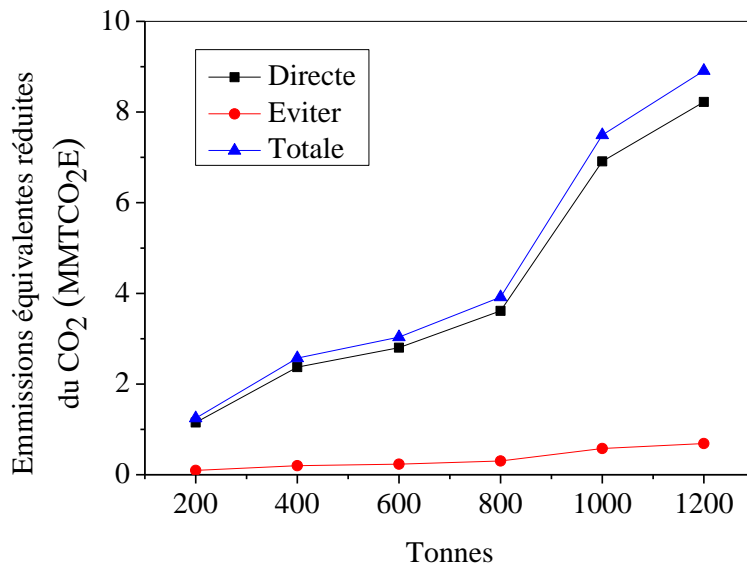


Figure. IV.31. Emissions équivalentes réduites directes, évitées et totales dans la zone Nord d'Algérie.

Cette figure montre que, premièrement, lorsque la quantité de déchets diminue, la quantité des émissions équivalentes réduites diminue car cette dernière est directement proportionnelle à l'énergie électrique produite pendant et à la fin de la durée de vie du projet. Et deuxièmes que les émissions équivalentes réduites directes sont beaucoup plus élevées que les émissions équivalentes réduites évitées (12 fois plus), parce que, les premières sont spécifiques au méthane, où le potentiel de réchauffement global de ce dernier est plus de 25 fois plus grand que le potentiel de réchauffement global de CO₂ [11], En outre, le gaz fossile dans cette comparaison est le gaz naturel, qui contient deux fois plus de méthane trouvé dans le biogaz.

IV.5.3. Analyse environnementale des scénarios de la zone semi-aride d'Algérie

L'analyse environnementale des scénarios de la région semi-aride d'Algérie sont présentée dans le tableau IV.57.

Tableau IV.57. Analyse environnementale des scénarios dans la zone semi-aride d'Algérie

		MMTCO ₂ E directes	MMTCO ₂ E Evitées	MMTCO ₂ E Totales
600 T/j	MT	2,616	0,219	2,835
	MCI	2,778	0,234	3,012
400 T/j	MT	1,572	0,132	1,704
	MCI	1,953	0,162	2,115
200 T/j	MT	0,828	0,069	0,897
	PMCI	0,921	0,078	0,999

Les résultats de ce tableau montrent que les émissions équivalentes réduites dans le cas du MCI et PMCI sont meilleures que dans le cas de la MT.

Pour plus de clarification, L'analyse environnementale des scénarios par MCI dans la zone semi-aride est présentée dans la figure suivante.

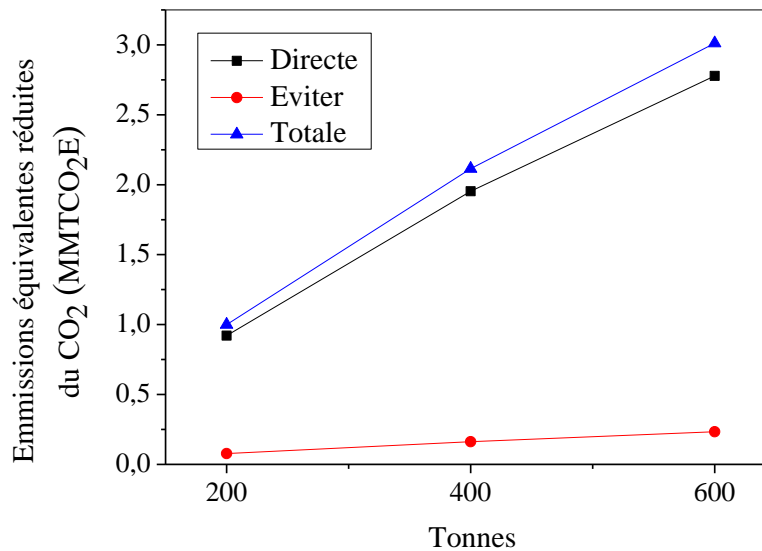


Figure. IV.32. Emissions équivalentes réduites directes, évitées et totales dans la zone semi-aride d'Algérie.

Ces résultats montrent qu'avec la réduction de la quantité de déchets, la quantité d'émissions équivalentes réduites diminue, mais en comparant les émissions équivalentes réduites de la zone semi-aride à la zone Nord, nous trouvons que, les émissions de ces dernières sont plus importantes et elles sont toujours dues à la grande quantité de biogaz produite dans cette région.

Dans la zone aride, il n'y a pas de projet économiquement rentable donc nous n'avons pas effectué d'analyse environnementale.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les processus d'évaluation économique de la conversion électrique du biogaz, les trois indicateurs de la rentabilité économique de l'investissement étant les CE, VAN, TRI.

L'étude économique de la conversion électrique du biogaz du CET de Batna et en Algérie a montré que les micro-turbines sont généralement les mieux adaptés aux besoins de puissances basses. Les moteurs à combustion interne sont bien adaptés aux projets de moyenne taille, tandis que les turbines à gaz sont les mieux adaptées aux projets de plus grande taille.

Pour la conversion électrique du CET de Batna la meilleure technologie est la micro-turbine.

L'étude économique de la conversion électrique du biogaz à l'échelle nationale a montré que, avec une augmentation de la quantité de déchets, il y a une augmentation dans la production électrique finale du projet, ce qui augmente considérablement les revenus du projet.

En fin de compte, cette étude a montré le besoin urgent d'investir dans des projets de la conversion électrique en Algérie d'un point de vue économique et environnement, en particulier dans la zone nord avec des grands tonnages.

Références

- [1] U.S. EPA LMOP. LFG Energy Project Development Handbook. 2014.
- [2] U.S. EPA LMOP. The Landfill Gas Energy Cost Model, LFGcost-Web. 2014.
- [3] Jun Young Kang, Do Won Kang, Tong Seop Kim, Kwang BeomHur. Economic evaluation of biogas and natural gas co-firing in gas turbine combined heat and power systems. Applied Thermal Engineering. 70, 723-731. 2014.
- [4] Commission Européenne. Décision d'exécution de la commission. Relative au programme d'action annuel 2016 et au programme d'action annuel 2017 (partie 1) en faveur de l'Algérie à financer sur le budget général de l'Union. Bruxelles, le 10.11.2016.
- [5] Programme MEDA de l'Union Européenne. Intégration progressive des marchés d'électricité de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l'électricité de l'Union Européenne. Rapport définitif. Juin 2010.
- [6] Hybrid Optimization of Multiple Energy Ressources (HOMER). model. Disponible à: <http://ledsgp.org/resource/hybrid-optimization-of-multiple-energyresourcesmodel/?loclang>.
- [7] State Department for Statistics of Georgia, Georgian Households, Tbilisi. (2001).
- [8] Matthias Staub, Jean-Pierre Gourc, Possibilités de réduction des émissions de gaz à effet de serre liées au stockage de déchets. Université de Grenoble. Revue Francophone d'Ecologie Industrielle -n°52- 2008.
- [9] <http://portail.cder.dz/spip.php?article5016>.
- [10] LFG Energy Benefits Calculator. 2016.
- [11] Jean-Pierre Gourc, Matthias Staub. Bilan environnemental des installations de stockage Réduction des émissions de gaz à effet de serre et valorisation du biogaz: une actualisation nécessaire de la conception des couvertures. Ingénieries spécial. 2009.

Conclusion générale

2. Conclusion générale

L'étude que présente cette thèse démontre l'intérêt économique derrière l'exploitation des CETs en Algérie pour des fins énergétiques. En effet, les CETs tels qu'ils sont maintenant sur le territoire algérien, s'ils ne sont pas valorisés énergétiquement, ne sont que le confinement de méthane, qui doit être torché par crainte d'explosions sur site. D'un point de vue économique c'est une grande perte.

Le travail de recherche effectué dans cette thèse adopte une démarche technico-économique pour la production d'électricité à partir de biogaz. Cette démarche est appliquée sur un cas réel, qui est le CET de Batna. L'étude évalue la valorisation énergétique de ce CET sur une durée de trente ans. La méthodologie d'évaluation technico-économique d'un projet de biogaz se base sur plusieurs modèles, où chaque modèle est approprié à chaque phase. Le modèle cinétique de première ordre est appliqué pour évaluer la quantité du biogaz (autrement dit du méthane) qui peut être générée par les déchets enfouis dans le CET. On se sert d'un modèle thermochimique pour quantifier l'énergie thermique que peut dégager ce biogaz le long de la durée de vie du CET. Ensuite, vient l'estimation, par loi thermodynamique, de la production en électricité délivrée par les systèmes sélectionnés. Enfin, l'évaluation économique adopte trois modèles basés sur les paramètres suivants : le coût d'achat et d'installation d'équipements (coût d'investissement initial), coût d'opération et de maintenance (coût reparti sur toute la durée de vie du projet), et le coût dû à l'inflation et intérêt. En fonction de leurs capacités de génération d'électricité, en ordre croissant, quatre systèmes sont testés, à savoir, petit moteur à combustion interne, moteur à combustion interne, micro-turbine et turbine à gaz.

Doté de cette palette de systèmes, plusieurs scénarios de combinaisons et d'hybridations entre ses systèmes pour l'exploitation du CET sur sa durée de vie sont examinés. La rentabilité économique d'un scénario est évaluée par les indicateurs suivants, le coût d'électricité, la valeur actualisée nette, et le temps de retour sur investissement.

Cette étude a abouti aux principaux résultats suivants :

- Avec une capacité de déchets de 250 tonnes par jour, le CET de Batna atteint sa production maximal de biogaz, estimée à 11,5 millions de mètres cube en 2032.
- Les deux technologies les plus favorables techniquement sont les micro-turbines (< 750 kW), et les petits moteurs (< 1 MW).
- Entre ces deux technologies, l'installation de 4 micro-turbines dans le CET de Batna donne le scénario le plus rentable avec un cumul d'énergie électrique sur toute la

Conclusion générale

durée de vie du CET qui s'estime à 216GWh. Le coût total de ce projet sur trente ans est 3,2 millions de dollars. Avec ce scénario le coût de l'électricité à partir du biogaz revient à 0,033 \$/kWh, avec un retour sur investissement de quatorze ans et une valeur actualisée nette égale 1,14 millions de dollars.

Une étude complémentaire, examinant plusieurs tailles de CETs dans les trois zones climatiques algériennes, permet de dégager les résultats suivants.

- Comme premier résultat, d'une manière générale, les meilleurs générateurs économiquement viables sont les turbines à gaz dans les grandes gammes de puissance, supérieures à 3 MW, le moteur à combustion interne dans les puissances moyennes (>1 MW et < 3 MW), la micro-turbine et le petit moteur dans les petites puissances (<1 MW).
- Comme deuxième résultat, l'investissement dans le biogaz est plus rentable dans le nord, là où il y'a forte quantité de déchets, due à la forte densité de population, associée à un climat humide qui favorise la production de biogaz.

Annexe

Annexe A

L'analyse économique du projet total peut être vue de trois côtés selon le modèle qui définit chaque analyse, le troisième et le modèle qui est utilisé dans le calcul dans le chapitre 4.

A.1. Les modèles pour une évaluation économique

A.1.1. Le premier modèle

Ce modèle repose sur l'analyse économique de chaque puissance dans le projet total, ainsi, la faisabilité de ce projet est évaluée sur la base de la rentabilité de chaque puissance. Donc, la puissance rentable reste dans le projet et la puissance non rentable sort du projet.

A.1.2. Le deuxième modèle

Dans le second modèle, le projet total est évalué économiquement à partir de l'évaluation économique de toutes ses puissances. Donc, calculer le coût de l'électricité pour chaque puissance (CE), puis calculer le coût de l'électricité pour le projet (CE_{projet}), et puis l'évaluation économique globale du projet à travers le calcul la VAN et le TRI sur la durée de vie du projet en fonction du CE_{projet} .

La nature de crédit dans ce modèle dépend du tirage de tout l'argent pour le projet total (toutes les puissances) une fois, donc, lors du calcul du coût de l'électricité pour chaque puissance (CE), nous utilisons le coût d'investissement annuel (C_i).

A.2. Analyse économique des scénarios du CET de Batna par les deux modèles

A.2.1. Cas d'un petit moteur à combustion interne (PMCI)

A.2.1.1. Premier scénario du PMCI

a. Premier modèle

L'évaluation de la faisabilité économique des puissances de ce scénario par le premier modèle est résumée sur le tableau (A.1).

Tableau A.1. Faisabilité économique des générateurs de premier scénario des PMCIs par le premier modèle.

	CE (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A ' PMCI'	0,052	-165.797	/
B ' PMCI'	0,0501	-79	/
C ' PMCI'	0,0501	-197	/

À travers le tableau (Tab.VI.1); $CE > Pri_{éle}$, $VAN < 0$ et il n'y a pas de TRI dans la durée de vie de chaque générateurs de ce scénario. Donc tant que les générateurs pas rentable, alors ce dernier scénario économiquement n'est pas rentable par le premier modèle.

b. Deuxième modèle

Dans ce modèle, un compte pour le projet est approuvé pendant la durée de vie de la décharge (30 ans). L'analyse économique de premier scénario par le deuxième modèle est présentée dans le tableau ci-dessous. Tab. (A.2).

Tableau A.2. Faisabilité économique de projet de premier scénario des PMCI par le deuxième modèle.

	C_0 (millions \$)	$E_{éle}$ (GWh)	CE_{projet} (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A +B '30 ans'	3,74	227,31	0,0501	-11354	/

Notez que, même par ce modèle ce scénario n'est pas rentable.

A.2.1.2. Deuxième scénario du PMCI

a. Premier modèle

Les résultats économiques pour chaque puissance « premier modèle » du deuxième scénario de PMCI sont illustrés dans le tableau (A.3).

Tableau A.3. Faisabilité économique des puissances pour le deuxième scénario des PMCI par le premier modèle.

	CE (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A 'PMCI'	0,052	-227972	/
B 'PMCI'	0,0501	-170	/

Nous constatons que le changement de la puissance n'affecte pas sur la faisabilité économique parce que la VAN est toujours négatif. Cela est dû au coût de l'électricité 'CE' calculé pour chaque puissance est toujours supérieure au prix de vente d'électricité sur le marché, donc les ventes d'électricité moins que le coût d'investissement initiale du projet.

b. Deuxième modèle

La faisabilité économique pour le projet du deuxième scénario de PMCI sur 30 ans « période du projet » par le deuxième modèle est indiquée dans le tableau (A.4).

Tableau A.4. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des PMCI par le deuxième modèle.

deuxième scénario	E _{éle} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B '30 ans'	211,54	3,58	0,051	-105669	/

En conséquence, pour le prix de la vente d'électricité Algérien ($P_{i\text{éle}}=0,05$ \$/KWh); le deuxième scénario du PMCI par le deuxième modèle pas rentable.

A.2.2. Cas d'une micro-turbine (MT)

A.2.2.1. Premier scénario de la MT

a. Premier modèle

La faisabilité économique des puissances de ce scénario par le premier modèle résumée dans le tableau ci-dessous; tableau (A.5).

Tableau D.5. Faisabilité économique des puissances pour le premier scénario des MT par le premier modèle.

	CE (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A '10 ans'	0,048	37.916	9,5
B '10 ans'	0,036	506.535	5,2
C '10 ans'	0,056	-94257	/
D '10 ans'	0,037	425747	5,5

La première observation qui peut être déduite est que certaines des puissances de la micro-turbine sont économiquement réalisables dans le premier modèle par rapport à petit moteur à combustion en raison du faible coût d'investissement de la MT par rapport au PMCI. Les puissances électriques dans ce scénario sont de 750, 700, 660 et 290 KW, et comme l'objectif est l'exploitation maximale de la puissance électrique, nous avons utilisé la puissance de 290 KW. D'après l'évaluation économique, la micro-turbine est la plus rentable.

Toutes les puissances électriques dans ce premier scénario donnent une faisabilité économique rentable à l'exception à la puissance (290 KW) et qui devrait être retirée parce elle représente un charge sur la rentabilité du projet donc le meilleur scénario pour le premier modèle est ce scénario sans l'utilisation de la puissance 290 KW.

b. Deuxième modèle

Dans ce cas, nous effectuerons une analyse économique du projet sur toute la durée de vie (30 ans).

Tableau A.6. Faisabilité économique du projet du premier scénario des MTs par le deuxième modèle.

1 ^{er} scénario MT	E _{éle} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B+C+D '30 ans'	210,23	3,14	0,042	525.753	19

Les résultats économiques construits dans le tableau ci-dessus montrent l'importance du deuxième modèle par rapport au premier modèle, parce que la puissance 290 KW dans le premier modèle n'est pas rentable mais, bien qu'introduite dans le deuxième modèle, ce dernier était économiquement faisable et n'a pas travaillé cette puissance sur la perte du projet. Au contraire, il a plusieurs avantages: il contribue à augmenter la production d'énergie électrique finale et ainsi augmenter la combustion du méthane en dioxyde de carbone et ainsi protéger l'environnement.

A.2.2.2. Deuxième scénario de la MT

a. Premier modèle

Le tableau suivant résume les résultats économiques des puissances pour ce deuxième scénario par le premier modèle.

Tableau A.7. Faisabilité économique des puissances pour le deuxième scénario des MTs par le premier modèle.

	CE (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A '10 ans'	0,045	154.380	8.35
B '10 ans'	0,057	-102330	/
C '10 ans'	0,036	506.535	5,2
D '10 ans'	0,038	394236	5.7

Analyse économique de puissances indiquées dans le tableau (D.7), prouve que toutes ces puissances sont économiquement rentable sauf la puissance 280 KW.

b. Deuxième modèle

L'analyse économique du second scénario par second modèle est présentée dans le tableau (A.8)

Tableau A.8. Faisabilité économique du projet du deuxième scénario des MT par le deuxième modèle.

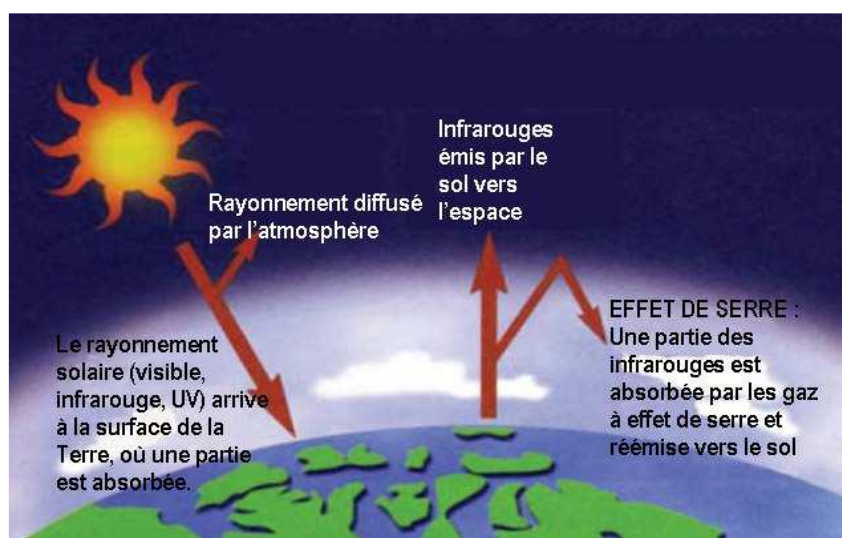
2 ^{ème} scénario MT	E _{éte} (GWh)	C ₀ (millions \$)	CE _{projet} (\$/KWh)	VAN (\$)	TRI (ans)
A+B+C+D '30 ans'	215,5	3,2	0,041	604.087	18

Tableau (A.8) montre que le deuxième scénario est meilleur que le premier scénario parce que VAN du deuxième scénario de la MT supérieure à VAN du premier scénario de la MT, en raison de coût de l'électricité est moindre que dans le premier scénario.

Annexe B

B.1. L'effet de serre est un phénomène naturel

Ce phénomène est provoqué par la présence de vapeur d'eau et de gaz dits « à effet de serre » (dioxyde de carbone, méthane, ...) dans l'atmosphère, qui retiennent la chaleur irradiée par la Terre sous forme de rayons infrarouges. Sans l'effet de serre, la température en surface serait de -18 °C.



B.2. Le Protocole de Kyoto cible les six gaz à effet de serre les plus importants

Depuis le XIX^{ème} siècle, de nouvelles sources d'émissions de gaz à effet de serre (GES) sont apparues, du fait du développement des activités industrielles. Aux émissions naturelles de dioxyde de carbone, de méthane et de protoxyde d'azote, sont donc venues s'ajouter des émissions anthropiques des trois gaz précédemment cités ainsi que de trois autres gaz n'existant pas naturellement. Ils ont chacun une durée de vie et un pouvoir de réchauffement différents qui sont détaillés dans le tableau suivant :

Tableau B.1. Gaz à effet de serre (GES) et leurs propriétés.

Nom	Durée de vie dans l'atmosphère (années)	PDR1 (éq. CO2)	Principales sources anthropiques	Principales activités du secteur des déchets contribuant aux émissions
Dioxyde de carbone (CO ₂)	5 – 200	1	- combustion de produits fossiles - activités industrielles (fabrication de ciment)	- collecte - incinération
Méthane (CH ₄)	12	25	- élevage des ruminants - exploitations pétrolières et gazières	- stockage - compostage
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	144	310	- engrais azotés - diverses industries chimiques	- compostage - incinération
Hydrocarbures fluorés (HFC)	1-270	De 140 à 11700	- anciens gaz propulseurs des bombes aérosols - anciens gaz réfrigérants (climatiseurs) - présence dans certains composés plastiques	Non émis lors de la gestion des déchets ménagers – gaz réfrigérants retrouvés dans certains déchets d'équipements électriques et électroniques
Hydrocarbures perfluorés (PFC)	2600-50000	De 6500 à 9200	- fabrication de l'aluminium	Non émis lors de la gestion des déchets ménagers
Hexafluorure de soufre (SF ₆)	3200	23900	- gaz détecteur de fuite, utilisé également pour l'isolation électrique	Non émis lors de la gestion des déchets ménagers

Sources : IPCC 2001 et ADEME

Pour pouvoir comparer les émissions des différents GES en termes de potentiel de réchauffement climatique, les experts internationaux s'accordent pour tout comptabiliser en « équivalent CO₂ ». Ainsi l'émission d'1 kg de méthane est équivalente à celle de 25 kg de CO₂.

Par ailleurs, la durée de vie dans l'atmosphère des différents gaz à effet de serre est également très variable, d'une année pour certains HFC, jusqu'à 50 000 ans pour le CF₄. Cette rémanence est prise en compte dans le calcul du pouvoir de réchauffement de façon à traduire le fait que certains gaz à effet de serre, émis en très petites quantités, peuvent avoir un effet très important.

B.3. Les conséquences du changement climatique sur les écosystèmes et les populations

La communauté scientifique internationale s'accorde sur le fait que l'augmentation de l'effet de serre risque d'engendrer des changements climatiques importants, générant par exemple, comme stipulé dans le 4^{ème} rapport du Groupe « Impacts, adaptations et vulnérabilité » (Groupe 2) du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat GIEC (IPCC en anglais):

- une augmentation des tempêtes, inondations, sécheresses ;
- un bouleversement de nombreux écosystèmes, avec un risque accru d'extinction pour 20 à 30 % des espèces animales et végétales étudiées, si la température globale augmente de 1,5 à 2,5 °C ;
- des crises liées aux ressources alimentaires, dues à une éventuelle réduction des productions agricoles dans les régions sèches et tropicales ;
- des dangers sanitaires, notamment dus à un changement de la distribution spatiale des vecteurs de maladies infectieuses ;
- des déplacements de population du fait de l'augmentation du niveau de la mer (18 à 59 cm d'ici 2100) devrait provoquer l'inondation de certaines zones côtières (notamment les deltas en Afrique et en Asie) et causer la disparition de pays entiers (Maldives, Tuvalu).

Source : Mission Interministérielle de l'Effet de Serre, 2007.

Résumé

Le CET de Batna est pris comme cas d'étude lors du développement d'une évaluation technico-économique de la conversion en électricité du biogaz en Algérie. Les calculs relatifs à un projet de biogaz reposent sur plusieurs modèles, où chaque modèle est appliqué à une phase bien déterminée. Il y'a quatre phases : i) évaluation de la quantité du méthane généré dans le CET, ii) quantification de son énergie thermique, iii) sélection des systèmes, et estimation de leurs conversion électrique, et iv) évaluation économique des scénarios technologiques adoptés. Le modèle économique se base sur les données suivantes : le coût d'achat et d'installation d'équipements (coût d'investissement initial), coût d'opération et de maintenance (coût réparti sur toute la durée de vie du projet), et coût dû à l'inflation et intérêt. Quatre systèmes de conversion électrique sont testés, à savoir, petit moteur à combustion interne, moteur à combustion interne, micro-turbine, et turbine à gaz. Les résultats de l'étude sont comme suit : Le CET de Batna est capable de générer une quantité de biogaz qui peut arriver à 0,366 m³/s sur les 25 premières années, puis la quantité décroît lentement sur la durée restante du projet. Le scénario le plus rentable est celui où il y'a association et combinaison de 4 micro-turbines (< 750 kW, et durée de vie de 10 ans), mise en service sur toute la durée du projet (30 ans). Dans ce cas, l'énergie électrique cumulée sur toute la durée de vie du CET s'estime à 216 GWh. Avec ce scénario le coût de l'électricité de biogaz revient à 0,033 \$/kWh, la valeur actualisée nette s'estime à 1,14 millions de dollars, et le retour sur investissement est de 14 ans.

L'étude appliquée à tout le territoire national incluant les trois zones climatiques d'Algérie (Nord, semi-aride et aride) révèle que l'investissement dans le biogaz est plus rentable dans le Nord. En effet, dans cette région il y'a une forte quantité de déchets, due à une forte densité de population, qui est associée à un climat humide qui favorise la production de biogaz.

Mots clés: Projet de conversion du biogaz en électricité, Centre d'enfouissement technique; Micro-turbine et turbine à gaz ; Evaluation technico-économique.

Abstract

The technical landfill of Batna city is taken as a case study during the development of a technical-economic evaluation of the conversion of biogas into electricity in Algeria. Calculations for a biogas project are based on several models, where each model is applied to each phase. There are four phases: i) evaluation of the quantity of methane generated in the CET, ii) quantification of its thermal energy, iii) selection of systems, and estimation of their electrical conversions, and iv) economic evaluation of the scenarios adopted. The economic model is based on the following data: cost of purchase and installation of equipment (initial investment cost), operating and maintenance costs (cost spread over the lifetime of the project) and cost due to inflation and interest. Four electric conversion systems are tested, namely, small internal combustion engine, internal combustion engine, micro-turbine, and gas turbine. The results of the study are as follows: The Batna landfill is capable of generating a biogas quantity up to 0,366 m³/s over the first 25 years, and then the quantity slowly decreases over the remaining project life. The most profitable scenario is the combination of a 4 micro-turbines (< 750 kW, and lifetime of 10 years), commissioned over the entire duration of the project (30 years). In this case, the cumulative electrical power over the lifetime of the landfill is estimated at 216 GWh. With this scenario, the cost of biogas electricity comes back to 0,033 \$/kWh, the net present value is estimated at 1,14 million dollars, and the return on investment is 14 years. The study applied to all the national territory including the three climatic zones of Algeria (North, semi-arid and arid) reveals that the investment in the biogas is more profitable in the North. Indeed, in this region there is a large amount of waste, due to a high population density, which is associated with a humid climate that favors the production of biogas.

Keywords: Biogas to power; Technical landfill; Micro-turbine and gas turbine; Technical and economical evaluation.

ملخص

مركز الردم التقني للنفائيات لمدينة باتنة أخذ كدراسة حالة لتطوير التقييم الفني والاقتصادي لتحويل الغاز الحيوي إلى كهرباء في الجزائر. تستند حسابات مشروع الغاز الحيوي إلى عدة نماذج، حيث يتم تطبيق كل نموذج على كل مرحلة. هناك أربع مراحل: (1) تقييم كمية الميثان المتولدة في المكب، (2) القياس الكمي لطاقتها الحرارية، (3) اختيار الأنظمة، وتقدير تحويلاتها الكهربائية، و (4) التقييم الاقتصادي للسيناريوهات المعتمدة تكنولوجياً. ويستند النموذج الاقتصادي إلى البيانات التالية: تكلفة شراء وتركيب المعدات (تكلفة الاستثمار الأولية)، وتكاليف التشغيل والصيانة (تكلفة موزعة على مدى عمر المشروع) والتكلفة بسبب التضخم والفائدة. ويتم اختبار أربع أنظمة لتحويل الكهرباء، وهي: محرك الاحتراق الداخلي الصغير، ومحرك الاحتراق الداخلي، والتربينات الصغيرة، والتربينات الغازية. نتائج الدراسة هي كما يلي: يستطيع مكب باتنة توليد كمية من الغاز الحيوي تصل إلى حد أقصى قدره 0,366 متر مكعب للثانية على مدى السنوات الـ 25 الأولى، ثم تتخفص الكمية ببطء على مدى الفترة المتبقية من المشروع. السيناريو الأكثر ربحية هو مزيج من أربعة ترينبات صغيرة (أقل من 750 كيلوواط و مدة حياتها 10 سنوات) و مدة المشروع (30 عاماً). وفي هذه الحالة، يقدر إجمالي الطاقة الكهربائية على مدى عمر المشروع بنحو 216 جيجاواط الساعة. بتكلفة كهرباء للغاز الحيوي تصل إلى 0,033 دولار للكيلوواط ساعي، ويقدر صافي القيمة الحالية بـ 1,14 مليون دولار، لتكون مدة استرجاع الاستثمار هي 14 عاماً. طبقت الدراسة على كامل البلاد بما في ذلك المناطق المناخية ثلاثة من الجزائر (الشمالية وشبه الجافة والجافة) تكشف الدراسة أن الاستثمار في الغاز الحيوي هو أكثر ربحية في الشمال. في الواقع، توجد في هذه المنطقة كمية كبيرة من النفائيات، بسبب الكثافة السكانية المرتفعة، والتي ترتبط بمناخ رطب يؤدي إنتاج عالي للغاز الحيوي.

الكلمات المفتاحية: مشروع تحويل الغاز الحيوي إلى كهرباء، المكب التقني، التربينات الصغيرة والتربينات الغازية، التقييم التقني والاقتصادي