

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

LAVALEF

Département de Génie Chimique
Laboratoire Valorisation des énergies fossiles

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie chimique

**Étude technico-économique d'un projet de
micro-cogénération alimenté au biogaz**

Meriem Noumeira IKHLEF et Rabia OUAZENE

Sous la direction de : M. Toudert AHMED ZAÏD Professeur à l'ENP
Mme. Saliha HADDOUM M. C. B à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le (18/06/2019)

Composition du Jury :

Président	M. Rabah BOUARAB	Professeur à l'ENP
Rapporteurs/ Promoteurs	M. Toudert AHMED ZAÏD Mme. Saliha HADDOUM	Professeur à l'ENP M. C. B à l'ENP
Examineurs	M. Ammar SELATNIA M. Hocine BENNOUR	Professeur à l'ENP M. A. A à l'ENP

ENP 2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

LVALEF

Département de Génie Chimique
Laboratoire Valorisation des énergies fossiles

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie chimique

Étude technico-économique d'un projet de micro-cogénération alimenté au biogaz

Meriem Noumeira IKHLEF et Rabia OUAZENE

Sous la direction de : M. Toudert AHMED ZAÏD Professeur à l'ENP
Mme. Saliha HADDOUM M. C. B à l'ENP

Présenté et soutenu publiquement le (18/06/2019)

Composition du Jury :

Président	M. Rabah BOUARAB	Professeur à l'ENP
Rapporteurs/ Promoteurs	M. Toudert AHMED ZAÏD Mme. Saliha HADDOUM	Professeur à l'ENP M. C. B à l'ENP
Examineurs	M. Ammar SELATNIA M. Hocine BENNOUR	Professeur à l'ENP M. A. A à l'ENP

ENP 2019

Dédicaces

JE DÉDIE CE PROJET :

À MA CHÈRE MÈRE *Karima*,

QUI N'A JAMAIS CESSÉ, DE FORMULER DES PRIÈRES À MON
ÉGARD DE ME SOUTENIR ET DE M'ÉPAULER POUR QUE JE PUISSE
ATTEINDRE MES OBJECTIFS

À MA GROSSE TÊTE DE SŒUR : *Nesrine*

À MON PETIT FRÈRE : *Sidali*

À MON BEAU PÈRE *Fissa*,

POUR LEUR SOUTIEN MORAL ET LEURS CONSEILS PRÉCIEUX
TOUT AU LONG DE MES ÉTUDES

À MA COPINE ADORÉE *Selma* ET SON GRAIN DE FOLIE,

À LA DOUCEUR DE *Hanane*,

ET À MA BINÔME CHÉRIE *Noumeira* 

POUR LEURS AIDES ET SUPPORTS DANS LES MOMENTS LES
PLUS DIFFICILES.

À TOUTE MA FAMILLE À TOUS MES AUTRES AMIS,

À TOUS CEUX QUE J' AIME ET CEUX QUI M'AIMENT.

MERCI ...

Rabia

Dédicaces

JE DÉDIE CE TRAVAIL :

À MON CHER PÈRE ET À MA TENDRE MÈRE

*QUE NULLE DÉDICACE NE PUISSE EXPRIMER MES SINCÈRES SENTIMENTS POUR
LEUR PATIENCE ILLIMITÉE, LEURS ENCOURAGEMENTS, LEUR SOUTIEN EN
TÉMOIGNAGE DE MA RECONNAISSANCE MON PROFOND AMOUR ET RESPECT
POUR LEURS GRANDS SACRIFICES*

*À MA SŒUR CHÉRIE *Selsabil* ET SON MARI *Brahem**

*À MON PETIT FRÈRE *Ninou**

À MA GRAND-MÈRE

*À MON ADORABLE TANTE *Haltima* ET SON MARI *Imaine**

*À MES TROIS CHERS COUSINS *Mehdi, Souheil ET Inel**

*QUI M'ONT AIDÉ ET ASSISTÉ DURANT MES ÉTUDES ET QUI SANS LEURS
ENCOURAGEMENTS CE TRAVAIL N'AURAIT JAMAIS VU LE JOUR*

*À MON CHER *Loft**

POUR SON AIDE ET SUPPORT DANS LES MOMENTS DIFFICILES

*À MES DEUX AMIS : *Yacine ET Badr**

POUR LEUR SOUTIEN INFINI ET LEURS AIDES INCESSANTES

*À MA MEILLEUR AMIE *Sonia**

*À MA BINÔME CHÉRIE : *Rabia**

*JE NE PEUX TROUVER LES MOTS JUSTES ET SINCÈRES POUR LEUR EXPRIMER
MON AFFECTION ET MES PENSÉES, ELLES ONT ÉTÉ POUR MOI DES SŒURS ET
DES AMIES SUR LESQUELLES J'AI TOUJOURS PU COMPTER ET AUXQUELLES JE
SOUHAITE PLUS DE SUCCÈS*

À TOUTE MA FAMILLE ET A TOUS MES AUTRES AMIS

À TOUTES LES PERSONNES QUE J'AIME

MERCI ...

Meriem

Remerciements

Nous remercions dieu de nous avoir donné la force et la volonté dans l'accomplissement de ce modeste travail.

*Nous exprimons toute notre gratitude à nos promoteurs Monsieur **Toudert AHMED ZAÏD** Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique et Madame **Saliha HADDOUM** Maitre de Conférences Classe B, pour nous avoir proposé ce thème et nous avoir guidées et conseillées tout au long de la préparation de ce mémoire.*

Nous remercions également le service tarification de la CREG, pour toute l'aide qu'ils nous ont apportée, et les données qu'ils nous ont fournies et qui se sont avérées très précieuses pour l'étude des mécanismes de soutien en vigueur dans le domaine des énergies renouvelables.

*Nous exprimons aussi notre gratitude à Mlle **Aziza MELLAK** pour son aide et ses conseils.*

*Notre gratitude va aussi à Monsieur **Rabah BOUARAB** Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, d'avoir accepté de présider le jury.*

*Nous tenons également à remercier Monsieur **Ammar SELATNIA** et Monsieur **Hocine BENNOUR** d'avoir accepté d'examiner notre travail.*

Nous tenons aussi à exprimer notre reconnaissance à l'ensemble des membres du corps enseignant du département de génie chimique qui ont contribué à notre formation à l'Ecole Nationale Polytechnique.

ملخص

العمل الذي أدمجناه في هذه المذكرة يرمي إلى وضع مخطط دراسة تقنية اقتصادية بالتوازي لمنشأة توليد حيوي مسيرة بوقود الغاز الحيوي.

هذه التكنولوجيا مبنية على هاضم لا هوائي (ميثان، محمر) يستخدم نفايات المزارع لإنتاج الغاز الحيوي الذي يغذي مولد التوربينات الغازية من أجل إنتاج طاقة مشتركة. هذه الدراسة توضح أن التركيب المخطط له يسمح بتلبية احتياجات التدفئة والطاقة الكهربائية معا لضمان تلبية متطلبات مزرعة تجريبية لتربية الماشية تحتوي على قطيع من البقر الحلوب عدده 140 بقرة .

التحليل المالي يشير أن عائدات الاستثمار متعلقة بشدة بقيمة التغذية الكهربائية الموصولة بالشبكة وهذا حسب التقنين المحلي للسعر

الكلمات الدالة : التوليد المشترك للطاقة، الكتلة الحيوية، RetScreen© ، الهضم اللاهوائي ، الغاز الحيوي، التقنين المحلي للسعر.

Abstract

This work concerns the technical-economic study of a biogas-fueled cogeneration plant.

The technology consists of an anaerobic digester that uses farm waste to produce biogas which feeds a gas turbine generator for cogeneration. The study shows that the proposed setup meets the heat and power requirements of a pilot cattle farm with a herd of 140 dairy cows.

The financial analysis indicates that the return on investment is highly dependent on the feed-in tariff of the electricity exported to the network.

Key words : Cogeneration, Biomass, RetScreen©, Anaerobic digestion, Biogas, Feed in tariff.

Résumé

Ce travail porte sur l'étude technico-économique d'une installation de cogénération alimentée au biogaz.

La technologie consiste en un digesteur anaérobie qui utilise les déchets fermiers pour produire du biogaz et qui alimente une génératrice d'une turbine à gaz pour la cogénération. L'étude montre que l'installation projetée permet de satisfaire les besoins en chaleur et en électricité d'une ferme pilote d'élevage bovin comprenant un troupeau de 140 vaches laitières.

L'analyse financière indique que le retour sur investissement est fortement dépendant du tarif de rachat de l'électricité exportée au réseau (Feed-in-tariffs).

Mots clés : Cogénération, Biomasse, RetScreen©, Digestion anaérobie, biogaz, Feed-in tariff.

Table des matières

Liste des tableaux	
Liste des figure	
Liste des abréviations	
Introduction générale	13

PARTIE 1 : ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE

CHAPITRE 1 : BIOMASSE AGRICOLE

1.1	Introduction	18
1.2	Définition de la biomasse	18
1.3	Les types de biomasse	18
1.3.1	La biomasse sèche	18
1.3.2	La biomasse humide	19
1.4	Biomasse agricole	19
1.5	Les effluents d'élevage	20
1.5.1	Le lisier	20
1.5.2	Le fumier	20
1.6	Données sur le cheptel	21
1.7	L'élevage bovin	22
1.8	Conclusion	23

CHAPITRE 2 : LA MÉTHANISATION

2.1	Histoire de la méthanisation	25
2.2	Définition de la méthanisation	26
2.3	La méthanisation à la ferme	27
2.3.1	Les substrats et les co-substrats de la méthanisation agricole	27
2.3.2	Caractéristiques des substrats	27
2.4	Pouvoir méthanogène	28
2.5	Les étapes de la méthanisation	28
2.6	Procédés de méthanisation	30
2.7	Principe des différents digesteurs méthanogènes (pour substrats solides, semi liquides ou liquides)	30
2.7.1	Digester en une étape	30
2.7.2	Digester en deux étapes	32

2.8	Le procédé de la méthanisation agricole “mésophile en infiniment mélangé”	32
2.8.1	Digestion des matières dans une installation en « infiniment mélangé ».....	33
2.8.2	Flux de matière au sein de l’installation.....	33
2.8.3	Chauffage du digesteur.....	33
2.8.4	Agitation du digesteur	33
2.9	Produits de la méthanisation.....	34
2.9.1	Le biogaz	34
2.9.2	Le digestat	36
2.10	Intérêt de la méthanisation à la ferme.....	38
2.10.1	Les intérêts pour les agriculteurs.....	38
2.10.2	Les intérêts pour les acteurs économiques du territoire	38
2.10.3	Les intérêts pour les collectivités locales	39
2.10.4	Les intérêts pour l’environnement.....	39
2.11	Conclusion	39

CHAPITRE 3 : LA MICRO-COGÉNÉRATION

3.1	Introduction	41
3.2	Le concept de cogénération	41
3.3	La micro-cogénération.....	42
3.4	Types de moteurs et technologies.....	42
3.4.1	Moteurs à combustion interne	42
3.4.2	Les turbines à gaz	45
3.4.3	Piles à combustible (PAC)	47
3.4.4	Moteurs à combustion externe – moteur Stirling.....	50
3.4.5	Moteurs à combustion externe – cycle de Rankine organique.....	52
3.5	Comparaison des technologies	53
3.6	Avantages de la micro-cogénération	54
3.7	Conclusion.....	54

PARTIE 2 : ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Introduction.....	56
-------------------	----

CHAPITRE 1 : ÉTUDE TECHNIQUE DU PROJET

1.1	Localisation et données techniques du projet	58
1.2	Besoins énergétiques de la ferme	58
1.3	Données sur les effluents de vaches laitières algériennes	59
1.4	Estimation de la quantité d’énergie produite par la cogénération au biogaz.....	59
1.5	Technologies utilisées.....	61
1.5.1	L’unité de méthanisation	61

1.5.2	L'unité de cogénération.....	62
1.6	Données et Calculs pour la cogénération.....	64
1.7	Récapitulatif.....	65
1.8	Conclusion	66
CHAPITRE 2 : ÉTUDE ÉCONOMIQUE DU PROJET		
2.1	Présentation du Logiciel RetScreen Expert	68
2.1.1	Introduction	68
2.1.2	Aperçu du logiciel RETScreen Expert	68
2.1.3	L'accueil de RETScreen Expert.....	68
2.1.4	Feuilles de calcul et Données	69
2.1.5	Moteur de décision RETScreen.....	69
2.1.6	Analyse de comparaison.....	70
2.1.7	Analyse de faisabilité	70
2.1.8	Analyse du rendement.....	70
2.1.9	Analyse de portefeuille.....	71
2.1.10	Code de couleurs des cellules.....	72
2.2	Étude de la faisabilité avec le logiciel RETScreen Expert	72
2.2.1	Le lieu.....	72
2.2.2	Installation.....	73
2.2.3	Modèle énergétique	75
2.2.4	Analyse des Coûts	85
2.2.5	Analyse des émissions.....	86
2.2.6	Analyse financière.....	89
2.2.7	Étude de sensibilité.....	92
2.2.8	Conclusion.....	95
	Conclusion générale	97
	Références bibliographiques	99
	Annexes.....	104

Liste des tableaux

Tableau 1 : Nombre de têtes de l'espèce bovine	21
Tableau 2 : Nombre de têtes de l'espèce ovine	21
Tableau 3 : Nombre de têtes de l'espèce Equine	23
Tableau 4 : Synthèse du processus de méthanogenèse	29
Tableau 5 : Réaction de méthanogénèse	30
Tableau 6 : Composition du biogaz.....	35
Tableau 7 : Rendement de production de biogaz en fonction de la nature du substrat	35
Tableau 8 : comparaison des différentes technologies de μ CHP	53
Tableau 9 : Caractéristiques énergétiques du projet.....	64
Tableau 10 : Tarifs applicables aux clients basse tension (BT) non ménagers.....	77
Tableau 11 : Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur	79

Liste des figures

Figure 1 : sources de la biomasse.....	18
Figure 2: Valorisation de la biomasse humide.....	19
Figure 3 : Répartition des élevages bovin, ovin et avicole en Algéri.....	22
Figure 4 : Schéma général de la méthanisation.....	26
Figure 5 : Potentiel méthanogène de différents substrat.....	28
Figure 6 : Digesteur à alimentation discontinue (batch) en substrats (matière première).....	31
Figure 7 : Digesteur à alimentation continue en substrats sans recyclage de biomasse active (bactéries).....	31
Figure 8 : Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de biomasse active (bactéries) à l'extérieur du digesteur.....	31
Figure 9 : Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de la biomasse active (bactéries) à l'intérieur du digesteur.....	31
Figure 10 : Digesteur avec flux de substrat ascendant.....	32
Figure 11 : Digesteur avec flux de substrat descendant.....	32
Figure 12 : Digesteur en deux étapes.....	32
Figure 13 : Installation Biogaz.....	34
Figure 14 : Élimination des digestats par centrifuge.....	37
Figure 15 : Stockage des digestats sur une dalle en béton.....	37
Figure 16 : Principe de la cogénération.....	41
Figure 17 : Diagramme [P-V] pour le cycle Otto.....	43
Figure 18 : Diagramme [P-V] pour un cycle Diesel.....	44
Figure 19 : Coupe longitudinale d'une turbine à gaz.....	45
Figure 20 : Modèle thermodynamique d'une turbine.....	46
Figure 21 : Diagramme [T-S] d'une turbine.....	46
Figure 22 : Schéma de principe d'une pile à combustible.....	47
Figure 23 : Schéma principe PEMFC.....	48
Figure 24 : Schéma principe SOFC.....	49
Figure 25 : Schéma principe MCFC.....	50
Figure 26 : Diagramme [P-V] pour un cycle Stirling idéal.....	51
Figure 27 : Schéma et diagramme [T-S] du cycle de Rankine organique idéal.....	52
Figure 28 : Flux énergétiques impliqués dans le projet.....	58
Figure 29 : Schéma de l'installation de l'unité de méthanisation [26].....	61
Figure 30 : Schéma d'une turbine à gaz [32].....	63
Figure 31 : Schéma précisant les rendements de l'unité de cogénération projetée.....	63
Figure 32 : Capture d'écran de l'accueil du logiciel RetScreen Expert.....	69
Figure 33 : Capture d'écran du menu démarrage du logiciel RetScreen Expert.....	70
Figure 34 : Code de couleurs des cellules RETScreen.....	73
Figure 35 : Capture d'écran de l'onglet « Lieu » du logiciel RetScreen Expert.....	74
Figure 36 : Capture d'écran de l'onglet « Données Climatiques » du logiciel RetScreen Expert.....	74
Figure 37 : Capture d'écran de l'onglet « Renseignement sur l'installation » du logiciel RetScreen Expert.....	75
Figure 38 : Capture d'écran de l'onglet « Comparaison » du logiciel RetScreen Expert.....	75
Figure 39 : Capture d'écran de l'onglet « Choix du système » du logiciel RetScreen Expert.....	76
Figure 40 : Capture d'écran de l'onglet « Electricité » du logiciel RetScreen Expert.....	77
Figure 41 : Capture d'écran de l'onglet « Combustibles » du logiciel RetScreen Expert.....	77

Figure 42 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Biogaz</i> » du logiciel RetScreen Expert	77
Figure 43 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Charge de chaleur & Type de charge</i> » du logiciel RetScreen Expert.....	78
Figure 44 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Système de production de chaleur du cas de référence</i> » du logiciel RetScreen Expert.....	78
Figure 45 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Caractéristiques de la charge du cas de référence</i> » du logiciel RetScreen Expert.....	80
Figure 46 : Graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence	81
Figure 47 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Caractéristiques de la charge du cas proposé</i> » du logiciel RetScreen Expert.....	81
Figure 48 : Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé	82
Figure 49 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Système de production d'électricité du cas proposé</i> » du logiciel RetScreen Expert.....	82
Figure 50 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Turbine à gaz</i> » du logiciel RetScreen Expert	83
Figure 51 : Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération.....	84
Figure 52 : Coûts typiques incluant l'installation de la turbine à gaz [32]	84
Figure 53 : Coûts d'exploitation et entretien de la turbine à gaz [32].....	84
Figure 54 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Stratégie d'exploitation</i> » du logiciel RetScreen Expert	85
Figure 55 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Sommaire du cas proposé</i> » du logiciel RetScreen Expert	85
Figure 56 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Coûts d'investissement</i> » du logiciel RetScreen Expert	86
Figure 57 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Frais annuels</i> » du logiciel RetScreen Expert	86
Figure 58 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Économies annuelles</i> » du logiciel RetScreen Expert	86
Figure 59 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Analyse des émissions</i> » du logiciel RetScreen Expert	87
Figure 60 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Analyse financière</i> » du logiciel RetScreen Expert	89
Figure 61 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Viabilité financière</i> » du logiciel RetScreen Expert	90
Figure 62 : Graphique des flux monétaires cumulatifs	92
Figure 63 : Graphique de la variation du retour sur investissement en fonction du tarif d'achat	93
Figure 64 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Electricité</i> » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité.....	93
Figure 65 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Analyse financière</i> » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité.....	94
Figure 66 : Capture d'écran de l'onglet « <i>Viabilité Financière</i> » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité.....	94
Figure 67 : Graphique des flux monétaires cumulatifs - Étude de sensibilité.....	95

Liste des abréviations

BLA : Bovin Laitier Amélioré

BLL : Bovin Laitier Local

BLM : Bovin Laitier Moderne

BMP : Biochemical Methane Potential

BT : Basse Tension

CREG : Commission de Régulation des tarifs de l'Électricité et du Gaz

EQF : Equivalent Fuel

ER : Energie Renouvelable

GES : Gaz à Effet de Serre

GW : Gigawatt

h : Enthalpie spécifique

HT : Haute Tension

IPC : Indice des Prix à la Consommation

MCFC : Piles à carbonate fondu

MS : Matière sèche

η : Rendement

Nox : Famille des oxydes d'azote

ORC : Cycle de Rankine Organique

PCI : Pouvoir Calorifique Inferieur

PEMFC : Piles à membrane échangeuse de protons

pH: Potentiel hydrogène

\dot{Q} : Débit massique

S : Entropie

SOFC : Piles à oxydes solides

T : Température

TRI : Taux de Rendement Interne

V : Volume

VAN : Valeur Actualisée Nette

W : Travail

μ CHP : Micro Combined Heat and Power

Introduction générale

De nos jours, l'épuisement des ressources naturelles, la croissance démographique et les préoccupations environnementales ont suscité un vif intérêt pour la recherche d'une alternative durable à la création de nouveaux matériaux respectueux de l'environnement. L'énergie issue de la biomasse est de plus en plus reconnue comme le pilier d'un avenir prometteur dans la production d'énergie renouvelable.

L'objectif du gouvernement Algérien est d'atteindre les 22 GW d'ER d'ici 2030, ce qui équivaut à une part d'environ 27% d'énergie renouvelable dans la production totale d'électricité. Sur ces 22 GW, le programme fixe comme objectif : 13575 MW de photovoltaïque solaire, 5 010 MW d'éolien, 2000 MW de solaire thermique, 1 000 MW de biomasse (dont la valorisation des déchets), 400 MW de cogénération et 15 MW de géothermie [1].

L'utilisation de la biomasse vise à réduire la dépendance des ressources d'énergies fossiles et également à diminuer les émissions de gaz à effet de serre (GES) qui en découlent. Sa valorisation est l'un des leviers dans le développement des énergies renouvelables, c'est dans ce contexte que nous nous sommes intéressés à la production du biogaz et plus exactement au biogaz issu des effluents d'élevage.

Le recours à la cogénération sur site industriel sur la base de turbines à gaz ou turbines à cycle combiné est la solution la plus envisagée pour ce type de production décentralisée. L'étude du fonctionnement du système électrique implique la mise au point de modèles de ces unités de production. Ces modèles doivent être simples et conçus pour permettre la prise en compte d'une large plage de fonctionnement allant du régime établi à la réponse au régime transitoire en cas de défaut.

En effet, la cogénération est un moyen simple d'optimiser les ressources en gaz naturel de l'Algérie grâce à une production électrique plus efficace. A ce titre, Clarke Energy a montré qu'à besoins énergétiques égaux, la cogénération permettait de réaliser 40% d'économie d'énergie primaire et de réduire de 50% les émissions de CO₂ d'un client industriel [2].

En même temps que l'Algérie s'oriente vers des moyens de production alternatifs tels que le solaire ou l'éolien, elle doit préserver ses ressources actuelles en gaz naturel et ne pas les gaspiller. Le potentiel de la cogénération en Algérie dépasse les 1000 MW. En plus de présenter un rendement inégalable, la cogénération permet de soutenir localement le réseau national en décentralisant la production d'électricité, évitant ainsi les pertes de transmission [2].

La micro-cogénération consiste en une production simultanée d'électricité et de chaleur pour de faibles puissances, inférieures à 50 kW en Union Européenne et inférieures à 36 kW en France. La micro-cogénération connaît depuis quelques années un important développement lié aux évolutions du contexte énergétique et environnemental. En effet, les ressources fossiles étant limitées et la consommation énergétique mondiale étant croissante, il s'avère nécessaire de favoriser la production d'énergie à partir de sources renouvelables et de promouvoir l'utilisation de systèmes énergétiques efficaces pour réduire la consommation

d'énergie primaire tout en répondant aux besoins énergétiques accrus. Le constat des effets néfastes du réchauffement climatique incite à limiter les émissions de gaz à effet de serre, en majorité associées au secteur de la production d'énergie [3].

Un système de micro-cogénération est constitué de trois éléments principaux : une source de chaleur, un convertisseur chaleur-électricité ou cogénérateur, et un élément de collecte de la chaleur qui permet d'alimenter à la fois le cogénérateur et un circuit de récupération de chaleur. Les systèmes de micro-cogénération existants peuvent être définis selon plusieurs critères :

La source d'énergie primaire utilisée, qui peut être l'énergie solaire, la géothermie ou un combustible gazeux (gaz naturel, biogaz), liquide (gasoil, fioul, biocarburant, GPL) ou solide (charbon, biomasse) [4].

Le type de cogénérateur : moteur à combustion interne, turbine à vapeur à Cycle de Rankine Organique (CRO), micro-turbine à gaz, moteur à air chaud de type Stirling ou de type Ericsson, pile à combustible [5].

Les procédés et technologies de conversion d'énergie utilisés, qui peuvent être mis en œuvre à différentes étapes de la transformation d'énergie primaire en chaleur puis en électricité, par exemple dans le cas d'un combustible solide, la gazéification et la pyrolyse, le type de foyer de chaudière (lit fixe, lit fluidisé) [6].

La production du biogaz est en nette croissance partout dans le monde. En Algérie, le développement de cette filière est encore à l'échelle de l'expérimentation où des travaux de production de biogaz à partir de déchets organiques sont menés à l'échelle de laboratoire ; nous pouvons citer comme exemple les travaux de Tou et al. (Différentes déjections animales) ainsi que Tahri et al. (Déchets d'abattoir et de volaille) [12].

A plus grande échelle, la wilaya d'Oran a été retenue pour abriter un projet-pilote pour produire de l'énergie électrique à partir du biogaz généré par le centre d'enfouissement technique de Hassi Bounif. Un deuxième projet pilote d'installation de taille industrielle est à l'étude à Constantine ; il s'agit d'une unité de tri et de valorisation des déchets par une filiale d'un groupe industriel étatique dédiée à l'environnement. La filiale a obtenu un soutien accru de l'état, qui fixe également des objectifs de développement de la méthanisation. Ce modèle est amené à être étendu à travers le territoire national en vue de traiter différents types de déchets : ménagers, boues de stations d'épuration, rejets agricoles et d'élevage.

C'est dans ce contexte que nous inscrivons notre travail sur la valorisation des effluents d'élevage pour produire du biogaz destiné à alimenter un cogénérateur

Jusqu'à quel point la biomasse peut-elle remplacer les énergies fossiles ? Quels sont les bénéfices pour l'environnement ? pour la société ? pour le changement climatique ? C'est ce que nous essaierons d'évaluer à travers ce travail qui ne considère que la seule valorisation des déchets animaliers.

Ce mémoire est structuré comme suit :

La première partie recense les travaux référencés dans la littérature se rapportant à la biomasse agricole, la méthanisation à la ferme et décrit les différents éléments de l'unité de micro-cogénération étudiée.

La deuxième partie est consacrée à l'étude technique et économique d'une installation d'une micro-cogénération alimentée au biogaz dans une ferme laitière, se basant en premier lieu sur les données techniques de la ferme, la quantification de l'énergie produite à l'aide d'une micro-cogénération par turbine à gaz, pour ensuite établir une étude de faisabilité et viabilité économique à l'aide du logiciel RETScreen Expert.

Partie 1 :
Étude
bibliographique

Chapitre 1 : Biomasse agricole

1.1 Introduction

La préoccupation liée à la hausse de la consommation des combustibles fossiles, au réchauffement de la planète, à la pollution de l'environnement a suscité un vif intérêt pour l'utilisation de ressources renouvelables plus respectueuses de l'environnement. Un moyen de réduire l'impact de ces problèmes serait de promouvoir l'utilisation de la biomasse en tant que matière première alternative pour la production d'énergie et de toute une variété de matériaux utiles à l'industrie. La biomasse agricole peut servir, entre autres, à la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération). En particulier, le recyclage de déchets fermiers permet de produire de l'énergie verte tout en remédiant à un problème d'environnement, ce qui est un avantage considérable dans une perspective de développement durable.

1.2 Définition de la biomasse

La biomasse est la plus ancienne source d'énergie utilisée par l'homme. Elle était la principale source d'énergie avant l'ère du pétrole.

Elle regroupe l'ensemble des matières organiques qui peuvent être utilisées pour produire de l'énergie. Elle se compose de végétaux, mais aussi des déchets et sous-produits organiques. Des sous-produits d'origine animale comme les déchets d'abattoirs, les engrais de ferme (lisier, purin, fumier) ou les boues issues de stations d'épuration des eaux usées (Figure 1).

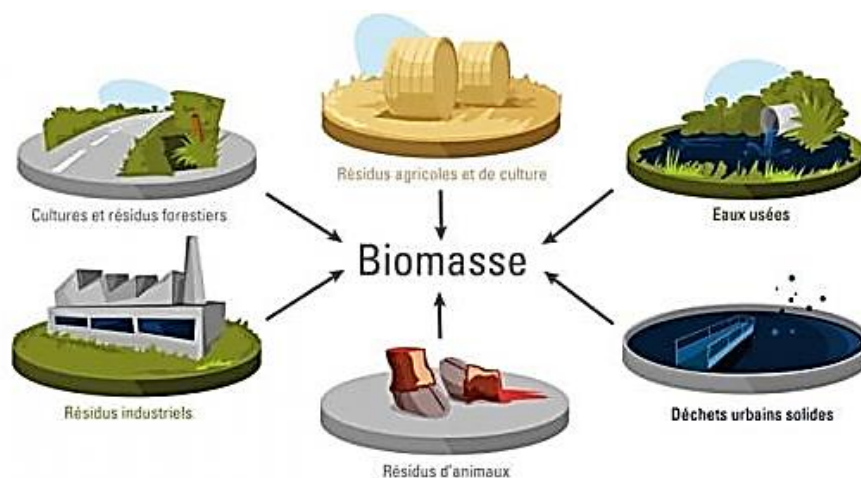


Figure 1 : sources de la biomasse [7]

1.3 Les types de biomasse

Il existe divers procédés de valorisation énergétique de la biomasse, selon la catégorie de la ressource et l'usage recherché, on utilise deux types de biomasse :

1.3.1 La biomasse sèche

Il s'agit de végétaux dont nous utilisons les sous-produits, principalement les écorces et le bois. Ils sont utilisés comme combustibles. Il est aujourd'hui possible, dans des installations spécifiques, de les transformer en gaz afin d'atteindre un meilleur rendement énergétique [8].

1.3.2 La biomasse humide

Ce sont tous les déchets organiques mouillés. Déchets verts frais, déchets ménagers, effluents d'élevage et déchets de l'industrie agroalimentaire. Ils sont utilisés pour la biométhanisation. Placés dans des digesteurs, les déchets produisent un gaz riche en méthane et à haute valeur énergétique [8].

La matière organique subit une fermentation anaérobie (en absence d'oxygène) dans une cuve appelée « digesteur », où elle est décomposée par des bactéries. Il existe différentes technologies de digesteurs (fonctionnant en continu ou en discontinu, mais produisant toute un gaz dont la teneur en méthane est proche de 60 % : le biogaz.

Ce biogaz peut être brûlé, soit dans une chaudière pour fournir de la chaleur, soit dans un moteur à combustion ou une turbine à gaz couplés à une génératrice pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur [9] (Figure 2).

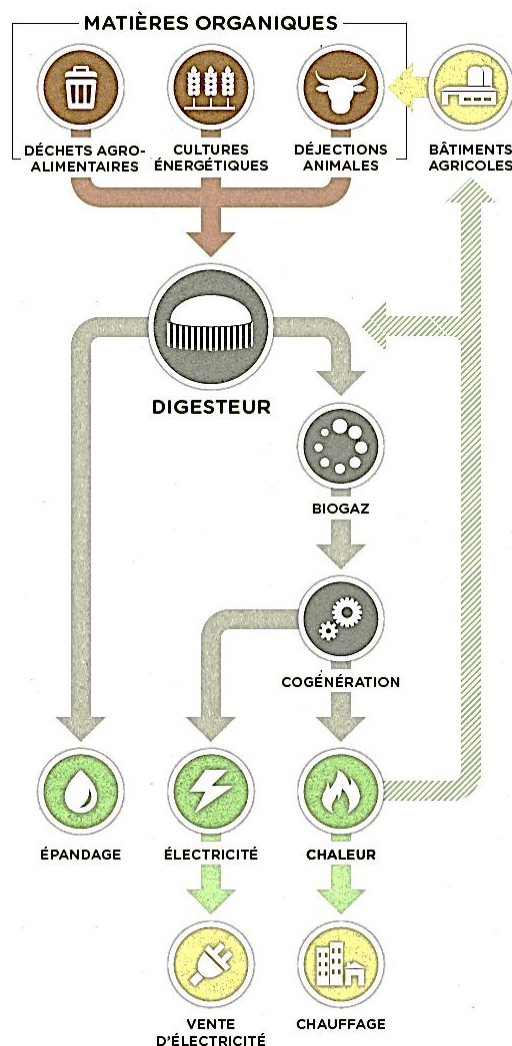


Figure 2: Valorisation de la biomasse humide [9]

1.4 Biomasse agricole

La biomasse agricole se définit comme l'ensemble des matières organiques produites

et issues des systèmes agricoles : viande, lait, cultures, herbe, résidus de culture, effluents d'élevage... Dans un contexte de demande croissante de produits agricoles à des fins alimentaires, énergétiques et matières, et de diminution des surfaces agricoles, la tension sur la biomasse agricole risque d'engendrer des conflits d'usage qu'il faut gérer au mieux. La biomasse est une ressource renouvelable mais limitée pour laquelle les priorités d'usages doivent être déterminées aux différents stades de production. Cette demande croissante ne doit pas entraîner par ailleurs une intensification à outrance qui pourrait être néfaste à l'environnement. L'enjeu est de combiner la performance technique et le respect de l'environnement [10].

1.5 Les effluents d'élevage

Issus des activités d'élevage, les effluents proviennent principalement de l'élevage bovin, ovin et caprin. La majeure partie des effluents sont représentés par les fumiers et les lisiers.

La nature et les quantités des déjections d'élevage sont directement liées au type d'animal, à la nature du bâtiment d'élevage, ainsi qu'au temps passé à l'intérieur par les animaux. Les quantités de fumiers et de lisiers produites par animaux vont différer selon qu'il s'agisse de vaches laitières, de porcs charcutiers ou encore de poules pondeuses [11].

La valorisation des effluents d'élevage en Algérie se résume à l'utilisation en tant qu'amendements organiques (engrais de fond) qui visent à améliorer la structure physique du sol et ses propriétés chimiques de base alors qu'ailleurs dans le monde, ces derniers sont parfois utilisés dans des digesteurs de méthanisation afin de produire du biogaz [12].

1.5.1 Le lisier

Ce sont des déjections animales mélangées présentant un faible taux de matière sèche. Ils peuvent contenir un peu de paille ou des restes d'alimentation. Ils sont collectés dans une fosse, où ils peuvent recevoir parfois un peu d'eau de pluie. Le résultat est un mélange en phase liquide [13].

1.5.2 Le fumier

Le fumier est le résultat du mélange dans le bâtiment des déjections animales avec de la paille (ou une litière de copeaux, de sciures...), ce qui donne un effluent assez sec, facilement manipulable et stockable. Ils sont stockés après raclage sur une plate-forme. Les fumiers, le plus souvent retournent sur les parcelles agricoles, pour apporter des éléments fertilisants et de la matière organique, qui améliorent la structure du sol [13]. On distingue plusieurs types de fumier :

- **Fumier très compact** : il est issu de la litière accumulée (en stabulation aire paillée intégrale par exemple).
- **Fumier compact** : il est issu de litière en stabulation pente paillée ou en étable entravée.

- **Fumier mou** : il est issu de raclage des logettes ou d'aire d'exercice paillée par exemple.

Ainsi le volume de purin issu de ces fumiers varie en fonction de leur nature, en d'autres termes un certain nombre de situations peut aboutir à des déjections ne relevant pas de ces catégories.

D'autre part ces déjections possèdent un potentiel méthanogène assez important qui permet de qualifier ce type de biomasse comme source d'énergie renouvelable.

1.6 Données sur le cheptel

La première étape pour calculer la production totale d'effluents à l'échelle du territoire national doit se faire en catégorisant les cheptels pour chaque typologie d'élevage. Pour cela, l'utilisation des données collectées lors du dernier recensement agricole de 2017 que nous avons obtenu du ministère de l'Agriculture et du Développement Rural a été nécessaire. (**Annexe 1**)

Tableau 1 : Nombre de têtes de l'Espèce bovine

Espèce bovine									
Vaches laitières			Génisse +12mois	Taureaux	Tourillons 12 à 18 mois	Veaux -12 mois	Velles - 12mois	Total	
BLM	BLA + BLL	Total							
Total	310 122	661 541	971 663	225 660	75 720	182 134	213 692	226 251	1 895 126

Tableau 2 : Nombre de têtes de l'espèce ovine

Espèce ovine							
Brebis	Béliers	Antenaises (10 à 18 mois)	Antenais (10 à 18 mois)	Agneaux (- 10 mois)	Agnelle (-10mois)	Total	
Total	17 709 588	1 035 247	2 351 131	2 053 684	2 463 095	2 780 856	28 393 602

Tableau 3 : Nombre de têtes de l'espèce Equine

Espèce chevaline			Espèce mulassière	Espèce asine	
	Adultes	Jeune -2ans			Total
Total	33 672	13 169	46 841	19 246	95 176

1.7 L'élevage bovin

L'élevage bovin est l'activité visant à reproduire des animaux de l'espèce *Bos taurus* au profit de l'activité humaine

Les races locales et les races croisées qui constituent la majorité du cheptel national sont élevées en effectif réduit et leur alimentation est basée sur les parcours. L'élevage du bovin local est noté « Bovin laitier local : BLL en abrégé » et celui des races croisées « Bovin laitier amélioré : BLA ».

Les animaux casés en étables et nourris à l'auge sont définis sous le vocable d'élevage « Bovin laitier moderne : BLM ».

La difficulté de récupération du fumier issu des élevages du « BLL » et du « BLA » est évidente ; la seule récupération possible reste celle du « BLM ».[12]

Actuellement, dans la filière agricole, les lisiers sont rarement utilisés seuls, car ces derniers sont essentiellement constitués d'eau [14]

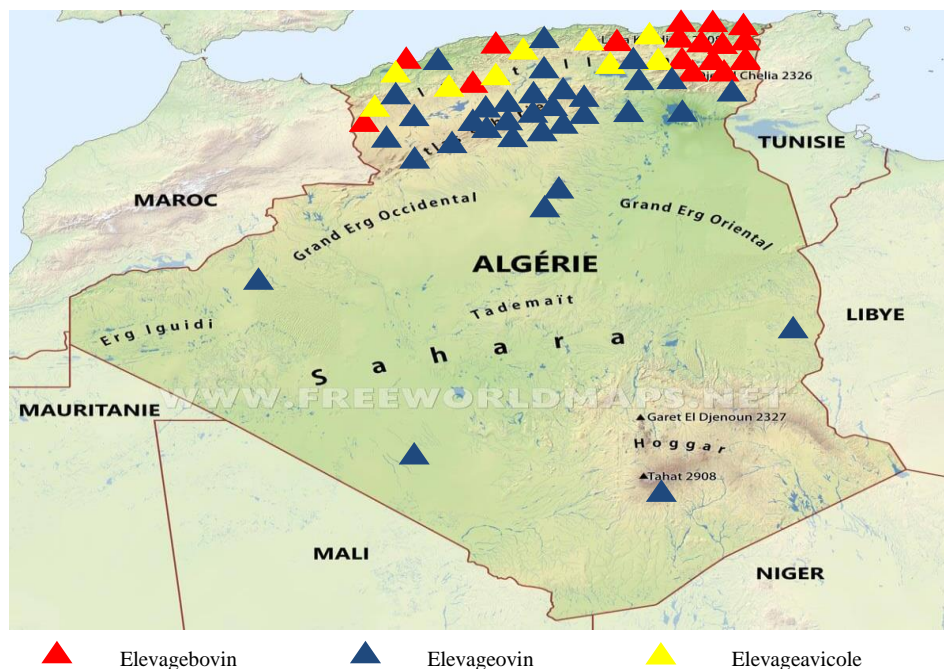


Figure 3 : Répartition des élevages bovin, ovin et avicole en Algérie [12]

1.8 Conclusion

La biomasse agricole vise à réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles, le développement des biocarburants produits à partir de cette dernière pourrait offrir au secteur agricole et aux régions rurales plus largement, des possibilités de diversification et de création d'emplois, qui font cruellement défaut actuellement. Avec l'aide des partenaires du développement, le gouvernement Algérien pourrait élaborer des programmes de renforcement des capacités concernant les activités relatives aux différents aspects de la biomasse agricole, y compris l'estimation de la quantité et la typologie, l'évaluation des technologies appropriées, la sélection et l'application des technologies et l'élaboration d'un argumentaire pour la valorisation énergétique de la biomasse agricole.

Chapitre 2 : La méthanisation

2.1 Histoire de la méthanisation

Des observations sur la décomposition des biocénoses ont été réalisées par Boyole, Papin et Van Helmont dès le 17^{ème} siècle. L'émission de gaz par les marais fut découverte en 1776 par Alessandro Volta, physicien italien. Il établit la corrélation entre la quantité de matière organique se dégradant au sein des marais et la quantité de gaz formés. Dalton, Davy et Humphry ont découvert la composition chimique du gaz provenant de la décomposition des animaux. La digestion anaérobie de produits agricoles a débuté en 1808, avec les travaux de Davy, mettant en œuvre la fermentation anaérobie de paille et de fumier de canard. En 1876, Herter démontra que la transformation des boues en méthane et en dioxyde de carbone s'effectue en proportion stœchiométrique. Le premier digesteur industriel fut construit en 1859 en Inde. Le développement et l'intérêt pour cette technologie ont émergé dans une installation traitant des effluents sanitaires d'une léproserie utilisant le gaz pour l'éclairage. D'autres applications sont apparues de la digestion anaérobie des boues notamment pour éclairer les rues en Angleterre. En 1884, Gayon, élève de Louis Pasteur, lors d'une expérimentation a obtenu 100 L de méthane par mètre cube de fumier à 35 °C. Pasteur suggéra d'utiliser le gaz produit pour chauffer ou éclairer. Söhngen rédigea sa thèse sur le sujet en 1906, dans laquelle il fit le bilan sur les connaissances déjà acquises notamment sur l'aspect microbiologique du processus. Les travaux menés par Bunsen (1856), Hoppe-Steyler (1886), et Omelianskii (1900) ont permis de démontrer que les réactions enzymatiques dégradant la matière organique forment des acides gras et des alcools puis une conversion en méthane est effectuée. Buswell, en 1920, initia la recherche fondamentale par la description des principales voies de la dégradation anaérobie et conçut les premières unités de méthanisation à la ferme [15].

Le concept de petites unités de méthanisation utilisant des sous-produits agricoles fut développé dès la fin des années 1930 par les travaux de Ducellier et Isman, enseignants à l'École Nationale d'Agriculture en Algérie. Leurs recherches ont conduit au dépôt d'un brevet en 1939 aux États Unis [16]. Cinq cents à mille unités de méthanisation de ce type ont été installées en France lors de la seconde guerre mondiale. Peu d'entre elles sont encore en fonctionnement. Par la suite, la Société Centrale d'Approvisionnement de France a acquis les droits de ce brevet permettant de travailler à la diminution de coût de production. Différents inconvénients apparents au cours de ces travaux concernant la construction, le système de chauffage et la présence d'écume. En 1948, dix unités étaient en fonctionnement [15].

En 1951, la Société des Ingénieurs spécialisée en agriculture basée en Angleterre a été informée de l'importance de la production du gaz par ce processus pouvant servir au fonctionnement des tracteurs sur une exploitation agricole. Au début des années soixante-dix, une centaine d'installations ont été construites en France. Les premiers travaux scientifiques apparents à cette période. La fin des années soixante-dix n'a pas été propice au développement de cette technologie sur le territoire français. En effet, les sources énergétiques fossiles étaient disponibles et bon marché, elles ont conduit à une stagnation de ce processus. En 1973 puis en 1979-1980, deux chocs pétroliers ont affecté l'économie des pays importateurs de pétrole. L'organisation des pays exportateurs de pétrole est à l'origine de ces deux crises pétrolières,

réclamant un prix du pétrole plus élevé pour rééquilibrer le marché. Une décadence affecta alors les procédés de méthanisation. Cependant, la prise de conscience du besoin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, de produire des énergies renouvelables et de participer au développement durable a entraîné un regain d'intérêt pour ce procédé. La valorisation des déchets aussi bien ménagers qu'agricoles intervient directement dans cette optique de produire de l'énergie par l'utilisation de produits renouvelables [15].

2.2 Définition de la méthanisation

La méthanisation est un procédé à la fois innovant mais bien connu pour la production de biogaz à partir de matière organique, sous l'action de différentes bactéries et en l'absence d'oxygène (digestion anaérobie).

Comme le montre la **Figure 4**, il s'agit à la fois de traiter des déchets des industries agroalimentaires ou des collectivités (issues de céréales, tontes de pelouses, boues de stations d'épuration...) et de valoriser des produits ou sous-produits des exploitations agricoles (effluents d'élevage, résidus de cultures, cultures intermédiaires...), avec, in fine, un retour au sol pour la fertilisation des cultures ou prairies. A l'issue de ce procédé, on obtient :

- Du biogaz qui est composé en moyenne de 55% de méthane (CH_4), de 40% de dioxyde de carbone (CO_2) et de 5% d'autres gaz
- Du digestat qui contient la matière organique non dégradée (lignine...), les matières minérales (N, P, K...) et de l'eau [17].

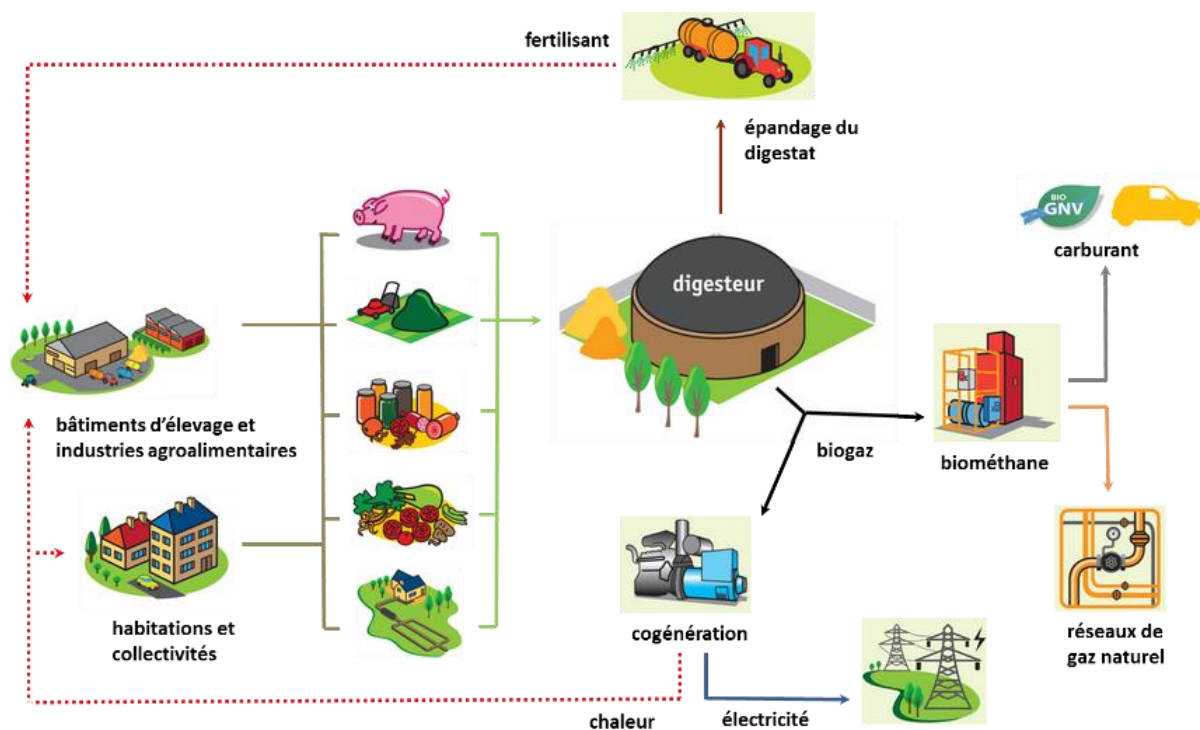


Figure 4 : Schéma général de la méthanisation [17]

2.3 La méthanisation à la ferme

2.3.1 Les substrats et les co-substrats de la méthanisation agricole

En principe, plusieurs types de biomasse peuvent être utilisés pour produire du biogaz. Dans le cas d'installations de production de biogaz agricole, la matière première, ou substrat utilisé comprend :

2.3.1.1 Les déjections animales

Malgré leurs faibles pouvoirs méthanogènes, les fumiers et lisiers, présentent des caractéristiques physico-chimiques indispensables à l'activité bactérienne. Le lisier apporte les bactéries nécessaires à la digestion de la matière organique et stabilise le pH du milieu. Le fumier a un taux de matière sèche élevé et peut servir de support aux bactéries à l'intérieur du digesteur.

2.3.1.2 Les résidus de culture

Ces résidus (paille issue de céréales...) présentent souvent une teneur en carbone intéressante pour la méthanisation.

2.3.1.3 Les cultures dédiées

Les cultures dédiées (maïs, herbe, sorgho...) ont l'avantage de posséder de bons potentiels méthanogènes. Néanmoins, leur développement aurait pour conséquence de déséquilibrer les marchés alimentaires.

2.3.1.4 Les co-substrats

Ils viennent en complément des substrats précédemment cités dont le potentiel méthanogène est souvent insuffisant pour assurer la rentabilité du projet. Ces matières peuvent provenir de l'industrie agroalimentaire (graisses, huiles...), de collectivités.

Le choix du substrat est influencé par les capacités technologiques et microbiologiques de l'installation, la disponibilité du substrat, les conditions juridiques et la stratégie de l'opérateur [18].

2.3.2 Caractéristiques des substrats

Les déjections animales, malgré leurs faibles pouvoirs méthanogènes, les fumiers et lisiers, présentent des caractéristiques physico-chimiques indispensables à l'activité bactérienne.

Le lisier apporte les bactéries nécessaires à la digestion de la matière organique et stabilise le pH du milieu.

Le fumier a un taux de matière sèche élevé et peut servir de support aux bactéries à l'intérieur du digesteur.

Les résidus de culture (paille, issus de céréales...) présentent souvent une teneur en carbone.

Les cultures dédiées (maïs, herbe, sorgho...) ont l'avantage de posséder de bons potentiels méthanogènes.

Les co-substrats viennent en complément des substrats

2.4 Pouvoir méthanogène

Il s'agit du volume maximal de méthane produit par tonne de matière fraîche.

Celui-ci dépend principalement de la teneur en matière organique. Plus le taux de matière organique est élevé, plus le volume de biogaz produit sera important.

La composition de la matière organique est également importante car les graisses sont plus méthanogènes que les protéines par exemple [19].

La **Figure 5** donne le potentiel méthanogène de différents substrats :

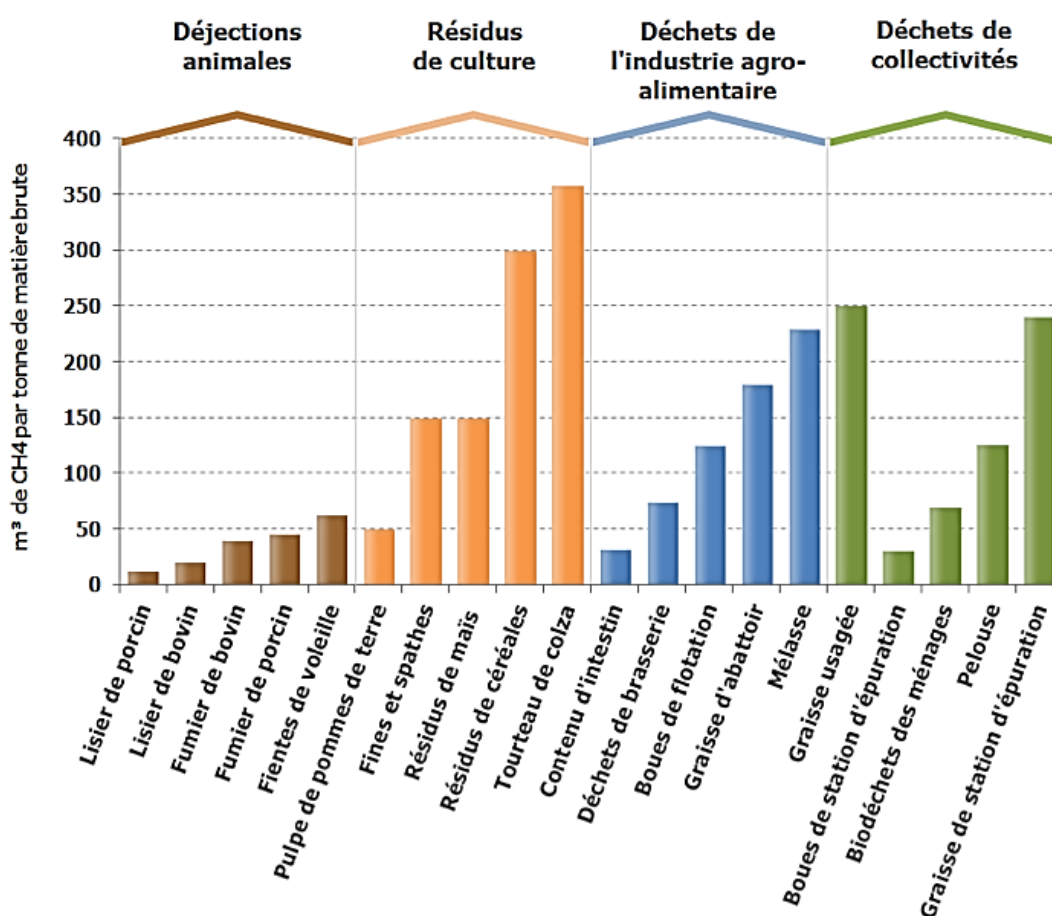


Figure 5 : Potentiel méthanogène de différents substrats [19]

2.5 Les étapes de la méthanisation

La digestion anaérobie est un processus naturel biologique de dégradation de la matière organique dans un milieu privé d'oxygène. La production de Biogaz est le résultat de quatre étapes biochimiques dans lesquelles de grandes chaînes de carbone sont transformées en acides gras et alcools. Ceux-ci sont alors réduits en méthane et en dioxyde de carbone. Ces quatre

grandes étapes sont l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse.

Cette fermentation méthanique ou méthanisation, conduit à une production combinée de gaz convertible en énergie (méthane) de gaz carbonique et de digestat sous forme solide et liquide.

Il existe donc une chaîne trophique dans l'écosystème méthanogène, avec quatre étapes [20] qui sont représentées dans le **Tableau 4** :

Tableau 4 : Synthèse du processus de méthanogénèse [25]

Étape	Type de transformation	Quelques microorganismes
Hydrolyse	Dépolymérisation en monomères : <ul style="list-style-type: none"> - Polysaccharides : oses (glucose, fructose...) - Protéines acides aminés - Lipides : acides gras + glycérol 	<u>Bactéries hydrolytiques :</u> <i>Salmonella typhi</i> , <i>Salmonella gallinarum</i> , <i>Escherichia coli</i> , <i>Acetobacter xylinum</i> , <i>Klebsiella pneumoniae</i> , etc
Acidogénèse	Fermentation des monomères en: <ul style="list-style-type: none"> - Acides gras volatils (acides acétique, acide propionique,...) - Alcools (éthanol,...) - CO₂, H₂O 	<u>Bactéries acidogènes :</u> <i>Lactobacillus brevis</i> , <i>Lactobacillus fermenti</i> , <i>Leuconostoc mesenteroides</i> , <i>Leuconostoc pentosaceus</i> , <i>Clostridium tetani</i> , <i>Clostridium butyricum</i> , <i>Thermobacterium yoghurti</i> , etc
Acétogénèse	Fermentation des produits de l'acidogénèse (autre que l'acétate) en acétate, en H ₂ et CO ₂	<u>Bactéries acétogènes :</u> <i>Acetobacter xylinum</i> , <i>Salmonella typhosa</i> , <i>Salmonella pullorum</i> , <i>Mycoderma aceti</i>
Méthanogénèse	Formation du méthane (CH ₄) à partir de la réduction du CO ₂ par H ₂ du formate et du méthanol	<u>Bactéries méthanogènes :</u> <i>Methanobacterium formicum</i> , <i>M. propionicum</i> , <i>Methanococcus mazei</i> , <i>M. venielli</i> , etc.

Lors de la méthanogénèse, d'autres substrats peuvent être consommés comme le méthanol, l'acide formique par ce type de bactéries. Le **Tableau 5** indique les stoechiométries des réactions réalisées et leur énergie libre standard.

Tableau 5 : Réaction de méthanogénèse [22]

Réaction		ΔG° à pH 7 (kJ. Mole ⁻¹ de CH ₄)
4 H ₂ + CO ₂	→ CH ₄ + 2 H ₂ O	- 139,2
4 HCOO ⁻ + 2 H ⁺	→ CH ₄ + CO ₂ + 2 HCO ₃ ⁻	- 126,8
HCOO ⁻ + 3 H ₂ + H ⁺	→ CH ₄ + 2 H ₂ O	- 134,3
4 CO + 2 H ₂ O	→ CH ₄ + 3 CO ₂	- 185,1
4 CH ₃ OH	→ 3 CH ₄ + CO ₂ + 2 H ₂ O	- 102,5
CH ₃ OH + H ₂	→ CH ₄ + H ₂ O	- 121,1
4 CH ₃ NH ₂ + 2 H ₂ O + 4 H ⁺	→ 3 CH ₄ + CO ₂ + 4 NH ₄ ⁺	- 101,6
2 (CH ₃) ₂ NH + 2 H ₂ O + 2 H ⁺	→ 3 CH ₄ + CO ₂ + 2 NH ₄ ⁺	- 86,3
4 (CH ₃) ₃ N + 6 H ₂ O + 4 H ⁺	→ 9 CH ₄ + 3 CO ₂ + 4 NH ₄ ⁺	- 80,2
2 CH ₃ CH ₂ - N (CH ₃) ₂ + 2 H ₂ O	→ 3 CH ₄ + CO ₂ + 2 CH ₃ CH ₂ NH ₂	- 70
CH ₃ COO ⁻ + H ₂ O	→ CH ₄ + HCO ₃ ⁻	- 28,2

2.6 Procédés de méthanisation

Le processus biologique ainsi défini se fait dans une cuve d'étanchéité, plus au moins absolue, dénommée digesteur, fermenteur ou réacteur méthanogène. Selon l'état physique du substrat organique et la disponibilité en eau, il existe une diversité de digesteurs [23] :

- Digesteurs méthanogènes discontinus : l'alimentation en substrats se faisant en une fois ou bien de façon étagée dans le temps.
- Digesteurs méthanogènes continus :
 - a) sans recyclage de microorganismes actifs ; constitués de digesteurs continus infiniment mélangés, les digesteurs du type piston, les digesteurs en boucle ;
 - b) avec recyclage de microorganismes actifs : en dehors du digesteur, ou dans le digesteur : soit sans support (digesteur à lits de boues) soit avec support (digesteur à lits fixés).

2.7 Principe des différents digesteurs méthanogènes (pour substrats solides, semi liquides ou liquides)

2.7.1 Digesteur en une étape

- a. Digesteur à alimentation discontinue (batch) en substrat (matière première) **Figure 6** ;
- b. Digesteur à alimentation continue en substrat sans recyclage de la biomasse active (bactéries) **Figure 7** ;
- c. Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de la biomasse active (bactéries) à l'extérieur du digesteur **Figure 8** ;
- d. Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de la biomasse active (bactérie) à l'intérieur du digesteur **Figure 9** ;

- e. Les **Figures 10 et 11** illustrent des digesteurs de macro ou de micro supports (fixation ou immobilisation). Dans le cas de la **Figure 10**, le flux de substrat est ascendant, par contre dans la **Figure 11**, ce flux est descendant.

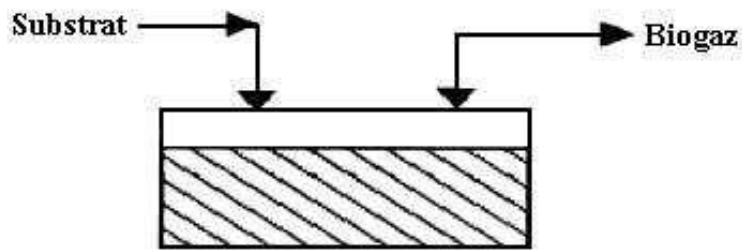


Figure 6 : Digesteur à alimentation discontinue (batch) en substrats (matière première) [23]

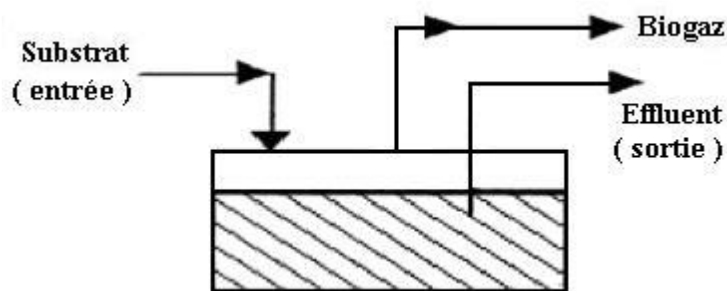


Figure 7 : Digesteur à alimentation continue en substrats sans recyclage de biomasse active (bactéries) [23]

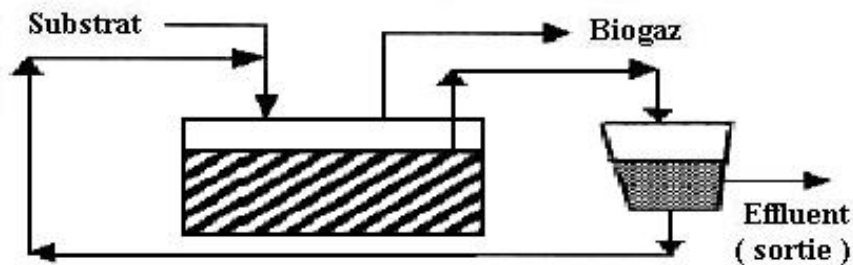


Figure 8 : Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de biomasse active (bactéries) à l'extérieur du digesteur [23]

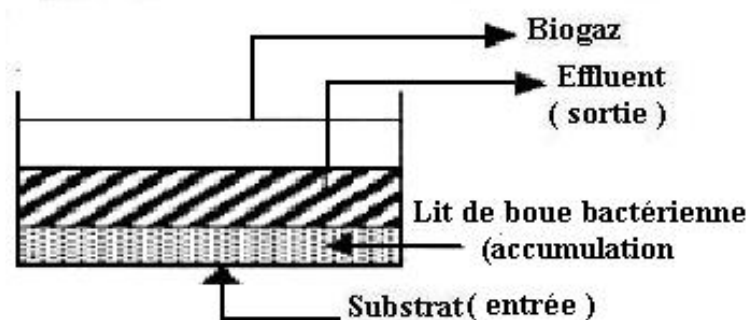


Figure 9 : Digesteur à alimentation continue en substrat avec recyclage de la biomasse active (bactéries) à l'intérieur du digesteur [23]

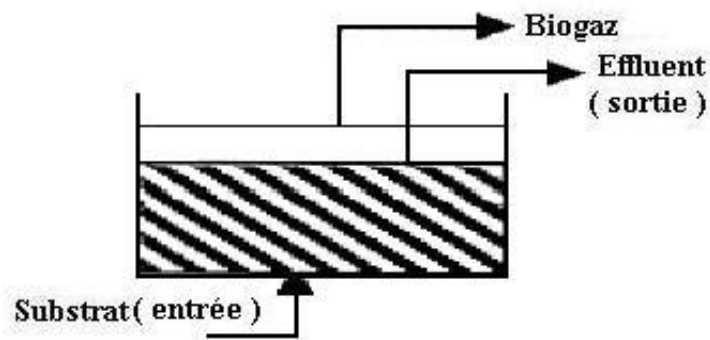


Figure 10 : Digesteur avec flux de substrat ascendant [23]

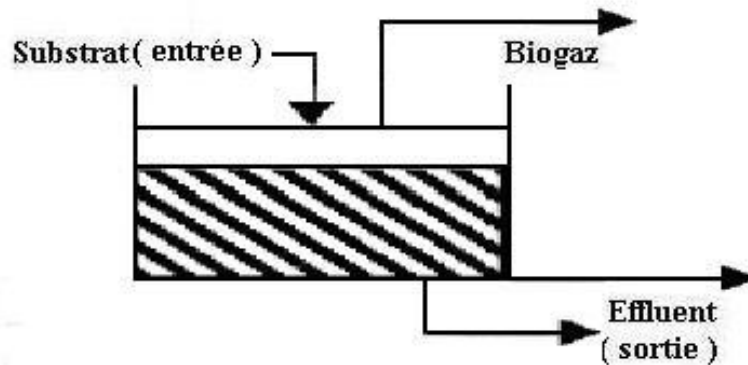


Figure 11 : Digesteur avec flux de substrat descendant [23]

2.7.2 Digesteur en deux étapes

Ce type de digesteur sépare l'hydrolyse et l'acidogénèse, dans une première étape, et la méthanogénèse dans une seconde étape (Figure 12).

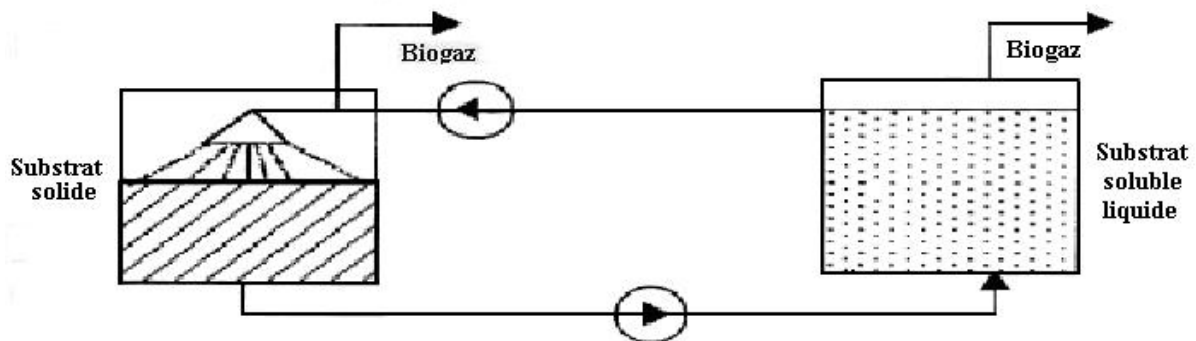


Figure 12 : Digesteur en deux étapes [24]

2.8 Le procédé de la méthanisation agricole “mésophile en infiniment mélangé”

La méthanisation en voie liquide mésophile (38 - 42°C) est le procédé le plus couramment utilisé en méthanisation agricole.

2.8.1 Digestion des matières dans une installation en « infiniment mélangé »

La fermentation se déroule dans un réservoir généralement cylindrique appelé digesteur.

Le digesteur maintient un milieu favorable au développement des bactéries : absence d'oxygène, température constante, pH neutre.

Les matières y séjournent le temps nécessaire à leur dégradation (40 à 60 jours).

Le digesteur est étanche aux gaz et aux liquides. Il est chauffé, isolé, et son contenu brassé.

Il peut être enterré ou hors sol. Il est généralement en béton ou en acier inox.

Le dimensionnement et les équipements sont conditionnés par la composition de la ration et divers autres paramètres (nature des substrats entrants, temps de dégradation, risque de sédimentation...) [24].

2.8.2 Flux de matière au sein de l'installation

La matière à traiter est introduite tous les jours dans le digesteur. Une quantité équivalente est extraite par surverse ou par pompage.

La matière sortante, le digestat, est évacuée vers une fosse de stockage.

Certaines installations sont équipées d'un post digesteur couvert, isolé et éventuellement chauffé qui permet de terminer la digestion et de récupérer la fraction de biogaz encore présent dans la matière digérée. Cette production complémentaire peut atteindre 20 % de la production totale en biogaz [24].

2.8.3 Chauffage du digesteur

La fermentation anaérobie ne dégage pas de chaleur contrairement au compostage. Pour un développement maximal, les bactéries doivent vivre entre 38 et 42°C et sans choc thermique. Il est donc nécessaire d'isoler et de chauffer le digesteur [24].

2.8.4 Agitation du digesteur

Le brassage est un élément clé. Il permet :

- D'homogénéiser la masse en fermentation et d'améliorer ainsi les contacts matière/bactéries,
- D'uniformiser la température,
- D'éviter la sédimentation de matières en fond de digesteur ou la remontée en surface des matières flottantes telles que les graisses ou la paille,
- De favoriser le bon dégazage et d'éviter ainsi la formation de croûte en surface et le gonflement de la matière.

Plus la teneur en matières sèches est élevée plus le brassage doit être puissant.

Les techniques de brassage sont mécaniques (agitateur) ou hydrauliques (injection de biogaz ou recirculation de digestat). Elles sont d'orientations variées (horizontale, verticale ou oblique), fixes ou mobiles, de vitesses variées (lente ou rapide). La vitesse de brassage est un élément important, les microbiologistes s'accordent pour dire qu'un brassage trop rapide détruit les agrégats de matières organiques et par là même, nuit à la vie symbiotique des bactéries acétogènes et méthanogènes [24].

La **Figure 13** schématise les différentes parties d'un digesteur agricole à biogaz

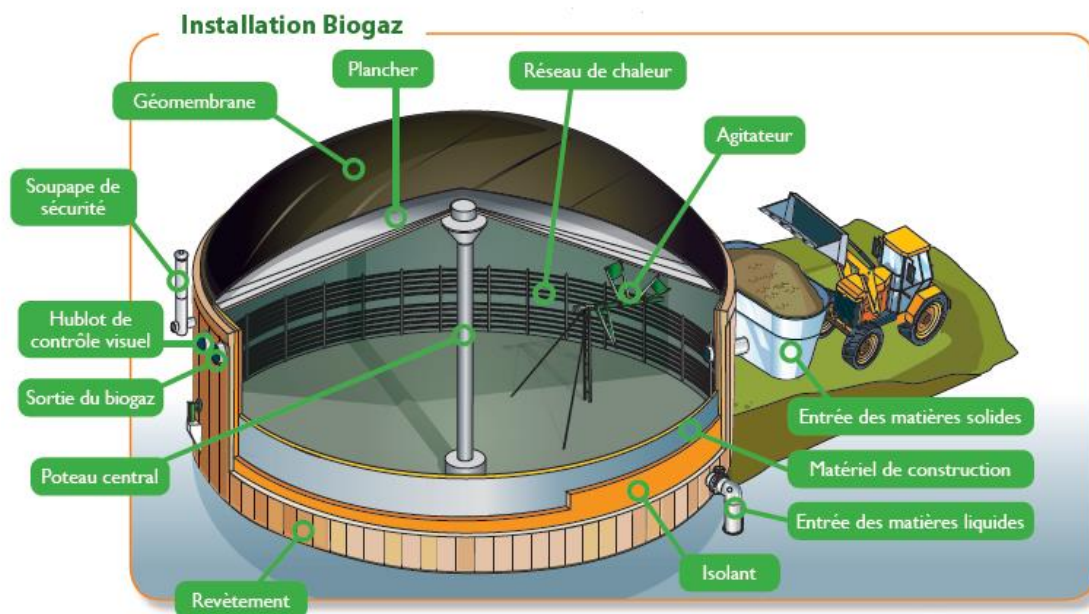


Figure 13 : Installation Biogaz [24]

2.9 Produits de la méthanisation

2.9.1 Le biogaz

2.9.1.1 Définition du biogaz

Le biogaz est un gaz combustible, mélange de méthane et de gaz carbonique, additionné de quelques autres composants. Le préfixe bio (vivant) indique sa provenance : les matières organiques, qui libèrent le biogaz lors de leur décomposition selon un processus de fermentation. On l'appelle aussi gaz naturel "renouvelable", par opposition au gaz naturel d'origine fossile. Le biogaz se nomme encore "gaz de marais", au fond duquel se décomposent des matières végétales et animales. C'est également du biogaz qui est à l'origine des feux follets des cimetières ou de l'embrasement spontané de décharges non contrôlées. [26]

2.9.1.2 Composition du biogaz

La composition du biogaz est consignée dans le **Tableau 6**

Tableau 6 : Composition du biogaz [27]

Gaz	%
Méthane CH ₄	50 à 70
Dioxyde de carbone CO ₂	35 à 40
Azote N ₂	0,5 à 3
Gaz divers: H ₂ S, NH ₃ , C _n H _{2n} ...	1 à 5
Hydrogène H ₂	1 à 3
Oxygène O ₂	0,1 à 1

2.9.1.3 Propriétés et caractéristiques du biogaz

Dans les mêmes conditions de température et de pression et à volume égal, le biogaz est plus léger que l'air ; sa densité par rapport à l'air est environ égale à 0,7. Par conséquent, en cas de fuite, le biométhane aura tendance à s'échapper vers le haut contrairement au butane et au propane, ce qui évite les risques d'accidents [27].

Concernant la production de biogaz sur les différents substrats : et à la lumière des valeurs consignées dans le **Tableau 7**, il apparaît clairement que le substrat idéal est constitué par les eaux d'égout, mais pour des commodités particulières, les bouses de vaches et les fientes de volailles constituent également de bons substrats et particulièrement quand ils sont mélangés.

Tableau 7 : Rendement de production de biogaz en fonction de la nature du substrat [28]

Déchets	Rendement moyen (Litre/kg de M.S.)
<u>Déchets animaux</u>	
Bouse de vaches	200
Crottins de chevaux	200
Fientes de volailles	310
Fumier de moutons	135
Eaux d'égout	340

2.9.1.4 Le pouvoir calorifique du biogaz

Le méthane brûle avec une flamme bleue, lorsque sa combustion est complète. Celle-ci s'accompagne d'un fort dégagement de chaleur. Dans ces conditions, 1 m³ de méthane peut atteindre en brûlant une température de 1400 °C et dégager une quantité de chaleur de l'ordre de 8500 à 9500 kcal.

La comparaison du pouvoir calorifique du biogaz avec celui des combustibles usuels permet d'énoncer les équivalents approximatifs suivants :

- 1 m³ de biogaz équivaut, du point de vue énergétique, à 1,25 kilowattheure.
- La combustion de 1m³ de biogaz produit une quantité d'énergie équivalente à celle

de 0,7 litre de pétrole ou 0,6 litre de gasoil [28].

2.9.1.5 Valorisation du biogaz [29]

Le biogaz peut être valorisé de plusieurs façons :

- **En chaudière** : sur le principe d'une chaudière gaz.
- **Encogénération** :
 - Le moteur de cogénération produit simultanément électricité et chaleur.
 - L'électricité est produite par un moteur à combustion interne ou une turbine à gaz qui entraîne un alternateur.
- **En biométhane** pour l'injection dans le réseau de gaz naturel (gaz de ville) ou comme carburant :
 - Il est possible d'épurer le biogaz, c'est-à-dire d'enlever le CO₂ et les autres composés minoritaires qui le composent, afin d'avoir un gaz à plus de 95 % de méthane.
 - Il peut alors être injecté dans le réseau ou utilisé comme carburant après différents traitements (odorisation, compression,...).

D'autres valorisations sont possibles, issues de travaux de recherches, mais elles ne sont pas forcément adaptées pour un projet à la ferme,

- La trigénération : produire du froid avec du chaud (climatisation)
- La production d'électricité supplémentaire à partir de la chaleur : turbine à gaz, cycle de Rankine (ORC)...

La majorité des projets valorise leur biogaz en cogénération. Il existe des projets en chaudière. La première utilisation de la chaleur est le chauffage du digesteur.

2.9.2 Le digestat

2.9.2.1 Définition du digestat

Le digestat est le produit résidu de la méthanisation, composé de matière organique non biodégradable, des matières minérales (azote, phosphore) et de l'eau. Ce digestat est stocké dans des fosses ou des dalles en béton. Comme le montrent les **Figures 14 et 15 [30]** :



Figure 14 : Élimination des digestats par centrifuge [30]



Figure 15 : Stockage des digestats sur une dalle en béton [30]

2.9.2.2 Caractéristiques du digestat

- Odeurs inexistantes du fait de la digestion dans le méthaniseur des matières organiques responsables des nuisances olfactives ;
- Germes pathogènes réduits grâce à l'hygiénisation ;
- Valeur amendante conservée car la fraction ligneuse contribuant à la formation d'humus n'est pas attaquée ;
- Valeur fertilisante améliorée – l'azote se retrouve sous forme ammoniacale – plus facilement assimilable par les plantes. Cependant son état plus volatile, a des conséquences sur les modalités de stockage et d'épandage (enfouissement au

printemps).

- Plus fluide que le lisier non traité, il pénètre plus rapidement dans le sol.

Le digestat peut subir un traitement de séparation de phase liquide/solide pour avoir une fraction solide riche en matières organiques et en éléments phosphatés qui se gère comme un amendement.

Une fraction liquide contenant de l'azote ammoniacal et peu de matières organiques, utilisable comme engrais liquide en remplacement des engrais minéraux azotés [31].

2.9.2.3 Valorisation du digestat

La valorisation optimale du digestat exige une qualité et une efficacité maximale. La qualité du digestat est déterminée par le type d'intrant (et la co-digestion), le type de procédé ainsi que les traitements et le type d'entreposage. L'innocuité (chimique et microbiologique), la teneur en éléments nutritifs et l'absence de biodégradabilité (stabilité) représentent les indicateurs de qualité. L'efficacité agronomique du digestat appliqué au champ varie en fonction des modalités d'épandage et des conditions pédoclimatiques.

Le plus souvent, le digestat est valorisé à l'état brut comme engrais sans aucun traitement. Lorsque la séparation de phase est utilisée, la fraction solide s'apparente davantage à un amendement organique qu'à un engrais, puisqu'elle contient plus de carbone que le digestat brut [31].

2.10 Intérêt de la méthanisation à la ferme

Les intérêts de la méthanisation sont nombreux, nous pouvons citer :

2.10.1 Les intérêts pour les agriculteurs

- Création d'activité, revenus complémentaires stables (vente d'électricité).
- Couverture des besoins de chaleur dans un contexte d'augmentation du coût de l'énergie.
- Amélioration des engrais de ferme (meilleure assimilation par les plantes, réduction des odeurs, réduction de la dépendance aux engrais minéraux).
- Valorisation des équipements de stockage des effluents (fosses à lisiers).
- Diversification des débouchés pour les cultures dérobées et résidus de cultures qui peuvent être méthanisés.
- Renforcement du lien agriculture/territoire suite à la création de services pour la collectivité.

2.10.2 Les intérêts pour les acteurs économiques du territoire

- Création d'une filière locale de recyclage et de valorisation des déchets organiques des entreprises.

- Fourniture d'énergie verte (chaleur, biométhane) pour des entreprises.
- Amélioration de l'image des entreprises utilisatrices de ses nouveaux services (utilisation d'énergie verte, recyclage des déchets).
- Création d'activités autour de la construction et l'exploitation de l'installation biogaz.

2.10.3 Les intérêts pour les collectivités locales

- Attractivité économique accrue en lien avec l'utilisation de la chaleur.
- Gain en autonomie énergétique du territoire.
- Réduction des odeurs liées au stockage et à l'épandage des effluents d'élevage.
- Création d'activités autour de la construction et l'exploitation de l'installation biogaz.

2.10.4 Les intérêts pour l'environnement

Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce :

- Au captage des émissions de méthane qui se produisent naturellement au cours du stockage des déjections animales,
- À la valorisation énergétique du méthane capté (sous forme d'électricité, de chaleur ou de biométhane) en substitution d'une autre énergie potentiellement productrice de gaz à effet de serre (gaz naturel, fioul...),
- À la substitution des engrais minéraux dont la production est très consommatrice en énergie fossile par des engrais renouvelables (retour au sol de la matière organique des bio-déchets),
- À la réduction du transport de déchets.

2.11 Conclusion

Les avantages de la biométhanisation sont multiples et peuvent être classés comme suit :

- Dans le traitement des déchets : processus naturel nécessitant moins d'espace que le compostage aérobie ou l'enfouissement et réduisant considérablement le volume et le poids des déchets à enfouir ;
- Sur le plan énergétique : production nette d'énergie, génération d'un combustible renouvelable de haute qualité valorisable dans plusieurs applications finales ;
- Sur le plan environnemental : réduction significative des émissions de CO₂ et de CH₄, élimination des odeurs, production d'un compost propre (stérile) et d'un fertilisant liquide riche en matières nutritives utilisables en agriculture ;
- Sur le plan économique : plus rentable que toutes les autres formes de traitement.

Chapitre 3 : La micro-cogénération

3.1 Introduction

L'ensemble des systèmes de cogénération installés actuellement dans le monde totalise une capacité électrique de 240 GW [32]. Cela représente une proportion significative des besoins énergétiques mondiaux si l'on considère que ces installations produisent beaucoup plus de chaleur que d'électricité. Sachant que la majeure partie de l'électricité produite dans le monde l'est à partir de machines thermodynamiques alimentées en combustibles, on comprend que les installations de cogénération offrent un énorme potentiel de croissance [32], et c'est un moyen prometteur pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction d'émission de gaz à effet de serre. Par son rendement le plus élevé de toutes les technologies de production d'énergie, sa flexibilité au niveau des combustibles utilisables, la gamme de tailles qui va d'une maison individuelle au chauffage urbain, et sa production locale proche des consommateurs, elle est destinée à devenir un pilier central dans l'approvisionnement énergétique de cette première moitié de siècle.

3.2 Le concept de cogénération

La cogénération (ou production combinée chaleur-force) consiste à produire et à utiliser de manière simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique (**Figure 16**). L'énergie mécanique générée par une turbine ou un moteur est transformée en énergie électrique. L'énergie thermique provient de la récupération de chaleur (au travers des échangeurs) sur les gaz d'échappement de la turbine ou du moteur et sur le circuit de refroidissement du moteur [33].

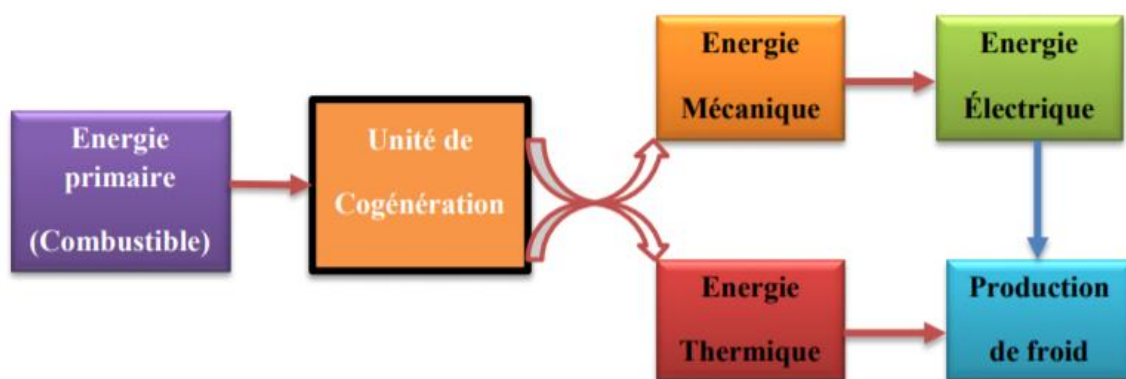


Figure 16 : Principe de la cogénération [33]

Le rendement global d'une unité de cogénération est induit par une interaction entre les différents rendements : celui du système de production d'énergie électrique et celui du système de récupération de chaleur [34]. Cette interaction est définie par la technique utilisée pour la réalisation de l'unité de cogénération. En fonction du type de technologie utilisé pour l'unité de cogénération, les différents rendements de production pour l'électricité et la chaleur peuvent considérablement varier, néanmoins les différents rendements globaux de la cogénération fluctuent de 65 à 90% [34, 35]. Les systèmes les plus efficaces (avec des rendements globaux au-delà de 80%) sont ceux qui assurent une grande demande de chaleur alors que la production électrique reste relativement basse [34]. Quand la température pour le circuit de chaleur augmente, le rapport entre l'électricité et la chaleur produite diminue. Ce

rapport (quotient de l'énergie électrique produite divisé par l'énergie thermique produite) reste un indicateur important pour l'étude économique d'une cogénération car revendre l'excédent d'électricité est techniquement plus facile et accessible que revendre l'excédent de chaleur [34].

3.3 La micro-cogénération

La micro-cogénération désigne la plus petite classe de système de cogénération. D'après la Directive européenne 2004/8/EC, la puissance électrique maximale pour une micro-cogénération est de 50kW_{électrique} [36]. Cette gamme de puissance permet alors de proposer des technologies adaptées au résidentiel individuel ou au petit tertiaire.

3.4 Types de moteurs et technologies

Les systèmes de micro-cogénération se basent sur un bon nombre de technologies différentes :

- Les moteurs à combustion interne ;
- Les micro-turbines à gaz ;
- Les moteurs Stirling ;
- Les micro-turbines à vapeur (cycle de Rankine et cycle de Rankine organique) ;
- Les piles à combustible.

3.4.1 Moteurs à combustion interne

3.4.1.1 Principe de fonctionnement

Les moteurs à combustion interne sont les moteurs les plus développés et les mieux maîtrisés. Il en existe plusieurs types mais les modèles les plus connus de tous sont les moteurs à explosion à quatre temps avec allumage commandé (moteur essence) ou à auto-allumage (moteur Diesel). Les deux sont munis d'une chambre de combustion cylindrique dans laquelle se trouve le piston de travail. Le piston est connecté à un vilebrequin qui transforme le mouvement rectiligne du piston en mouvement de rotation. Généralement ces moteurs ont plusieurs chambres de combustion pour actionner un seul vilebrequin [34].

Moteurs à 4 temps : Diesel [37]

- Temps 1 : l'air (seul) est introduit dans le cylindre par la soupape d'admission.
- Temps 2 : l'air est comprimé.
- Temps 3 : le carburant est injecté et la combustion du mélange (grosso modo à pression constante) survient. La détente des gaz de combustion produit un travail.
- Temps 4 : Les gaz sont expulsés du cylindre par la soupape d'échappement.

Moteurs à 4 temps : essence [37]

- Temps 1 : le mélange air/essence est introduit dans le cylindre par la soupape d'admission.
- Temps 2 : le mélange est comprimé.
- Temps 3 : La combustion du mélange (grosso modo à volume constant) survient et la détente des gaz de combustion produit un travail.

- Temps 4 : Les gaz sont expulsés du cylindre par la soupape d'échappement.

3.4.1.1.1 Moteur essence

Le moteur essence est un type de moteur thermique alternatif qui fonctionne à travers le cycle Otto. C'est un moteur alternatif capable de convertir l'énergie chimique du carburant en énergie mécanique.

Il est constitué de 4 processus (**Figure 17**) :

- 1 → 2 : Compression isentropique
- 2 → 3 : La combustion (chauffage à volume constant)
- 3 → 4 : Détente isentropique
- 4 → 1 : Échappement (refroidissement à volume constant)

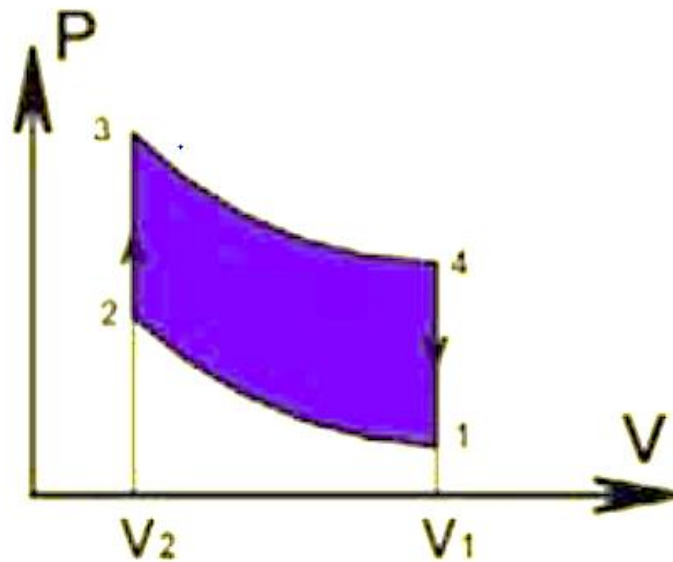


Figure 17 : Diagramme [P-V] pour le cycle Otto [34]

Le rendement thermique théorique du cycle avec un gaz parfait est donné par l'expression suivante [34] :

$$\eta = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \dots\dots\dots(1)$$

$$\eta = 1 - r^{1-R} \dots\dots\dots(2)$$

$$r = \frac{V_1}{V_2} \dots\dots\dots(3)$$

Avec : γ rapport des chaleurs spécifiques

3.4.1.1.2 Moteur diesel – cycle Diesel

Ce moteur à combustion interne fonctionne par allumage spontané du gazole injecté dans l'air préalablement comprimé, sous pression élevée. Cette forte compression appliquée à l'air seul ne présente aucun risque d'autoinflammation. Le taux de compression peut atteindre la valeur de 20. Le carburant nécessite un raffinage moins poussé que celui de l'essence [37].

Il est constitué de 4 processus (**Figure 18**) :

- 1 → 2 : compression isentropique
- 2 → 3 : la combustion (chauffage à pression constante)
- 3 → 4 : détente isentropique
- 4 → 1 : échappement (refroidissement à volume constant)

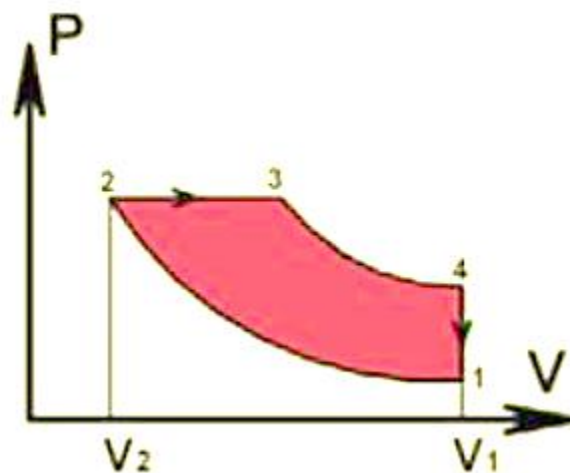


Figure 18 : Diagramme [P-V] pour un cycle Diesel [34]

Le rendement théorique d'un tel cycle est [34] :

$$\eta = 1 - \frac{(\beta^\gamma - 1)}{(\beta - 1)\gamma r^{\gamma-1}} \dots \dots \dots (4)$$

$r = \frac{V_1}{V_2}$ $\beta = \frac{V_3}{V_2}$ et γ *rapport des chaleurs spécifiques*

3.4.1.2 Application à la micro-cogénération

Un moteur alternatif de type diesel, essence ou autre carburant, associé à un générateur électrique (alternateur) relié au moteur constitue un système très efficace pour la production d'électricité [34].

Les moteurs diesel sont recommandés pour une utilisation continue. L'inconvénient est le fonctionnement bruyant qui pourrait les rendre peu attrayants pour des applications résidentielles [40]. Des systèmes de cogénération faits à base de moteurs à combustion interne

sont mieux appropriés pour de grands bâtiments résidentiels avec moins de pics de consommation d'électricité et de chaleur. Les meilleures performances peuvent être atteintes par le choix approprié de la taille du moteur, de la capacité du système de stockage de l'énergie thermique et électrique et du scénario de fonctionnement de toute l'installation intégrant le système de micro-cogénération.

3.4.2 Les turbines à gaz

3.4.2.1 Principe de fonctionnement

Une micro-turbine à gaz est une turbine à gaz de petite puissance sa capacité est généralement de 30 à 350 kW et sa température de combustion est en général entre (800-1300 °C) [41], fonctionnant généralement avec un faible rapport de compression et avec un régénérateur pour en améliorer les performances.

Les turbines à gaz sont des moteurs à combustion qui réalisent les différentes étapes de leur cycle non pas dans une seule chambre comme pour les moteurs à pistons, mais dans différents éléments qui sont traversés par le fluide de travail (**Figure 19**). De l'air extérieur « E » est d'abord comprimé par le compresseur « C » puis une fois dans la chambre de combustion « CH », il est mélangé au gaz « G » qui est donc oxydé (brûlé). Les gaz de combustion « EC », chauds et à haute pression, se détendent directement dans une turbine « T », qui actionne une génératrice électrique « M » et aussi le compresseur couplé par l'arbre « A » [34].

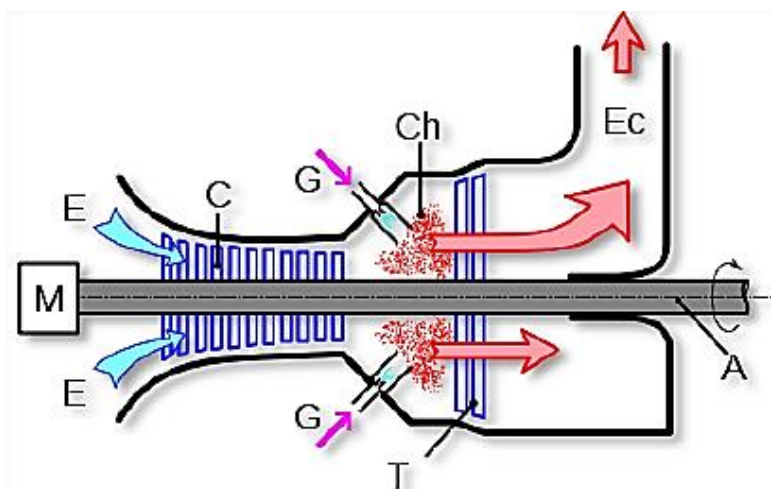


Figure 19 : Coupe longitudinale d'une turbine à gaz [34]

Un modèle thermodynamique ainsi que son diagramme [T-S] de cette suite de transformations sont représentés sur les **Figure 20** et **21** respectivement.

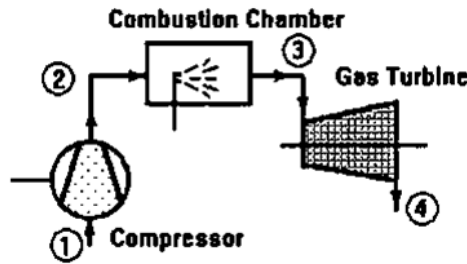


Figure 20 : Modèle thermodynamique d'une turbine [34]

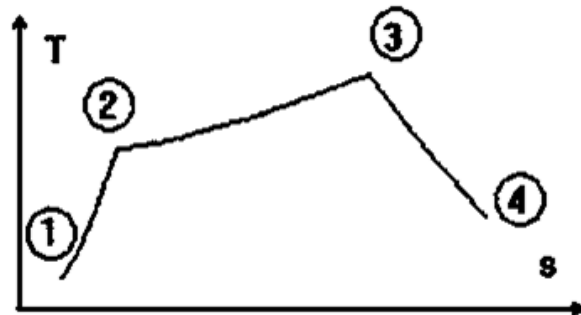


Figure 21 : Diagramme [T-S] d'une turbine [34]

Le travail fourni par ce système est :

$$W_{out} = \dot{m}((h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)) \dots\dots\dots(5)$$

Où \dot{m} est le débit massique de gaz, h_3 l'enthalpie spécifique du gaz à l'entrée de la turbine et h_4 l'enthalpie spécifique en sortie de la turbine [34].

Le rendement thermique est donc :

$$\eta_{th} = \frac{W_{out}}{\dot{m}_c \times PCI_{gaz}} \dots\dots\dots(6)$$

\dot{m}_c : est le débit massique du combustible

3.4.2.2 Application à la micro-cogénération

Une unité de cogénération ayant pour base une micro-turbine couple l'électricité produite par la génératrice actionnée par la turbine et la chaleur récupérée des gaz d'échappement.

Les hautes températures (450 – 550°C) des gaz d'échappement permettent une production considérable de chaleur. Comme avantages, nous pouvons citer les faibles niveaux de bruit, les petites dimensions des systèmes, le taux d'émissions (spécialement en NO_x) relativement bas comparé à celui des moteurs à combustion interne [40]. Les combustibles gazeux et liquides sont adaptés pour le micro turbines. Elles ont des rendements électriques moyens (18-31%) [43].

3.4.3 Piles à combustible (PAC)

3.4.3.1 Principe de fonctionnement

Une PAC est un convertisseur d'énergie chimique en énergie électrique et thermique. La réaction mise en œuvre est une réaction électrochimique entre l'hydrogène H_2 (carburant) et l'oxygène O_2 (comburant) avec production simultanée d'eau, d'électricité et de chaleur selon la réaction globale de synthèse de l'eau : $H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O$ (**Figure 22**)

Contrairement aux piles traditionnelles ou aux batteries, l'énergie n'est donc pas stockée dans le volume fini de la pile elle-même mais dans des réservoirs de gaz qui peuvent alimenter la PAC de manière continue. Le flux d'énergie délivré par la PAC découle de la circulation du gaz combustible (H_2) et du gaz oxydant (O_2) [43].

La mise en œuvre de cette réaction s'effectue au travers de deux demi-réactions l'une à l'anode correspondant à l'oxydation de l'hydrogène et l'autre à la cathode avec la réduction de l'oxygène produisant de l'eau. Parmi les différentes technologies, deux sont privilégiées : la filière polymère à basse température PEMFC et la filière céramique à haute température SOFC. Elles offrent des perspectives d'utilisation larges dans trois domaines : les applications portables, les transports et les applications stationnaires [43].

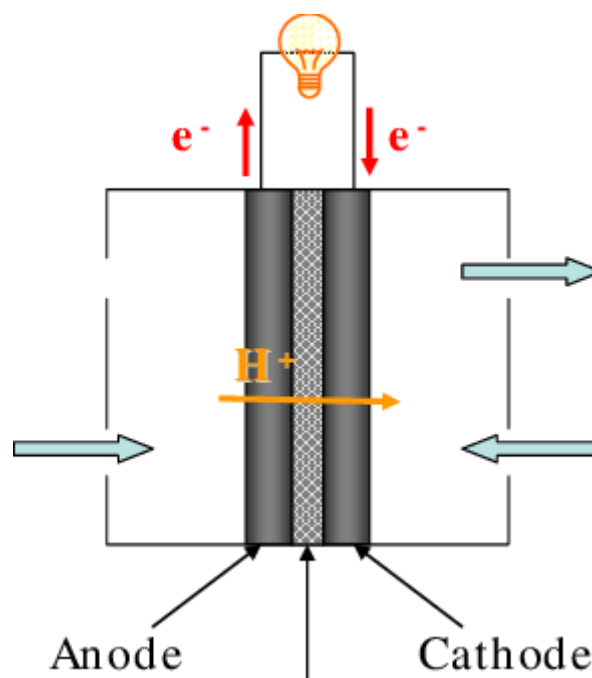


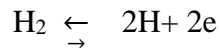
Figure 22 : Schéma de principe d'une pile à combustible [45]

En fonction du type d'électrolyte utilisé, il existe plusieurs types de piles :

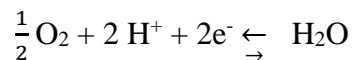
3.4.3.1.1 Piles à membrane échangeuse de protons (PEMFC)

Dans le cas des piles de technologie PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell ou pile à membrane échangeuse de protons), le lien entre ces deux demi-réactions est réalisé par une membrane électrolyte conduisant les protons H^+ . [43] Le principe de fonctionnement nécessite une cellule élémentaire comprenant une anode, une cathode, un électrolyte ainsi que les alimentations en combustible et comburant. Le circuit électrique externe est également représenté (Figure 23). Les réactions mises en œuvre sur chaque électrode sont :

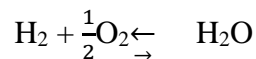
À l'anode



À la cathode



Bilan



Bilan Pour que ces réactions aient lieu aux températures de fonctionnement d'une pile PEMFC, l'ajout d'un catalyseur dans les électrodes est nécessaire. Le meilleur catalyseur reste aujourd'hui le platine. La production d'énergie électrique s'accompagne de pertes thermiques qu'il convient d'évacuer par l'intermédiaire d'un circuit de refroidissement.

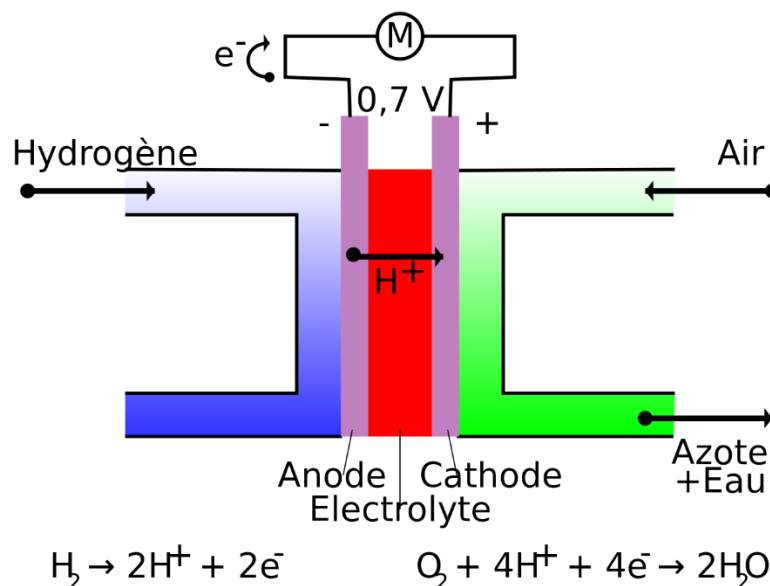


Figure 23 : Schéma principe PEMFC [43]

3.4.3.1.2 Piles à oxydes solides (SOFC)

Ce type de pile a pour électrolyte un composé céramique oxyde solide tels que le calcium ou le zirconium. Comme pour les piles à membrane, l'hydrogène est dissocié à l'anode,

les électrons suivent le circuit externe pour s'acheminer vers la cathode où des ions oxyde seront formés avec l'oxygène fourni à la pile. Ces ions oxyde traversent l'électrolyte et se recombinent aux ions H^+ à l'anode pour former de l'eau (**Figure 24**).

Elles fonctionnent à hautes températures, typiquement 700 à 1000°C, ce qui présente donc un potentiel énorme pour la production de chaleur à haute température. De plus, les rendements électriques sont proches de 55%. En plus de ne pas nécessiter de platine (catalyseur) elles oxydent le CO. Mais elles n'atteignent de bons rendements qu'à haute température, elles sont lentes au démarrage (le temps de monter en température) et doivent donc rester le plus longtemps possible en marche [34].

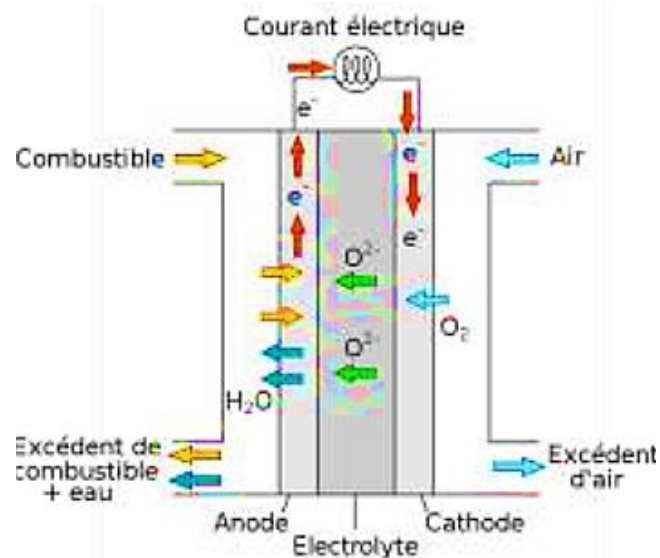


Figure 24 : Schéma principe SOFC [34]

3.4.3.1.3 Piles à carbonate fondu (MCFC)

Ce sont les piles qui présentent les plus grandes efficacités électriques. Elles n'utilisent pas de platine mais des sels fondus qui cause un problème de lenteur au démarrage et de corrosivité. L'électrolyte est ainsi composé de sels de carbonates fondus en suspension dans une matrice chimiquement neutre en céramique. Comme pour les cas précédents, l'hydrogène se dissocie en deux ions H^+ à l'anode. A la cathode, l'oxygène, le dioxyde de carbone (fournis à la pile) et les électrons venus par le circuit externe se combinent pour former des ions carbonates qui traversent l'électrolyte. Une fois que ces ions carbonates arrivent du côté de l'anode, ils se recombinaient aux ions hydrogènes pour produire de l'eau et reconstituer du CO_2 (**Figure 25**). Elles présentent aussi un bon potentiel en chaleur car fonctionnant à des températures de 650 à 920°C. Les MCFC peuvent atteindre des rendements de près de 60%, ce qui est considérablement élevé par rapport aux 40% qu'offrent les piles à acide phosphorique [34].

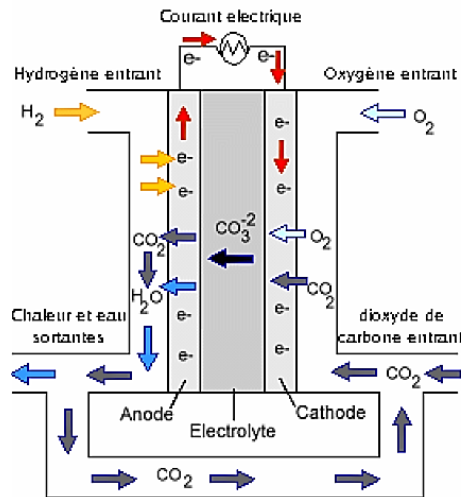


Figure 25 : Schéma principe MCFC [11]

3.4.3.2 Application à la micro-cogénération

Les différents types de piles généralement utilisés pour la micro-cogénération sont les piles à membrane et les piles à oxyde solide. Pour la production d'électricité, le rendement des piles à combustible peut atteindre 45-55% [40] quand c'est de l'hydrogène pur qui est utilisé et l'unique émission sera alors de l'eau ; mais en cas de reformage, du CO₂ et une quantité minime d'oxydes de soufre et d'azote sont aussi produits en fonction du type de carburant [34].

Les autres avantages sont le silence lors du fonctionnement, la modularité et l'adaptabilité rapide aux variations de charges. En ce qui concerne la production de chaleur ça sera principalement les piles fonctionnant à hautes températures qui seront choisies parce qu'il est plus facile de valoriser la chaleur à haute température qu'à basse température (en fonction des besoins énergétiques du site). Cependant les piles à combustibles nécessitent un carburant de haute qualité (hydrogène, biométhane très pur) ce qui implique l'installation obligatoire d'une unité de reformage ou de traitement très fin du biogaz [34].

3.4.4 Moteurs à combustion externe – moteur Stirling

3.4.4.1 Principe de fonctionnement

Le but est de produire de l'énergie mécanique à partir d'énergie thermique. Au début du cycle, le gaz à l'intérieur du moteur est placé dans la chambre chaude, chauffée par une certaine source d'énergie : sa température et sa pression augmentent, ce qui produit une dilatation du gaz (phase 1). Le piston de la chambre chaude étant en butée, le gaz se détend vers la chambre froide en repoussant le piston de celle-ci. L'énergie thermique est ainsi transformée en énergie mécanique qui est transmise à la roue (phase 2). Ce mouvement de la roue est transmis au piston de la chambre chaude qui repousse presque tout le gaz dans la chambre froide. Lorsque c'est fait, le gaz arrivé dans la chambre froide se refroidit (phase 3) et son volume diminue, entraînant le piston froid dans l'autre sens (phase 4). De nouveau, ce mouvement est transmis, via la roue, au piston de la chambre chaude qui recule alors vers sa butée. Presque tout le volume de gaz se retrouve alors aspiré vers la chambre chaude et le cycle

recommence.

La source chaude du moteur (le piston rouge ci-dessus) est alimentée par une source externe quelconque : combustion externe de dérivés du pétrole, gaz naturel, charbon, mais aussi énergies renouvelables comme l'énergie solaire, le bois ou l'énergie géothermique.

Comme pour la plupart des moteurs, le cycle de Stirling s'effectue en quatre étapes (**Figure 26**) :

- 1 → 2 : chauffage à volume constant
- 2 → 3 : détente isotherme
- 3 → 4 : refroidissement à volume constant
- 4 → 1 : compression isotherme

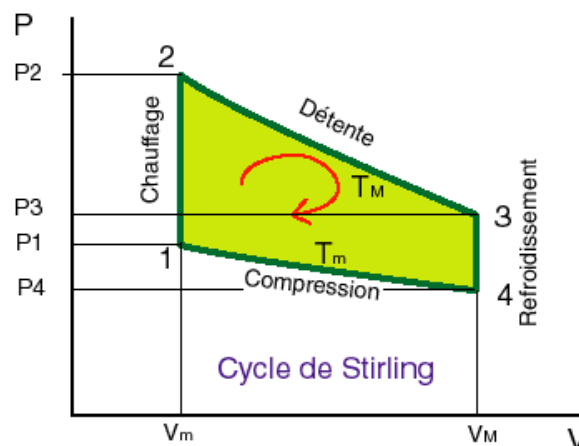


Figure 26 : Diagramme [P-V] pour un cycle Stirling idéal [34]

En théorie, le moteur de Stirling est la technologie la plus efficace pour la conversion de la chaleur en travail mécanique

3.4.4.2 Application à la micro-cogénération

Depuis la présentation par Robert Stirling de son brevet en 1816, les moteurs Stirling ont été développés pour de multiples applications différentes. Cette polyvalence est surtout due au fait que la source de chaleur est externe au système et peut donc fonctionner avec une grande variété de combustibles y compris les combustibles fossiles, la biomasse, l'énergie solaire, la géothermie. Un autre aspect intéressant est que la combustion peut se produire de façon continue (contrairement aux explosions dans d'autres technologies) ce qui facilite le contrôle [40]. Les moteurs Stirling sont très flexibles et leur caractéristique la plus remarquable est leur capacité à fonctionner à basse température et peuvent donc utiliser des sources d'énergie habituellement très répandues comme l'eau chaude (ce qui n'est pas le cas pour les piles à combustibles).

Présentement, les systèmes de micro-cogénération utilisant les moteurs Stirling ont des efficacités électriques plutôt basses variant de 25 à 30% quand le combustible utilisé est le gaz naturel. Quand il s'agit des combustibles solides tels que la biomasse, cette efficacité baisse et

peut atteindre 15% [46]. L'efficacité globale, par contre, est relativement élevée, allant de 85 à 95%. De plus ces systèmes présentent un bon comportement quand il s'agit du fonctionnement à charge partielle.

3.4.5 Moteurs à combustion externe – cycle de Rankine organique

3.4.5.1 Principe de fonctionnement

C'est grâce au physicien écossais William Rankine que ce cycle a vu le jour au 19ème siècle et a permis l'essor de la production électrique. Le cycle de Rankine organique est très similaire au cycle d'une machine à vapeur à l'exception du fluide moteur qui entraîne la turbine qui est un fluide organique de grande masse moléculaire. Le fluide de travail est vaporisé à l'aide d'une source de chaleur externe. La vapeur formée se détend dans une turbine pour produire de l'énergie mécanique et est ensuite condensée dans un échangeur de chaleur [34].

Le diagramme thermodynamique [T-S] du cycle est illustré sur la **Figure 27** avec la courbe de changement de phase et les 4 principales étapes composant le cycle :

- 1 → 2 : compression (pompe)
- 3 → 4 : chauffage isobarique (chaudière)
- 4 → 5 : expansion (détente) isentropique (turbine)
- 5 → 1 : condensation isobarique (condenseur)

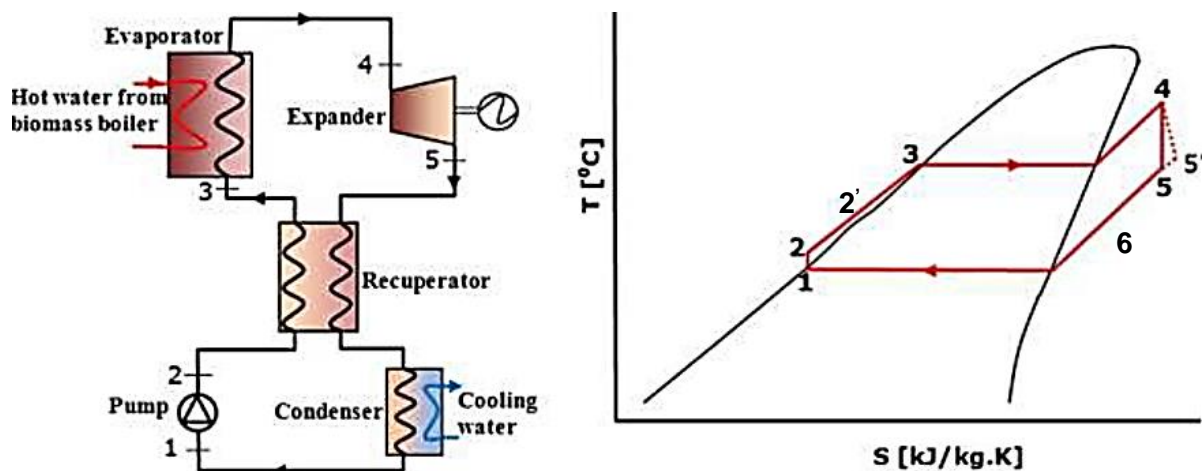


Figure 27 : : Schéma et diagramme [T-S] du cycle de Rankine organique idéal [48]

Le travail fourni par la machine (au niveau de la turbine) W_1 et le travail reçu (pour la pompe) W_2 sont respectivement [48] :

$$W_1 = \dot{m}(h_4 - h_{5'}) \dots\dots\dots(7)$$

$$W_2 = \dot{m}(h_2 - h_1) \dots\dots\dots(8)$$

Le travail net effectué par la machine est donc :

$$W = W_1 - W_2 \dots\dots\dots(9)$$

Avec \dot{m} qui est le débit massique du fluide.

La chaleur fournie au cycle \dot{Q}_1 ainsi que celle rejetée par le cycle \dot{Q}_2 sont respectivement :

$$\dot{Q}_1 = \dot{m}(h_4 - h_{2'}) \dots\dots\dots(10)$$

et

$$\dot{Q}_2 = \dot{m}(h_6 - h_1) \dots\dots\dots(11)$$

Le rendement de la machine est donc :

$$\eta = \frac{W}{\dot{Q}_1} \dots\dots\dots(12)$$

3.4.5.2 Application à la micro-cogénération

Les sources de chauffage et de refroidissement ne sont pas en contact direct avec le fluide organique ni avec la turbine [34]. Les principaux avantages des installations basées sur le cycle de Rankine organique sont entre autres une bonne efficacité du cycle, pas de corrosion des aubes, longue durée de vie, un niveau de bruit bas et une bonne performance en charge partielle [34].

3.5 Comparaison des technologies

Tableau 8 : comparaison des différentes technologies de μ CHP [42]

	Moteur à combustion interne	Turbine à gaz	Moteur Stirling	Cycle Rankine organique	Pile à combustible
Rendement (%)	21-35	15-30	15-30	10-20	40-70
Rendement globale (%)	65-92	65-90	65-95	~90	~90
Combustible	Biocarburants, essence, diesel	Gaz naturel Biogaz	Flexible	Flexible	Hydrogène, gaz naturel, biogaz
Bruit	Modéré à élevé	Modéré	Bas	Modéré	Très bas, pas besoin d'enveloppe
Émissions-en NO _x [Kg/MWh]	1,4 - 15	0,18 - 1	-	< 0,8	< 0,01

Le **Tableau 8** résume les caractéristiques principales de chaque technologie. Les technologies donnant les meilleurs rendements électriques sont le moteur à combustion interne et la pile à combustible. Ce sont également les deux technologies limitées par l'emploi de combustibles spécifiques. De plus, pour les piles à combustible, l'impact environnemental lié à

la production d'hydrogène est difficile à évaluer. Les micros turbines sont mieux adaptées aux cogénérations de plus grosse puissance et aux applications industrielles vu leur caractère haute température [48]. Finalement, les Cycle Rankine organique et les moteurs Stirling sont comparables avec un rendement électrique relativement bas. Mais ces technologies possèdent toutes deux l'avantage du caractère externe de la combustion qui permet une grande flexibilité au niveau du combustible et donc la possibilité d'utiliser des énergies renouvelables. Ces deux technologies sont en cours de développement et arrivent petit à petit sur le marché. Notons toutefois que les applications biomasses de ces deux dernières technologies sont encore plus loin de la commercialisation que les applications au gaz.

3.6 Avantages de la micro-cogénération

La micro-cogénération comme toute cogénération présente des avantages considérables car elle est un moyen de production autonome d'énergie mécanique et/ou d'électricité sur le plan environnemental, elle permet d'exploiter au mieux le pouvoir énergétique des combustibles et ainsi de réduire la consommation d'énergie et la production de gaz à effet de serre. Sur le plan économique, elle réduit donc la facture énergétique plus ou moins rapidement, en fonction du temps de retour sur investissement.

3.7 Conclusion

La micro-cogénération présente, en plus des avantages énergétiques et environnementaux d'une cogénération classique, un grand potentiel de développement vu la multitude de différentes technologies utilisables. Elle offre une grande flexibilité en termes de choix de combustible.

Le marché de la micro cogénération présente un potentiel actuellement largement sous exploité. Les caractéristiques macro environnementale offrent une opportunité au développement de ce marché. En effet, la libéralisation du marché de l'électricité permet la production décentralisée d'électricité. L'évolution des prix de l'énergie est favorable à ce type de produits. La conscience écologique du public grandit et l'intérêt pour les technologies permettant des économies d'énergie et des réductions de CO₂ gagne de plus en plus d'intérêt. Les autorités reconnaissent les avantages de la cogénération et mettent en place des mécanismes de soutien pour supporter son développement. Tout semble concorder pour que le marché de la cogénération et de la micro-cogénération en particulier entre dans sa phase de croissance afin d'atteindre le marché de masse. Les seules barrières pour le moment sont le prix élevé des produits disponibles sur le marché et l'incertitude quant à l'évolution du prix de l'énergie et des subsides octroyés pour la promotion des énergies vertes.

Partie 2 :

Étude Technico-
Économique

Introduction

L'évolution du contexte énergétique, marqué par une forte hausse de la consommation des énergies fossiles et l'augmentation prévisible du prix de l'électricité, confèrent de plus en plus d'importance aux installations de cogénération en Algérie.

Les systèmes de micro-cogénération ont été conçus dans le but d'économiser l'énergie et de réduire les GES. Dans la plupart des cas, ces systèmes sont destinés pour un usage domestique ou dans des établissements comme les écoles, les hôpitaux, les hôtels, les complexes sportifs, usines etc.

Des textes ont été établis par le gouvernement algérien dans un arrêté du 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1^{er} septembre 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération (**Annexe 2**) et qui furent congédiés en 2017 selon la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) pour des raisons de rentabilité et cela en passant par les appels d'offres. D'après la même source (CREG), les appels d'offres se font jusqu'à nos jours mais uniquement pour les domaines des photovoltaïques et de l'éolien, celui de la cogénération n'est pas concerné car il n'est pas une priorité pour les industriels vu le prix trop bas du gaz naturel.

Dans cette partie nous allons évaluer l'aspect technique et la viabilité économique d'un projet de cogénération pour assurer les besoins d'une ferme pilote comprenant un troupeau de 140 vaches laitières selon l'arrêté de l'**Annexe 2** pour ensuite passer à une étude de sensibilité.

La technologie consiste en un digesteur anaérobie (méthaniseur, fermenteur) qui utilise les déchets fermiers pour produire du biogaz qui alimente une génératrice d'une turbine à gaz pour la cogénération.

Chapitre 1 : Étude Technique du projet

1.1 Localisation et données techniques du projet

Notre ferme pilote sera située dans la wilaya de Blida, dans la région de Bouinan à 50 km au Sud d'Alger, qui est une région à caractère agricole. Il s'agit donc d'une ferme pilote disposant d'un troupeau de 140 vaches laitières.

L'unité de méthanisation traitera des effluents d'élevage laitiers pour produire du biogaz

Le biogaz alimentera une turbine à gaz et sera utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité.

La chaleur sera utilisée pour régler la température du digesteur à 40 °C et le surplus de chaleur sera utilisé pour le chauffage des locaux et les étables de traite.

Nous estimons que la ferme a une superficie de 2 700 m².

L'électricité produite sera utilisée pour assurer les besoins en électricité de la ferme, le surplus d'électricité étant vendu ou réinjecté dans le réseau Sonelgaz dans un accord de facturation nette selon les modalités prévues par l'arrêté (**Annexe 2**).

La **Figure 28** illustre les flux énergétiques impliqués.

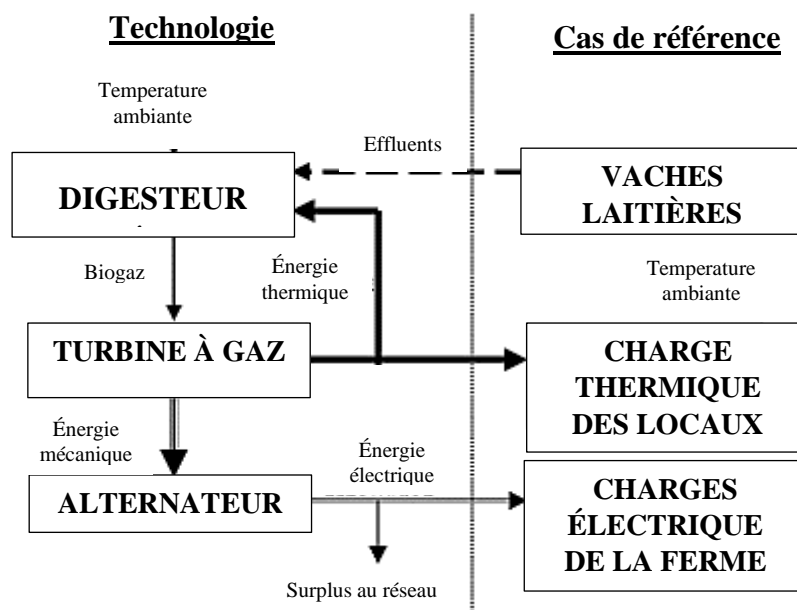


Figure 28 : Flux énergétiques impliqués dans le projet

1.2 Besoins énergétiques de la ferme

Selon certaines sources [49,50], il est rapporté qu'une vache laitière produit en moyenne 25 à 28 litres de lait par jour sur une période de 10 mois soit 300 jours par an, donc pour 140 vaches, la collecte sera d'environ 1 050 000 - 1 176 000 Litres de lait par an et cela pour une vache laitière bénéficiant d'un bon suivi et d'une bonne nutrition.

Nous prendrons comme estimation une moyenne de : 1 100 000 Litres de lait par an

Dans le cas de l'Algérie, si nous admettons un rendement en production laitière deux fois moindre et compte tenu des travaux de **Mokrane IGUER OUADA [51]**. *Donnant une moyenne de production de 12 litres/vache*. Alors nous concluons que notre ferme produirait **550 000 Litres de lait par an**.

Selon une étude faite sur des fermes françaises en Octobre 2008 [52,53] « Une ferme laitière consomme 100 EQF (Equivalent Fuel) pour produire 1 000 litres » .

A partir de 550 000 Litres de lait on aura 55 000 EQF soit 196 429 kWh électrique ou 1 kWh = 0,28 EQF [52], nous arrondissons à **200 000 kWh électrique**.

Si nous supposons une consommation fixe durant tous les mois de l'année : la ferme est fonctionnelle durant 8000 heures par année soit 28 jours par mois ce qui correspond à une consommation mensuelle de **25 kW_{électrique}** par mois.

1.3 Données sur les effluents de vaches laitières algériennes

Avant de se lancer dans ce projet, il est important de bien définir le substrat qui sera utilisé pour alimenter le digesteur. En effet, celui-ci conditionne le bon fonctionnement et la rentabilité du projet, le potentiel de production de biogaz variant selon les substrats.

Selon une étude faites précédemment sur des échantillons de fumiers d'une ferme algérienne et en se basant sur une synthèse des résultats trouvés lors des essais BMP au laboratoire [12], on a les résultats suivants :

- Une vache laitière produit 52kg d'effluents par jour ;
- Le fumier contient 18% de matière sèche et 85% de matière organique ;
- Le volume de biogaz est de 428 ±8 L/kg de matière organique ;
- Le volume de biogaz est de 67 ±1 L/kg de matière brute ;
- Le biogaz contient 65 ±3 % de CH₄ ;
- Le volume de CH₄ est de 281 ±5 L/Kg de matière organique ;
- Le volume de CH₄ est de 44 ±2 L/Kg de matière brute.

1.4 Estimation de la quantité d'énergie produite par la cogénération au biogaz

- **Estimation de la masse d'effluents produite annuellement au sein de la ferme :**

D'après les données on a :

une vache → 52 kg_{effluent}/jour

140 vaches → 7 280 kg_{effluent}/jour

Une année correspond à 365 jours, donc :

140 vaches → 2 657 200 kg_{effluent}/an

masse_{effluent} = 2 657 tonnes_{effluent}/an

- **Estimation du volume de biogaz produit annuellement au sein de la ferme :**

Nous avons :

$$\begin{aligned} 1 \text{ kg effluent} &\rightarrow 67 \text{ L}_{\text{biogaz}} \\ 2\,657\,200 \text{ kg effluent} &\rightarrow 178\,032\,400 \text{ L}_{\text{biogaz}} \end{aligned}$$

$$\text{Volume}_{\text{biogaz}} = 178\,032,4 \text{ m}^3_{\text{biogaz}} / \text{an}$$

- **Estimation du volume de CH₄ produit annuellement au sein de la ferme :**

Nous avons :

Le biogaz contient 65 % de CH₄ donc :

$$1 \text{ L}_{\text{biogaz}} \rightarrow 0,65 \text{ L}_{\text{CH}_4}$$

$$178\,032,4 \text{ m}^3_{\text{biogaz}} \rightarrow 115\,721 \text{ m}^3_{\text{CH}_4}$$

$$\text{Volume}_{\text{CH}_4} = 115\,721 \text{ m}^3_{\text{CH}_4} / \text{an}$$

- **Estimation de la quantité d'énergie valorisable annuelle :**

Pour pouvoir estimer la quantité d'énergie valorisable, nous avons besoin de connaître le pouvoir calorifique inférieur du CH₄.

L'énergie du biogaz provient de son principal composant, le méthane. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du méthane, c'est-à-dire la quantité de chaleur produite par la combustion, est de **9,42 kWh/Sm³** (m³ standard), à 15 °C, et pour une pression atmosphérique normale.

Selon les filières de production et les matières organiques utilisées, la proportion du méthane varie. Un biogaz à 65 % de méthane présentera donc un PCI de **9,42 × 0,65 kWh/Sm³**, soit **6,1 kWh/Sm³** [26].

Dans notre cas nous utiliserons la valeur du PCI du CH₄ dont le volume a été calculé précédemment.

Donc :

$$\text{PCI}_{\text{CH}_4} = 9,42 \text{ kWh/Sm}^3$$

Cette valeur est exprimée en kWh par m³ standard, c'est-à-dire à 1 atm et 15°C. Nous devons donc la convertir en m³ normal, soit à 1 atm et 0°C. La pression étant la même dans ces deux états, les volumes seront proportionnels aux températures respectives et nous pouvons écrire :

$$\text{PCI}_{\text{CH}_4} = 9,42 \times \frac{288,15}{273,15} = 9,937 \text{ kWh/Nm}^3$$

Soit :

$$\text{PCI}_{\text{CH}_4} = 9,94 \text{ kWh/Nm}^3$$

La quantité d'énergie annuelle sera donc estimée comme suit :

$$E_{\text{valorisable}} = \text{Volume}_{\text{CH}_4} \times \text{PCI}_{\text{CH}_4}$$

$$E_{\text{valorisable}} = 115\,721 \times 9,94$$

$$E_{\text{valorisable}} = 1\,150\,266,74 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{valorisable}} = \mathbf{1\,150 \text{ MWh/an}}$$

1.5 Technologies utilisées

La méthanisation développée dans ce projet est en voie liquide mésophile et est le procédé le plus couramment utilisé en méthanisation agricole (paragraphe 2.8 du chapitre 2 de la partie 1).

L'installation se compose de digesteurs, réservoirs sous forme de cylindre fonctionnant de manière discontinue et dans lesquels les déchets à traiter sont intégrés. Ces derniers, subissent pendant un temps de séjour donné une digestion anaérobie produisant biogaz et digestat.

Le biogaz est envoyé vers un module de cogénération pour produire de l'électricité et de la chaleur.

Le surplus en électricité est injecté sur le réseau et vendue à Sonelgaz.

Une partie de la chaleur est utilisée pour maintenir le digesteur à 40°C et le reste pour chauffer les locaux de la ferme.

Le digestat peut être épandu à l'aide d'un épandeur à fumier sur un périmètre d'épandage (**Figure 29**).

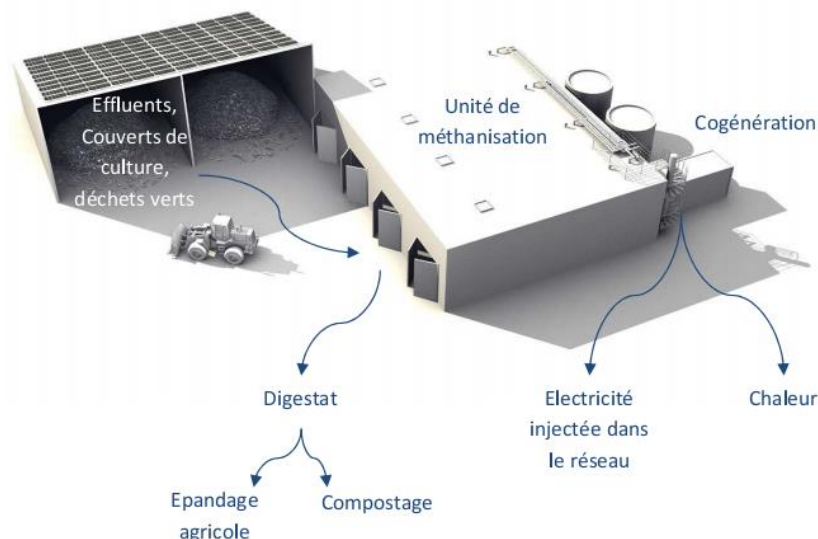


Figure 29 : Schéma de l'installation de l'unité de méthanisation [26]

1.5.1 L'unité de méthanisation

L'installation opère en mode discontinu, c'est-à-dire que le digesteur est rempli en une fois, suivi par une phase de production de biogaz.

Le digesteur se vide ensuite complètement en une seule fois. La production de biogaz issue d'un seul digesteur en mode discontinu n'est donc pas constante. Pour obtenir une production continue de biogaz, plusieurs digesteurs fonctionnent en parallèle avec un décalage entre les phases d'opération. Pendant qu'un digesteur produit du biogaz, l'autre est en train de se remplir.

Un côté du digesteur est construit en pente, pour faciliter son remplissage et sa vidange par tracteur. Toute la production journalière des déchets est directement vidée dans le digesteur jusqu'au remplissage de celui-ci.

1.5.2 L'unité de cogénération

Dans le cas d'une cogénération au biogaz, différentes technologies peuvent être exploitées, telles que : les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz et les turbines à vapeur. Le choix de l'installation adéquate est une étape importante, qui précède tout calcul énergétique de cette dernière, ce choix obéit à des critères bien définis.

Parmi les critères pertinents qui cadrent avec notre projet, il y a l'avantage qu'offre le choix d'une technologie mature et éprouvée, disponible commercialement et qui donne de meilleures performances que les autres technologies concurrentes dans le domaine de puissance qui nous intéresse dans ce projet.

Nous rappelons dans le **Tableau 8 du Chapitre 3 de la partie 1** la comparaison des différentes technologies de cogénération.

Aucune technologie n'est meilleure que l'autre, en fait, la sélection d'une technologie particulière dépendra de la nature du combustible, des besoins et des puissances à produire, mais aussi de l'impact environnemental qui représente actuellement un critère important qu'il faut prendre en considération dans le lancement de tout projet énergétique.

La comparaison a déjà été faite dans le **chapitre 3** de la partie bibliographique.

Les turbines à gaz nécessitent cependant un combustible propre, ce qui n'est pas un obstacle puisqu'il s'agit dans le cas présent du biogaz. Elles ont généralement des rendements électriques plus faibles que ceux des moteurs à combustion interne, mais sont plus petites et nécessitent moins d'entretien. Le rendement de cogénération des turbines à gaz peut atteindre jusqu'à 85%.

La **Figure 30** donne le schéma d'une turbine à gaz.

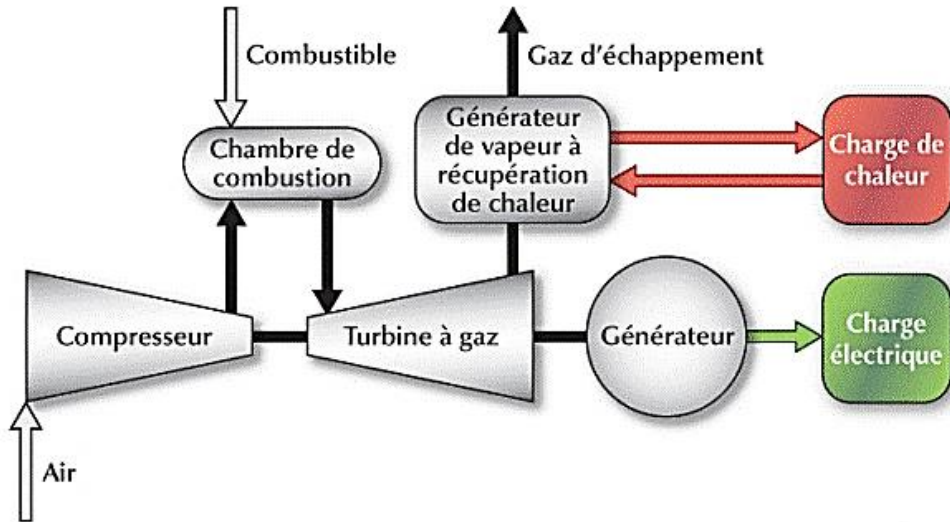


Figure 30 : Schéma d'une turbine à gaz [32]

Tous ces arguments nous conduisent à opter logiquement pour un système de cogénération utilisant la turbine à gaz. Nous allons maintenant faire les calculs nécessaires pour savoir la quantité d'énergie et la puissance électrique et thermique produite lors de la cogénération.

1.6 Données et Calculs pour la cogénération

Dans le cadre de cette étude nous allons considérer :

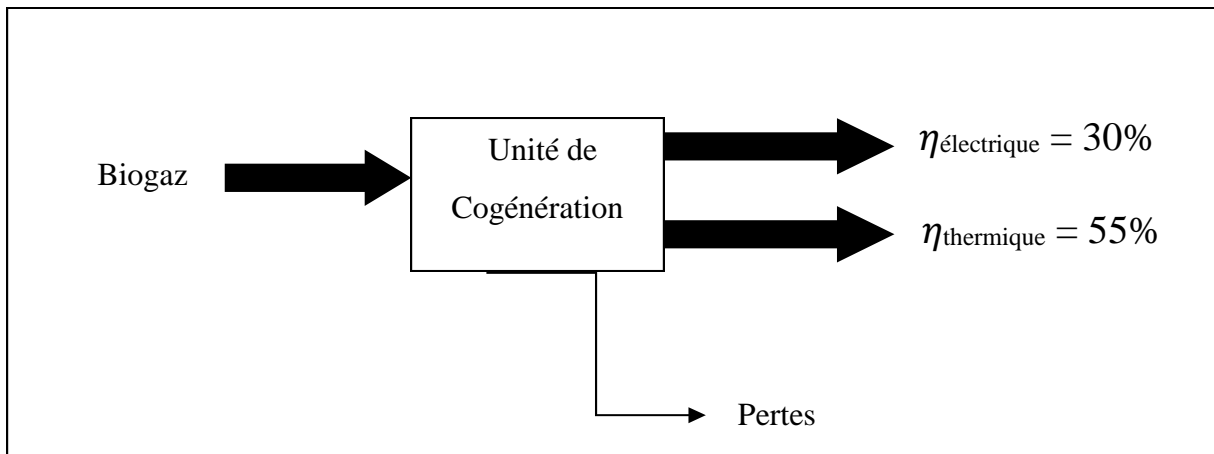


Figure 31 : Schéma précisant les rendements de l'unité de cogénération projetée

Une unité de cogénération utilisant une turbine à gaz avec un rendement thermique de 55% et un rendement électrique de 30% (**Figure 31**).

Selon les calculs établis précédemment, à partir d'effluents de 140 vaches on a pu produire $E_{\text{valorisable}} = 1\,150 \text{ MWh/an}$

Donc selon les rendements de l'unité de cogénération on aura :

$$E_{\text{thermique}} = 1\,150 \times 0,55$$

$$E_{\text{thermique}} = 632,5 \text{ MWh}_{\text{thermique}}$$

Et :

$$E_{\text{électrique}} = 1\,150 \times 0,30$$

$$E_{\text{électrique}} \approx 345 \text{ MWh}_{\text{électrique}}$$

Si on suppose que l'unité de cogénération fonctionne 8000 heures/an vu la nécessité de l'entretien annuelle on aura dans ce cas une puissance de :

$$P_{\text{thermique}} = \frac{632\,500}{8000}$$

$$P_{\text{thermique}} = 79 \text{ kW}_{\text{thermique}}$$

Et :

$$P_{\text{électrique}} = \frac{345\,000}{8000}$$

$$P_{\text{électrique}} \approx 43 \text{ kW}_{\text{électrique}}$$

Nous utiliserons une micro turbine à gaz d'une puissance de **50 kW_{électrique}**, notons qu'une unité de cogénération ne travaille jamais à pleine puissance.

1.7 Récapitulatif :

Tableau 9 : Caractéristiques énergétiques du projet

Quantité de biogaz annuelle	178 000 Nm ³
Composition du biogaz en CH₄	65 %
PCI du Méthane	9,94 kWh/Nm ³
Temps de fonctionnement de l'unité	8000 h/an
Rendement électrique	30 (%)
Rendement thermique	55 (%)
Energie électrique produite	345 MWh électrique /an
Energie chaleur produite	632,5 MWh thermique /an
% d'énergie électrique à vendre	42% d'électricité produite (145 MWh électrique /an)
Chaleur du digesteur utilisée	63 MWh thermique /an (environs 10 %)
Chaleur de l'eau chaude sanitaire	95 MWh thermique /an (environs 15 %)
Chaleur pour le chauffage des locaux	474,5 MWh thermique /an

En examinant attentivement les résultats des calculs, nous pouvons relever notamment

qu'à partir d'effluents de 140 vaches on peut produire plus 178 000 m³ de biogaz annuellement et qui donnerait dans une unité de micro-cogénération une puissance de 79 kW_{thermique} et 43 kW_{électrique} ce qui pourrait largement couvrir les besoins énergétiques de la ferme (200 000 kW_{électrique}/an) avec un surplus (145 000 kW_{électrique}/an) Durant quelques mois de l'année qui pourrait être vendu au réseau.

1.8 Conclusion

De ce fait, le système de cogénération permet d'éviter une partie intéressante de la consommation du gaz naturel et d'électricité. Cette réduction, en plus de représenter un intérêt économique très intéressant, elle signifie également que les ressources de gaz seront utilisées de façon plus rationnelle et que la cogénération permet de prolonger leur durée. Sans oublier que cette économie de combustible se traduit également par une réduction équivalente des pertes, et donc des émissions, ce qui contribue à la protection de l'environnement. Nous détaillerons ces aspects dans la section suivante.

Chapitre 2 :
Étude économique du
projet

2.1 Présentation du Logiciel RetScreen Expert

2.1.1 Introduction

RETScreen Expert est à la fois un outil de sensibilisation aux énergies propres, d'aide à la décision et de renforcement des compétences. L'outil consiste en un logiciel standardisé et intégré d'analyse de projets d'énergies propres qui peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. Chaque modèle de technologie d'énergie propre RETScreen (p. ex. projet de cogénération, etc.) a été développé dans un classeur Microsoft Excel individuel. Chaque classeur est ensuite composé d'une série de feuilles de calcul. Ces feuilles de calcul ont un aspect commun et suivent une démarche standardisée, commune à tous les modèles RETScreen. En plus du logiciel, l'outil comprend des bases de données (produits, coûts et données météorologiques), un manuel en ligne, un site Web, un manuel d'ingénierie, des études de cas et un cours de formation.

2.1.2 Aperçu du logiciel RETScreen Expert

Le logiciel RETScreen est basé sur la comparaison entre un « cas de référence », généralement la technologie ou la solution conventionnelle, et un « cas proposé », c.-à-d. la technologie d'énergies propres. Ceci a des conséquences très importantes sur la manière dont l'utilisateur spécifie les coûts : ultimement, RETScreen fait peu de cas des coûts absolus, mais s'intéresse plutôt aux coûts incrémentaux, c'est-à-dire les coûts supplémentaires au cas proposé par rapport à ceux du cas de référence. L'utilisateur peut entrer directement les coûts incrémentaux ou bien entrer le coût total associé au cas proposé ainsi que tous les crédits qui découlent des coûts rendus inutiles par le remplacement de la technologie de base par la technologie proposée.

Dans le modèle RETScreen, les avantages énergétiques sont les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé. Si par exemple un parc éolien connecté à un réseau central génère 50 000 MWh par année, il sera comparé à 50 000 MWh d'électricité disponible sur le réseau et produit à partir de sources conventionnelles. D'un autre côté, les coûts ne seront pas les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé : normalement, le projet proposé aura des coûts d'investissement plus élevés et des coûts annuels plus bas (p. ex. : grâce aux économies de combustible). Par conséquent, la tâche d'analyse de RETScreen est de déterminer si le solde des coûts et des économies sur toute la durée de vie du projet en fait une proposition financièrement intéressante.

Cette capacité de détermination de la viabilité d'un projet se reflète dans les divers indicateurs financiers et flux monétaires calculés par le logiciel RETScreen.

L'analyse RETScreen des réductions d'émissions de gaz à effet de serre s'inspire de cette approche en calculant la réduction d'émissions de gaz à effet de serre associée au changement de technologie, du cas de référence au cas propos [32].

2.1.3 L'accueil de RETScreen Expert

L'utilisateur dispose de plusieurs moyens rapides pour démarrer une analyse. Cela peut se faire en utilisant l'Analyseur d'énergie virtuel, en accédant directement aux feuilles de calcul une fois que le type d'analyse à effectuer est sélectionné, en ouvrant des fichiers existants à partir du portefeuille d'installations de l'utilisateur (Mon portefeuille), ou encore à partir de la section Ouvrir [32] (Figure 32).



Figure 32 : Capture d'écran de l'accueil du logiciel RetScreen Expert

L'utilisateur peut démarrer un nouveau projet en utilisant l'Analyseur d'énergie virtuel. En sélectionnant les renseignements sur l'installation ainsi que le lieu des installations, le logiciel détermine rapidement la production et les économies d'énergie potentielles n'importe où dans le monde en utilisant un système de classement à 5 étoiles basé sur des données de référence sans visiter les lieux.

En cliquant sur les options Comparaison, Faisabilité, Performance ou Tout du « Guide de démarrage », l'utilisateur peut démarrer une nouvelle analyse à l'aide de paramètres et de données d'entrée prédéfinis propres au type d'analyse. Il peut ensuite compléter les données selon la situation et les particularités du projet.

L'utilisateur peut ouvrir son propre fichier ou modèle, ainsi que des Études de cas et Modèles prédéfinis.

L'utilisateur peut également ouvrir un fichier du portefeuille précédemment enregistré dans Mon portefeuille.

En cliquant sur les options Centrales électriques, Production d'électricité | Chaleur | Froid, Biens immobiliers industriels, commerciaux/institutionnels, résidentiels, agricoles et définis par l'utilisateur, Mesure individuelle, Flotte, Nouveau et Existant, l'utilisateur peut

démarrer une nouvelle analyse à l'aide de paramètres et de données d'entrée prédéfinis propres au type d'analyse. Il peut ensuite compléter les données selon la situation et les particularités du projet [32].

L'utilisateur peut voir le texte décrivant un aperçu du logiciel en pointant le curseur de la souris sur les différents titres et sous-titres de la figure circulaire au centre de la page d'accueil, ou encore en consultant la section « Aperçu du logiciel » dans le guide de l'utilisateur [32].

2.1.4 Feuilles de calcul et Données

Le flux de travail du Logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen se compose d'une série de feuilles de calcul (onglets situés dans le haut de la fenêtre du logiciel) et de bases de données. En général, l'utilisateur travaille de gauche à droite, complétant la feuille de calcul *Lieu* en premier, suivi de la feuille de calcul *Installation*, etc. Sur chaque feuille de calcul, l'utilisateur doit suivre les étapes décrites dans le ruban (dans le haut de la fenêtre du logiciel) et compléter chaque feuille de calcul de haut en bas [32] (Figure 33).



Figure 33 : Capture d'écran du menu démarrage du logiciel RetScreen Expert

2.1.5 Moteur de décision RETScreen

RETScreen permet aux professionnels et aux décideurs d'identifier, d'évaluer et d'optimiser de façon rapide la viabilité technique et financière de projets potentiels en matière d'énergies propres. Cette plate-forme logicielle d'intelligence décisionnelle permet aussi aux

gestionnaires de mesurer et de vérifier facilement les performances réelles de leurs installations, ainsi que de trouver des possibilités supplémentaires d'économies et de production d'énergie [32].

2.1.5.1 Analyseur d'énergie virtuel

Détermine rapidement la production et les économies d'énergie potentielles n'importe où dans le monde en utilisant un système de classement à 5 étoiles basé sur des données de référence sans visiter les lieux.

2.1.5.2 Identificateur de projet intelligent

Identifie avec précision les meilleurs projets à mettre en œuvre dans l'établissement et complète intelligemment une analyse de préfaisabilité qui pourra être peaufinée sur place.

2.1.5.3 Évaluateur de risques financiers

Évalue automatiquement le risque financier de l'investissement proposé et détermine systématiquement la sensibilité des paramètres clés sur la viabilité du projet.

2.1.5.4 Suiveur de performance

Mesure et vérifie de façon exhaustive les performances réelles des projets mis en œuvre et permet d'identifier d'autres possibilités d'amélioration énergétique dans l'établissement [32].

2.1.6 Analyse de comparaison

Le module d'analyse de comparaison RETScreen permet à l'utilisateur de comparer le rendement énergétique de différents types de référence (valeur pour comparaison) des établissements à travers le monde avec la consommation d'énergie annuelle estimée (modélisée) ou contrôlée (réelle) pour un établissement cible. L'évaluation énergétique peut aider les concepteurs, les opérateurs d'établissement, les gestionnaires et les décideurs seniors à mieux évaluer le rendement énergétique d'un établissement, c.-à-d. les possibilités d'amélioration [32].

2.1.7 Analyse de faisabilité

RETScreen est le produit le plus complet en son genre et permet aux ingénieurs, aux architectes et aux planificateurs financiers de modéliser et d'analyser tout projet d'énergie propre. Les décideurs peuvent réaliser une analyse standard en cinq étapes : modèle énergétique, analyse des coûts, analyse des émissions, analyse financière et de risques.

Ces outils d'analyse comprennent des bases de données de valeur de référence, de produits, de projets, hydrologiques et climatiques (cette dernière contient les données de 6 700 stations météorologiques de surveillance au sol et des données par satellites de la NASA couvrant la terre entière), ainsi que des liens vers des cartes mondiales des ressources énergétiques. De plus, pour aider les utilisateurs à commencer rapidement une analyse,

RETScreen comprend une base de données de projets détaillés contenant des modèles prédéfinis de projets d'énergie propre [32].

2.1.8 Analyse du rendement

Le Logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen comprend un Module sur l'analyse du rendement qui aide l'utilisateur à surveiller, à analyser des données clés en matière de rendement énergétique et à les présenter aux opérateurs d'établissement, aux gestionnaires et aux décideurs seniors.

Mettre en œuvre un système de surveillance, de ciblage et de préparation de rapports peut être un moyen efficace de mieux gérer les investissements dans les projets d'énergie et d'identifier d'autres occasions de projets. De plus, la mesure et la vérification (M et V) des économies actuelles (ou de la production) réalisées grâce à un projet d'énergie propre représente une dernière étape importante dans le processus décisionnel en matière d'énergie.

En vue de contribuer à répondre à ce besoin à l'échelle mondiale, RETScreen International a élaboré, en collaboration avec le Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP) et le Langley Research Centre de la NASA, le Module sur l'Analyse du rendement de RETScreen. Cet outil logiciel, qui intègre des données climatiques obtenues par satellite en temps quasi réel de la NASA pour la surface entière de la Terre, peut être utilisé partout dans le monde afin de surveiller le rendement énergétique réel d'une installation par rapport au rendement prévu [32].

2.1.9 Analyse de portefeuille

Le module Analyse de portefeuille RETScreen permet aux professionnels de gérer l'énergie à travers un grand nombre d'installations. Pour plusieurs mesures d'efficacité énergétique dans une seule propriété résidentielle jusqu'à un portefeuille comprenant des milliers de bâtiments, d'usines et centrales électriques à travers le monde, cet outil complet aide les entreprises à atteindre leurs objectifs d'investissement liés à l'énergie.

Dans le logiciel, l'utilisateur peut créer un nouveau portefeuille ou ouvrir un fichier existant. Ce fichier de base de données « Mon portefeuille » est constitué d'installations individuelles analysées avec RETScreen. Des installations supplémentaires peuvent facilement être ajoutées à la base de données de portefeuilles. Des « sous-portefeuilles » peuvent être créés pour permettre une comparaison entre les différents types d'installations et les régions géographiques, de même qu'un outil de cartographie permet à l'utilisateur de visualiser les actifs à travers le monde.

Avec une base de données peuplée, l'utilisateur peut exécuter une analyse du tableau de bord pour l'ensemble du portefeuille. Le tableau de bord peut être configuré pour y inclure les résultats de comparaison, de faisabilité et de l'analyse de performance pour chacune des installations du portefeuille. Le tableau de bord permet à l'utilisateur de consolider les résultats pour suivre facilement la consommation et/ou la production d'énergie, ainsi que les coûts et les émissions de gaz à effet de serre, qui peuvent tous être triés par type d'installation, type de

combustible, pays, etc. Ces résultats peuvent ensuite être utilisés pour signaler les indicateurs clés aux divers intervenants [32].

2.1.10 Code de couleurs des cellules

L'utilisateur doit entrer des données dans les cellules de couleur des feuilles de calcul. Le tableau des codes de couleur des cellules de données d'entrée et de sortie de RETScreen est présenté ci-dessous (**Figure 34**).

Cellules d'entrée et de sortie	
Blanc	Sortie du modèle – Calculé par le modèle
Jaune	Entrée de l'utilisateur – Requis pour l'exécution du modèle
Bleu	Entrée de l'utilisateur – Requis pour l'exécution du modèle – Bases de données en ligne disponibles
Gris	Entrée de l'utilisateur – Pour fins de référence seulement – Pas nécessaire d'exécuter le modèle.

Figure 34 : Code de couleurs des cellules RETScreen

2.2 Étude de la faisabilité avec le logiciel RETScreen Expert

2.2.1 Le lieu

Dans cette section du logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen, la feuille de calcul *Lieu* est utilisée pour rapidement établir les conditions climatiques de référence à l'endroit où se situe l'installation, et ce pour des sites partout à travers le monde

Comme première étape on commencera par sélectionner le lieu de notre ferme (**Figure 8**) pilote pour avoir les données climatiques (**Figure 35**) :

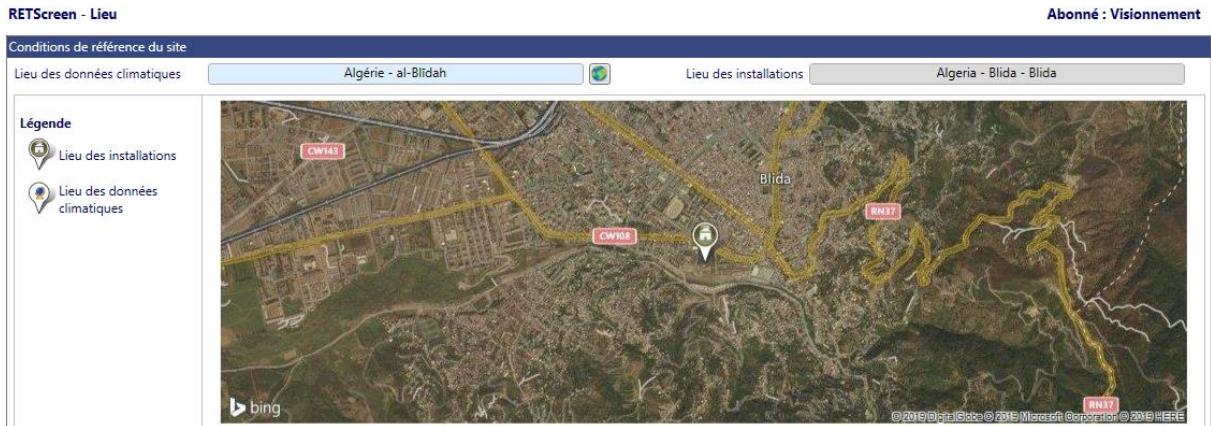


Figure 35 : Capture d'écran de l'onglet « *Lieu* » du logiciel RetScreen Expert

Données climatiques

Les données météorologiques ont été sélectionnées à partir de la base de données climatique de RetScreen comme le montre la **Figure 36** :

	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu des installations	Source
Latitude		36,5	36,5	
Longitude		2,8	2,8	
Zone climatique		3A - Tiède - Humide		NASA
Élévation	m	562	262	NASA - Carte
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	6,7		NASA
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	29,6		NASA
Amplitude des températures du sol	°C	14,1		NASA

Mois	Température de l'air		Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal		Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	Humidité relative %		kWh/m ² /j	kPa					
Janvier	8,0	77,7%	65,72	2,57	95,6	3,5	7,7	310	0	
Février	8,8	75,0%	57,96	3,47	95,4	3,4	8,6	258	0	
Mars	11,4	70,2%	56,11	4,68	95,3	3,3	11,4	205	43	
Avril	13,9	65,2%	54,60	5,80	95,0	3,3	14,2	123	117	
Mai	18,1	60,5%	48,36	6,51	95,1	3,0	18,6	0	251	
Juin	23,0	51,0%	14,70	7,26	95,2	2,9	23,8	0	390	
Juillet	26,8	43,3%	6,20	7,26	95,2	2,9	28,0	0	521	
Août	27,2	43,5%	14,57	6,51	95,2	2,8	28,5	0	533	
Septembre	22,8	55,3%	34,80	5,34	95,3	2,9	23,7	0	384	
Octobre	18,2	62,8%	47,43	3,82	95,3	3,0	18,5	0	254	
Novembre	12,7	71,5%	65,40	2,69	95,3	3,5	12,6	159	81	
Décembre	9,3	77,6%	65,41	2,23	95,5	3,5	9,0	270	0	
Annuel	16,7	62,7%	531,26	4,85	95,3	3,2	17,1	1 324	2 575	
Source	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	
Mesuré à						m	10	0		

Figure 36 : Capture d'écran de l'onglet « *Données Climatiques* » du logiciel RetScreen Expert

2.2.2 Installation

Dans cette section du logiciel, la feuille de calcul *Installation* est utilisée pour entrer l'information générale à propos de l'installation. L'utilisateur a également l'option de préparer une analyse de comparaison pour l'installation.

2.2.2.1 Renseignement sur l'installation

Nous avons introduit les informations générales de l'installation suite aux spécifications voulues (**Figure 37**) :

Renseignements sur l'installation	
Type d'installation	Production d'électricité Chaleur Froid
Type	Production de chaleur et d'électricité
Description	Turbine à gaz - 50 kW - Biogaz
Préparé pour	Projet de fin d'étude
Préparé par	OUAZENE Rabia & IKHLEF Meriem Noumeira
Nom de l'installation	Cogénération au biogaz
Adresse	Bouinan
Ville/Municipalité	Blida
Province/État	Blida
Pays	Algérie

Figure 37 : Capture d'écran de l'onglet « Renseignement sur l'installation » du logiciel RetScreen Expert

2.2.2.2 Comparaison

La section Comparaison permet à l'utilisateur de comparer le rendement énergétique, les émissions de GES et les coûts d'une installation par rapport à d'autres installations de référence.

Ces valeurs fournissent une « première estimation » de la situation énergétique, des émissions de GES et des coûts de l'installation (**Figure 38**).

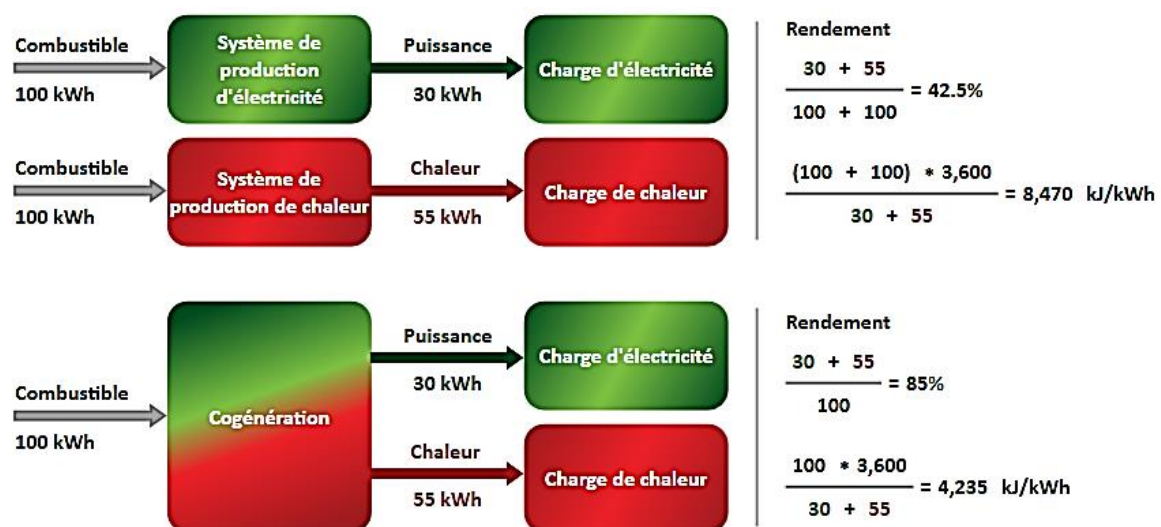


Figure 38 : Capture d'écran de l'onglet « Comparaison » du logiciel RetScreen Expert

2.2.3 Modèle énergétique

Dans cette section du logiciel, la feuille de calcul *Modèle énergétique* est utilisée pour simuler la consommation et/ou la production d'énergie de divers types d'installations, y compris des systèmes et mesures individuels.

2.2.3.1 Choix du système et combustibles

Choix du système

Nous sélectionnons le type de projet de cogénération en cliquant sur les icônes Électricité, Chaleur. Un schéma du procédé de cogénération sera affiché en fonction de la sélection effectuée (**Figure 39**).

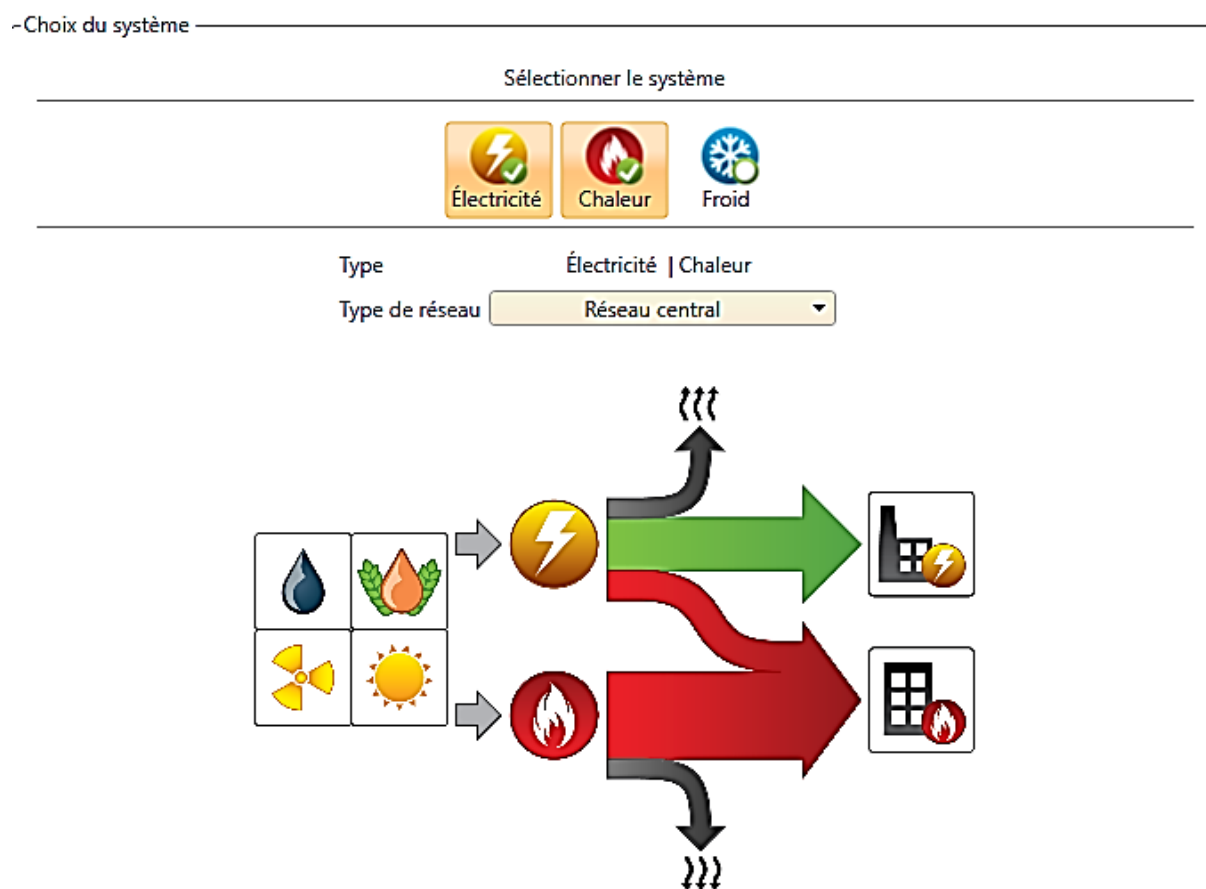


Figure 39 : Capture d'écran de l'onglet « Choix du système » du logiciel RetScreen Expert

Electricité

On introduit le prix de l'électricité du cas de référence (prix de d'achat initiale du fermier) et le prix de l'électricité exportée au réseau (**Figure 40**) :

Dans le cadre des clients non ménagers, d'après la décision fixés par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) n° D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz et sont donnés en hors taxes à compter du 1er janvier 2016. Uniformes sur tout le territoire national et composés de l'ensemble des coûts (Production,

Transport, Distribution et commercialisation) vous permettant de disposer de l'énergie électrique au niveau de votre lieu de consommation [54] (Tableau 10).

Chaque kWh consommé sera facturé à **4,37 DA/kWh** [54].

Tableau 10 : Tarifs applicables aux clients basse tension (BT) non ménagers [54]

Types de tarif	Code Tarif	Redevance fixe DA/mois	Prix de la puissance mise à disposition DA/kW/mois	Prix de l'énergie active cDA / kWh		
				Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3
Tarif progressif	54 NM	-	4,37	417,89	481,20	547,96

1 Dollar américain égal 119,889 Dinar algérien (le 21 Mai 2019)

Donc le prix d'achat sera facturé à 0,036\$

Le prix de l'électricité exportée est fixé par un arrêté du Ministère de l'Énergie le 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1^{er} septembre 2014 qui les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération (Annexe 2).

Tarif de vente garanti pour les installations de cogénération de Turbine Gaz pour une longue utilisation qui est supérieur à 4500 heures (8000 heures dans notre cas) et pour une puissance inférieure à 5 MW_{électrique} (50kW_{électrique} dans notre cas) est de 4,58 DA/kWh

Donc le prix de vente sera facturé à 0,038\$

Type	Prix de l'électricité - annuel	Prix de l'électricité - annuel
Description	Prix de l'électricité - cas de référence	Prix de l'électricité - exportée
Prix - unité	\$/kWh	\$/kWh
Prix - annuel	0,036	0,038

Figure 40 : Capture d'écran de l'onglet « Electricité » du logiciel RetScreen Expert

Combustibles

En plus de l'électricité, nous indiquons les spécifications d'autres types de combustible pour alimenter les systèmes de production du cas de référence et du cas proposé.

Nous introduisons le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour chaque type de combustible choisi (Figure 41).

Dans le cadre des professionnels, chaque m³ de gaz naturel consommé sera facturé par sonelgaz à 1,56 DA/m³ [34].

Donc le prix d'achat sera facturé à 0,013 \$

- Combustibles	
Type de combustible	Gaz naturel - m ³ Biogaz
Prix du combustible - unité	\$/m ³ \$/m ³
Prix du combustible	0,013 0
<input type="checkbox"/> Pouvoir calorifique et prix du combustible	

Figure 41 : Capture d'écran de l'onglet « Combustibles » du logiciel RetScreen Expert

Le biogaz

L'outil Biogaz permet de calculer la quantité de biogaz produite par la décomposition biologique des différents déchets. Le biogaz est constitué typiquement de 52 % à 73 % en volume de méthane, de monoxyde de carbone et de traces d'autres composants. C'est le méthane qui est la partie la plus énergétique du biogaz. De ce fait, nous introduisons les données nécessaires de notre effluent pour que le logiciel calcul la production du biogaz annuelle et son pouvoir calorifique inférieur (**Figure 42**) :

- Biogaz		Méthode					
Description	Biogaz	<input type="radio"/> Volume	<input type="radio"/> Masse				
Note							
- Biogaz							
Unité	Poids moyen par unité	Quantité	Matière sèche	Matière sèche - volatile	Facteur de production de biogaz	Production de biogaz - annuelle	Contenu en méthane
	kg		%	%	m ³ /kg	m ³	% Volume
- Défini par l'utilisateur							
Vache laitière	18 980	140	100,0%	100,0%	0,07	178 032	65%
Total		140				178 032	65%
Température	°C	0					
Analyse élémentaire							
Méthane	% Volume	65,0%	% Poids	40,4%			
Éthane	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Propane	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Monoxyde de carbone	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Dioxyde de carbone	% Volume	35,0%	% Poids	59,6%			
Sulfure d'hydrogène	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Hydrogène	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Azote	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Oxygène	% Volume	0,0%	% Poids	0,0%			
Total		100,0%					
Pouvoir calorifique inférieur (PCI)	MJ/m ³	24,6	MJ/t	21 356			
Consommation de combustible - unité		m ³					
Densité	kg/m ³	1,152					
Prix du combustible - unité		\$/m ³					
Facteur d'émissions de CO ₂	kg/GJ	0	63				
Facteur d'émissions de CH ₄	kg/GJ	0,0299					
Facteur d'émissions de N ₂ O	kg/GJ	0,1					

Figure 42 : Capture d'écran de l'onglet « Biogaz » du logiciel RetScreen Expert

Poids moyen par unité : Une vache laitière produit 52 kg d'effluents par jour soit 18 980 kg par année.

Quantité : La ferme contient 140 vaches laitières.

Nous introduisons le 100% dans la case de matière sèche et matière sèche volatile car

la donnée que nous avons sur le volume du biogaz est de 67 ± 1 L/kg de matière brute.

Le biogaz contient 65 ± 3 % de CH_4

D'où le logiciel calcul la production de biogaz annuelle est de $178\,032 \text{ m}^3$ (même résultat trouvé dans la partie 1 de l'étude technique) et son pouvoir calorifique inférieur qui est de $24,6 \text{ MJ/m}^3$ soit $6,83 \text{ kWh/m}^3$

2.2.3.2 Charge et réseau

Charge de chaleur

Nous sélectionnons la charge de chaleur sur un seul bâtiment qui sont les locaux et les étales de traite et le type de charge sur chauffage (**Figure 43**).

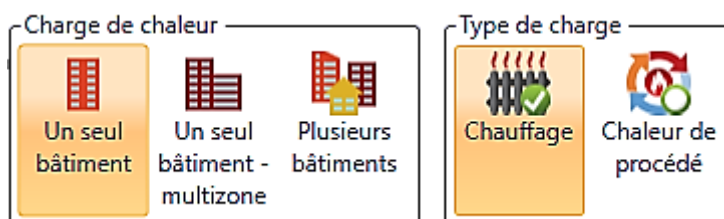


Figure 43 : Capture d'écran de l'onglet « Charge de chaleur & Type de charge » du logiciel RetScreen Expert

Puis nous configurons les paramètres de la charge chaleur comme suit (**Figure 44**) :

Un seul bâtiment - chauffage

Système de production de chaleur du cas de référence		
Surface de planchers chauffés du bâtiment	<input type="text" value="m²"/>	<input type="text" value="2 700"/>
Type de combustible		<input type="text" value="Gaz naturel - m³"/>
Rendement saisonnier	<input type="text" value="%"/>	<input type="text" value="65%"/>
Calcul de la charge de chaleur		
Charge de chauffage du bâtiment	<input type="text" value="W/m²"/>	<input type="text" value="80"/>
Demande de base d'eau chaude sanitaire	<input type="text" value="%"/>	<input type="text" value="25%"/>
Chaleur totale	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="624"/>
Charge de chaleur de pointe totale	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="216"/>
Consommation de combustible - annuelle	<input type="text" value="m³"/>	<input type="text" value="101 691"/>
Prix du combustible	<input type="text" value="\$ / m³"/>	<input type="text" value="0,013"/>
Coût en combustible	<input type="text" value="\$"/>	<input type="text" value="1 322"/>
Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé		
Réduction des besoins énergétiques	<input type="text" value="%"/>	<input type="text" value="0%"/>
Coût de la réduction des besoins énergétiques	<input type="text" value="\$"/>	<input type="text" value=""/>
Charge de chaleur de pointe nette	<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="216"/>
Chaleur nette	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="624"/>

Figure 44 : Capture d'écran de l'onglet « Système de production de chaleur du cas de référence » du logiciel RetScreen Expert

Système de production de chaleur du cas de référence

Cette section permet de caractériser la charge de chaleur du cas de référence.

Surface de planchers chauffés du bâtiment : surface des étables et locaux est 2700 m²

Type de combustible : gaz naturel

Rendement saisonnier (**Tableau 11**) : 65%

Tableau 11 : Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur [32]

Type de système de production de chaleur	Rendement saisonnier typique du système de production de chaleur
Chaudière/fournaise avec flamme pilote	55 à 65 %
Chaudière/fournaise de rendement moyen avec allumage électronique	65 à 75 %
Chaudière/fournaise à haut rendement à condensation	75 à 85 %
Chauffage électrique	100 %
Pompe à chaleur - source : air	130 à 200 %
Pompe à chaleur - source : sol	250 à 350 %

Calcul de la charge de chaleur

Charge de chauffage : se référer au Graphe des charges de chauffage d'un bâtiment [CET, 1997] pour estimer la puissance requise par unité de surface de planchers chauffés. Cette valeur dépend de la température extérieure de calcul de chauffage pour le site du projet et du niveau d'isolation des bâtiments. Les valeurs typiques sont de l'ordre de 40 à 120 W/m². La valeur de la température extérieure de calcul de chauffage est plus fiable lorsque les données provenant d'une station météorologique de surveillance au sol à proximité sont utilisées. Dans notre cas on prendra la valeur de 80 W/m²

Demande de base d'eau chaude sanitaire : nous introduisons, en pourcentage, son estimation de la fraction de la demande totale d'énergie thermique que représente le chauffage de l'eau sanitaire, En général, la demande de base consacrée à la production d'eau chaude sanitaire varie de 0 à 25 % du total des besoins en énergie thermiques. Dans notre cas on prendra la valeur de 25 % (15 % pour l'eau sanitaire de la maison et 10% pour la chaleur du digesteur)

Le logiciel calcul le reste des paramètres (cellules de couleur blanche)

Charge d'électricité et caractéristiques de la charge

Caractéristiques de la charge du cas de référence

Cette section s'intéresse aux charges mensuelles et à la charge de pointe annuelle pour le cas de référence des systèmes de production d'électricité et de chaleur.

Charge électrique moyenne brute

Nous introduisons la charge électrique moyenne brute du système de production d'électricité du cas de référence. Si le cas de référence comprend de la production de chaleur et/ou de froid avec de l'électricité, l'électricité requise pour cette production de chaleur devrait être incluse dans la charge électrique moyenne brute sur une base mensuelle (**Figure 45**).

Nous rappelons la charge énergétique de notre ferme (Paragraphe 1.3 du chapitre 1 partie 2)

Caractéristiques de la charge du cas de référence

Mois	Charge électrique moyenne brute	Charge électrique moyenne nette	Charge de chaleur moyenne
	kW	kW	kW
Janvier	25	25	193
Février	25	25	155
Mars	25	25	104
Avril	25	25	64,9
Mai	25	25	14,6
Juin	25	25	14,6
Juillet	25	25	14,6
Août	25	25	14,6
Septembre	25	25	14,6
Octobre	25	25	14,6
Novembre	25	25	82,1
Décembre	25	25	144
% à ajouter à moyenne mensuelle max. pour charge de pointe			
Charge de pointe - annuelle	25	25	216
Électricité	MWh	Moyenne brute	Moyenne nette
Prix de l'électricité - cas de référence		219	219
		Prix de l'électricité - cas de référence	
	\$/kWh		0,036
Coût total de l'électricité	\$	7 884	7 884

Figure 45 : Capture d'écran de l'onglet « Caractéristiques de la charge du cas de référence » du logiciel RetScreen Expert

Charge de chaleur moyenne

Le modèle calcule la charge de chaleur moyenne mensuelle pour le système de production de chaleur du cas de référence à partir des éléments suivants : des données météorologiques mensuelles ; de la demande de base pour l'eau chaude sanitaire et de la charge de chauffage du bâtiment

Graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence montre le profil de la charge moyenne du cas de référence pour les systèmes de production d'électricité et de chaleur sur une base mensuelle (**Figure 46**).

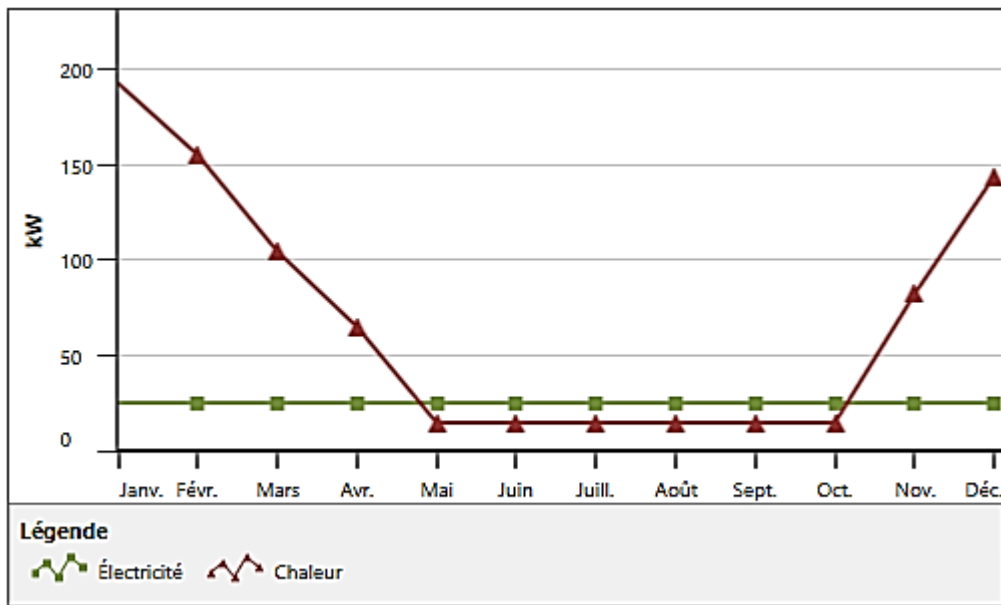


Figure 46 : Graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence

Caractéristiques de la charge du cas proposé

Cette section s'intéresse aux charges mensuelles et à la charge de pointe annuelle pour le cas proposé des systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid. Ces charges sont calculées en fonction du système du cas de référence (Figure 47).

Caractéristiques de la charge du cas proposé

Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé

Réduction des besoins énergétiques	%	<input type="text"/>
Coût de la réduction des besoins énergétique	\$	<input type="text"/>
Charge électrique de pointe nette	kW	25
Électricité nette	MWh	219

Mois	Charge de	
	Charge électrique moyenne nette kW	chaleur moyenne nette kW
Janvier	25	193
Février	25	155
Mars	25	104
Avril	25	64,9
Mai	25	14,6
Juin	25	14,6
Juillet	25	14,6
Août	25	14,6
Septembre	25	14,6
Octobre	25	14,6
Novembre	25	82,1
Décembre	25	144
Charge de pointe - annuelle	25	216

Charge et énergie du cas proposé		Électricité	Chaleur
Charge de pointe du système	<input type="text" value="kW"/>	25	216
Énergie du système	<input type="text" value="MWh"/>	219	624

Figure 47 : Capture d'écran de l'onglet « Caractéristiques de la charge du cas proposé » du logiciel RetScreen Expert

Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé montre le profil de la charge moyenne du cas proposé pour les systèmes de production d'électricité et de chaleur, sur une base mensuelle. Les deux graphiques (**Figures 46 et 48**) sont identiques. Le cas de référence correspond à la ferme avant le projet et le cas proposé correspond à celui de la ferme avec l'implantation du digesteur et cogénérateur.

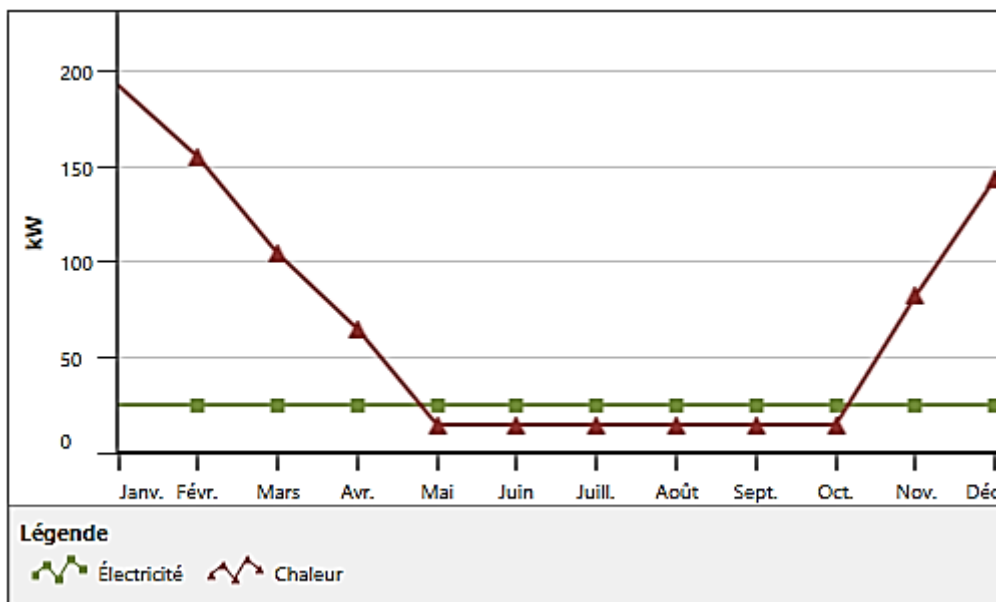


Figure 48 : Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé

2.2.3.3 Équipement

Équipement de production d'électricité (Figure 49)

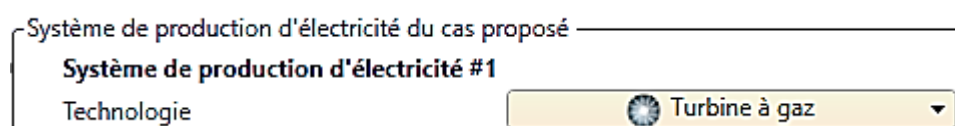


Figure 49 : Capture d'écran de l'onglet « *Système de production d'électricité du cas proposé* » du logiciel RetScreen Expert

Système de production d'électricité du cas proposé

Dans cette section, nous introduisons l'information concernant le système de production d'électricité du cas proposé. Dans notre projet nous utiliserons la turbine à gaz (Paragraphe 1.6.2 du chapitre 1 de la partie 2).

A présent nous allons introduire les caractéristiques de la charge de base de la turbine à gaz (**Figure 50**) :

Turbine à gaz - Un seul combustible

Choix du combustible

Type de combustible Biogaz - m³
 Prix du combustible \$/m³ 0

Turbine à gaz

Capacité électrique	kW	50	
Charge minimale	%	40%	
Disponibilité	h	8 000	91,3%
Fabricant			
Modèle			
Nombre d'unités			
Consommation spécifique	kJ/kWh	12 000	
Taux de récupération de chaleur	%	78,6%	
Capacité thermique	kW	91,7	
Combustible nécessaire	kW	167	
Coûts d'investissement	\$/kW	2 680	
	\$	134 000	
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	\$/kW-année	186	
	\$	9 300	
Électricité fournie à la charge	kWh	200 000	
Électricité exportée au réseau	kWh	200 000	

Figure 50 : Capture d'écran de l'onglet « Turbine à gaz » du logiciel RetScreen Expert

Choix du combustible

Notre combustible est le biogaz

Turbine à gaz

Capacité électrique : nous choisissons une turbine d'une puissance de 50 kW vu que dans nos calculs dans la partie 1 nous avons trouvé que la puissance que nous pouvons tirer des effluents des 140 vaches laitières était de 43 kW_{électrique}

Charge minimale : la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Pour les projets avec une charge interne, cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé. La charge minimale typique est de 25 % pour un moteur à pistons et de 40 % pour une turbine à gaz et une turbine à vapeur. La charge minimale typique d'une pile à combustible est de 25 % pour les capacités électriques supérieures à 10 kW et 35 % pour les capacités électriques inférieures à 10 kW. Pour ce fait nous choisissons une charge minimale de 40%

Disponibilité : 8000 heures

Consommation spécifique : La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie (Figure 51).

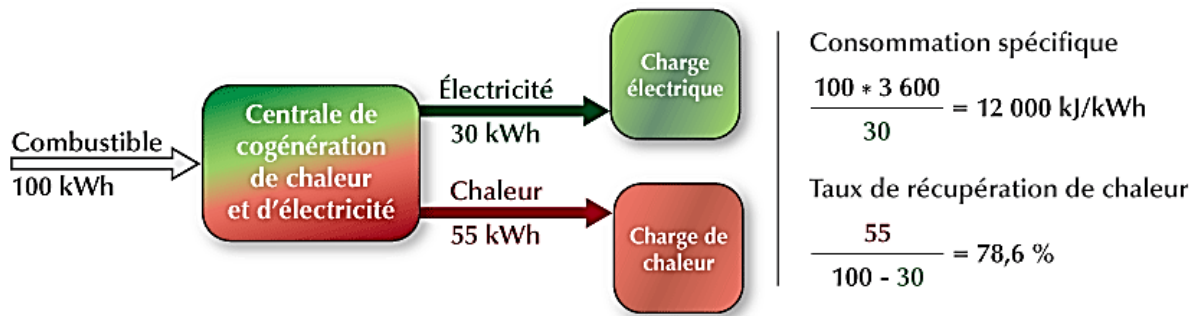


Figure 51 : Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération

Coûts d'investissement : nous indiquons le coût pour le cas proposé. Cette valeur comprend les coûts de l'équipement et ceux de son installation. À cause des économies d'échelle, on observe généralement une baisse du coût unitaire avec l'augmentation de la capacité installée. Nous consultons la base de données de coûts de RETScreen (**Figure 52**).

Les valeurs sont exprimées en dollar US basés sur les prix du 1^{er} janvier 2019.

Technologie	Centrale électrique - Coût typique incluant l'installation (\$/kW)					
	10 kW	100 kW	1 000 kW	10 000 kW	100 000 kW	1 000 000 kW
Turbine à gaz	2 800	2 560	1 760	1 200	800	760

Figure 52 : Coûts typiques incluant l'installation de la turbine à gaz [32]

Par interpolation nous optons pour une valeur de 2680 \$/kW installé.

Coûts d'investissement : nous indiquons le coût ou les économies (valeur négative) d'exploitation et entretien pour le cas proposé. À cause des économies d'échelle, on observe généralement une baisse du coût unitaire avec l'augmentation de la capacité installée. Nous consultons la base de données de coûts de RETScreen (**Figure 53**).

Les valeurs sont exprimées en dollar US basés sur les prix du 1^{er} janvier 2019.

Technologie	Centrale électrique - Coûts d'exploitation et entretien - Typique (\$/kW-année)					
	10 kW	100 kW	1 000 kW	10 000 kW	100 000 kW	1 000 000 kW
Turbine à gaz	213	160	106	73,60	40	29,60

Figure 53 : Coûts d'exploitation et entretien de la turbine à gaz [32]

Par interpolation nous optons pour une valeur de 186 \$/kW-année.

Le logiciel calcul le reste des paramètres (cellules de couleur blanche)

2.2.3.4 Stratégie d'exploitation

La section stratégie d'exploitation permet de spécifier la stratégie d'exploitation optimale du système de production d'électricité du cas proposé. Il est à noter que cette méthode est seulement un indicateur de la rentabilité du système choisi

Nous choisissons « Pleine puissance électrique », ou le modèle suppose que le système fonctionne à pleine capacité (**Figure 54**).

Stratégie d'exploitation - système de production d'électricité de base								
Prix du combustible - production de chaleur du cas de référence	\$/MWh							2,12
Prix de l'électricité - cas de référence	\$/MWh							36
Prix du combustible - production d'électricité du cas proposé	\$/MWh							0
Prix de l'électricité exportée								<input type="text" value="0,038"/>
Prix de l'électricité - cas proposé	\$/kWh							<input type="text" value="0,036"/>
								<input type="text" value="0,038"/>
								<input type="text" value="0,036"/>
								<input type="text" value="0,038"/>
								<input type="text" value="0,036"/>
Stratégie d'exploitation	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="MWh"/>	<input type="text" value="\$"/>	<input type="text" value="Rendement %"/>
Pleine puissance électrique	200	200	19	404	220	1 333	15 656	60,3%
Asservi à la charge électrique	200	0	19	243	381	667	7 714	66,4%
Asservi à la charge de chaleur	101	88	118	346	278	629	7 708	85%
Choix de la stratégie d'exploitation	<input type="text" value="Plaine puissance électrique"/>							

Figure 54 : Capture d'écran de l'onglet « Stratégie d'exploitation » du logiciel RetScreen Expert

2.2.3.5 Sommaire

Cette section présente un résumé des technologies utilisées, des types de combustible utilisés, de la consommation estimée de chacun de ces combustibles, de la capacité installée et de l'énergie fournie par chacun des différents systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid afin de répondre à la charge de pointe et aux besoins d'énergie du cas proposé. Toutes ces valeurs sont calculées dans les sections Équipement et Charge et réseau (Figure 55).

Sommaire du cas proposé							
Système	Technologie	Type de combustible	Consommation de combustible - unité	Consommation de combustible	Capacité	Énergie fournie	
					<input type="text" value="kW"/>	<input type="text" value="MWh"/>	
Électricité							
Charge de base	Turbine à gaz	Biogaz	m ³	195 042	50	200	
Électricité exportée au réseau						200	
					Total	400	
Chaleur							
Charge de base	Turbine à gaz	Chaleur récupérée			91,7	404	
					Total	404	

Figure 55 : Capture d'écran de l'onglet « Sommaire du cas proposé » du logiciel RetScreen Expert

2.2.4 Analyse des coûts

Dans cette section du logiciel, la feuille de calcul *Analyse des coûts* aide l'utilisateur à estimer les coûts (et les crédits) relatifs au cas proposé. Le modèle considère les coûts d'investissement initiaux et les frais annuels récurrents. L'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits RETScreen pour contacter des fabricants et ainsi obtenir des prix ou toute autre information nécessaire.

2.2.4.1 Cout d'investissement

Les coûts initiaux de mise en œuvre d'un projet sont détaillés dans cette section. Ils incluent les grandes catégories de coûts suivantes :

Les coûts de l'étude de faisabilité, de développement, des travaux d'ingénierie, de l'achat et de l'installation des équipements [28] (Figure 56).

Coûts d'investissement (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût d'investissement				\$ 134 000
▼ Afficher données				
- Digesteur	coût ▼	1	\$ 120 000	\$ 120 000
- Étude de faisabilité	coût ▼	1	\$ 8 000	\$ 8 000
- Ingénierie	coût ▼	1	\$ 16 000	\$ 16 000
+				
Total des coûts d'investissement				\$ 278 000

Figure 56 : Capture d'écran de l'onglet « Coûts d'investissement » du logiciel RetScreen Expert

2.2.4.2 Frais annuels

Plusieurs aspects de l'exploitation d'un projet proposé impliquent des frais annuels : coûts ou économies d'exploitation et d'entretien, location du terrain et de ressources, taxes foncières, primes d'assurance, pièces et main d'œuvre, suivi et vérification des émissions de GES, bénéfiques régionaux, frais généraux et administratifs. En plus, il faut prévoir des frais imprévus et bien sûr les coûts d'approvisionnement en combustible pour le cas proposé. Ces coûts sont détaillés dans les rubriques suivantes [32] (Figure 57) :

Frais annuels (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	projet			\$ 9 300
▼ Afficher données				
Coût en combustible - cas proposé				\$ 0
- Coûts d'exploitation	coût ▼	1	\$ 4 000	\$ 4 000
+				
Total des frais annuels				\$ 13 300

Figure 57 : Capture d'écran de l'onglet « Frais annuels » du logiciel RetScreen Expert

2.2.4.3 Économies annuelles

Sous cette rubrique, l'utilisateur peut préciser les économies annuelles qui sont à prévoir au cours de la durée de vie du projet. Le projet peut aussi être crédité des coûts qu'il aurait fallu prévoir annuellement pour le projet conventionnel.

Économies annuelles	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût en combustible - cas de référence				\$ 9 206
- Défini par l'utilisateur	coût ▼			\$ -
+				
Total des économies annuelles				\$ 9 206

Figure 58 : Capture d'écran de l'onglet « Économies annuelles » du logiciel RetScreen Expert

2.2.5 Analyse des émissions

Dans cette section du logiciel, la feuille de calcul *Analyse des Émissions* permet d'estimer le potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'installation analysé (Figure 59).

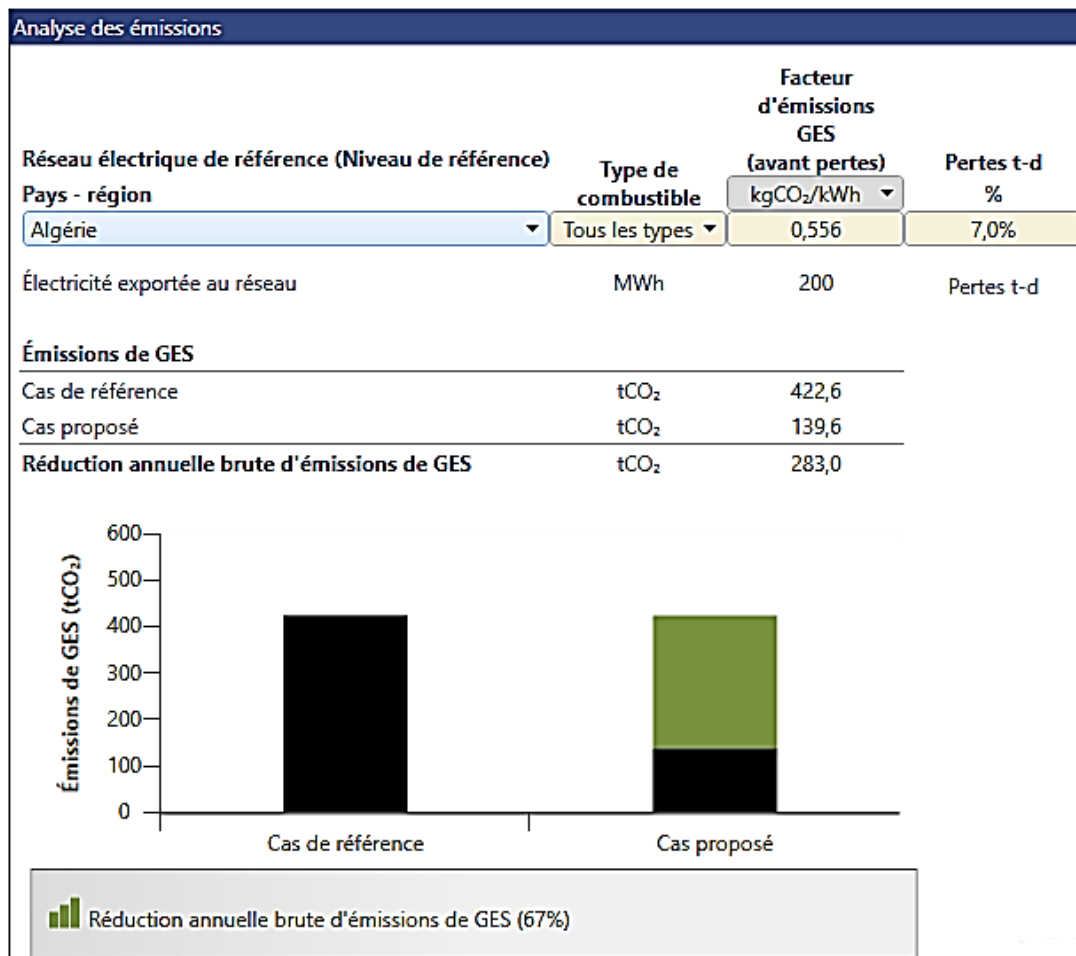


Figure 59 : Capture d'écran de l'onglet « Analyse des émissions » du logiciel RetScreen Expert

Une réduction de 283 tCO₂ équivalent à :



- 51,8 automobiles et camions légers non utilisés

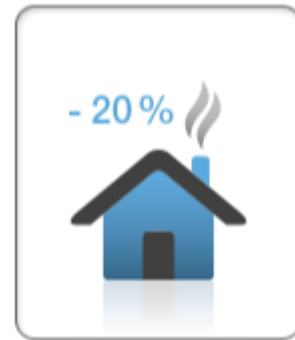
- 121 616,9 Litre d'essence non consommés





- 658,2 barils de pétrole brut non consommés

- 283 individus réduisant leur consommation énergétique de 20%



- 64,3 acres de forêt absorbant du carbone

- 26 hectares de forêt absorbant du carbone



- 97,6 tonnes de déchets recyclés

2.2.6 Analyse financière

Dans le logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen, chaque installation évaluée dispose d'une feuille de calcul Analyse financière.

Pour les décideurs, l'un des principaux avantages du logiciel RETScreen est qu'il simplifie le processus d'évaluation des projets. Grâce aux données d'entrée des paramètres financiers (taux d'actualisation, ratio d'endettement, etc.) et aux données résultant de l'analyse de viabilité financière (taux de rendement interne (TRI), retour simple, Valeur Actualisée Nette (VAN), etc, la feuille de calcul Analyse financière offre aux décideurs les paramètres financiers utiles à leur analyse (**Figure 60**).

2.2.6.1 Paramètres financiers :

Analyse financière		
Paramètres financiers		
Taux d'inflation	%	4,5%
Durée de vie du projet	an	20
Ratio d'endettement	%	80%
Taux d'intérêt sur la dette	%	3,25%
Durée de l'emprunt	an	15
Total des coûts d'investissement	\$	278 000
Encouragements et subventions	\$	0
Frais annuels et paiements de la dette		
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	\$	9 300
Coût en combustible - cas proposé	\$	0
Coûts d'exploitation	\$	4 000
Paiements de la dette - 15 ans	\$	18 968
Total des frais annuels	\$	32 268
Économies et revenus annuels		
Coût en combustible - cas de référence	\$	9 206
Revenu d'exportation d'électricité	\$	7 600
Revenu pour réduction de GES	\$	0
Autre revenu (coût)	\$	0
Revenu pour production d'ÉP	\$	0
Total des économies et des revenus annuels	\$	16 806

Figure 60 : Capture d'écran de l'onglet « Analyse financière » du logiciel RetScreen Expert

Taux d'inflation

Le taux annuel d'inflation reflète les variations de l'indice des prix à la consommation (IPC) entre une période donnée et la même période de l'année précédente. Dans notre cas présent, c'est un taux de variation sur 12 mois. Dans un communiqué récent (17 janvier 2019), le ministre des Finances, Abderrahmane Raouia, a déclaré le 17 janvier 2019 à Si di Bel-Abbès

que le taux d'inflation est estimé à 4,5 % durant l'année 2019 [55].

Durée de vie du projet : 20 ans

Ratio d'endettement

Le ratio d'endettement (en %) est le rapport entre la dette et la somme de la dette et des capitaux propres investis dans le projet.

Dans notre cas nous avons adopté pour 80% de dettes et 20% de fond propre (Ce que propose la banque nationale BADR).

Taux d'intérêt sur la dette

Le taux d'intérêt sur la dette (en %) est le taux d'intérêt annuel payé au créancier, à la fin de chaque année du terme de la dette. Dans le cas des banques, il est généralement compris entre 3 et 6 %. Pour l'étude de notre cas, il est fixé à 3,25% (BADR).

Le modèle utilise ce taux pour calculer les paiements de la dette.

Durée de l'emprunt : 15 ans

Encouragements et subventions

L'utilisateur peut indiquer tout montant versé à titre d'encouragements ou de subventions à l'adoption d'un projet énergétique. Ce montant s'applique aux coûts d'investissement (excluant les crédits). Il sera considéré comme une subvention non remboursable et il sera traité comme un revenu de l'an 0 (phase de développement et d'implantation).

Le mécanisme de soutien prôné par l'Etat algérien consiste à racheter au porteur du projet l'électricité excédentaire produite à un tarif bonifié (Feed-in tariff).

2.2.6.2 Viabilité financière

Dans cette section, RETScreen calcule plusieurs indicateurs financiers : le TRI avant impôt- capitaux propres, TRI avant impôt-actifs, retour simple et retour sur les capitaux propres (Figure 61).

Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	0,75%
TRI avant impôt - actifs	%	-1,6%
Retour simple	an	79,3
Retour sur les capitaux propres	an	37,4

Figure 61 : Capture d'écran de l'onglet « Viabilité financière » du logiciel RetScreen Expert

TRI avant impôt

Le taux de rentabilité interne (TRI) est l'élément qui permet d'en mesurer la performance. Généralement, on dira qu'un investissement est rentable si le TRI est supérieur

aux exigences de rentabilité des investisseurs, et vice versa.

Le niveau minimum de TRI varie d'un investisseur à l'autre, et cela fait partie de la stratégie de chaque investisseur. Cependant, pour une majorité de capital-investisseurs, le TRI minimum requis se situe dans une fourchette de 20% à 50% [32].

Retour simple

Le modèle calcule le retour simple, soit le temps, en années, qu'il faut pour récupérer le coût initial du projet d'investissement grâce aux recettes qu'il génère. L'hypothèse de base de la méthode de la période de retour est la suivante : plus vite on peut récupérer le coût de l'investissement, plus celui-ci est souhaitable

Le retour simple ne devrait pas être utilisé comme indicateur primaire pour l'évaluation d'un projet !

Le retour sur les capitaux propres

Le modèle calcule le temps de retour sur les capitaux propres, soit le temps, en années, qu'il faut pour récupérer les montants investis dans le projet par le promoteur (capitaux propres) grâce aux flux monétaires qu'il génère. Le retour sur les capitaux propres investis prend en compte les flux monétaires du projet dès le début, mais aussi le levier financier (fonction du niveau d'endettement), ce qui en fait un bien meilleur indicateur financier du projet que le retour simple. Le modèle utilise le nombre d'années et les flux monétaires cumulatifs après impôt pour calculer cette valeur.

2.2.6.3 Graphique des flux monétaires cumulatifs

Le modèle calcule les flux monétaires cumulatifs qui représentent, année après année, les flux monétaires nets avant impôt cumulés depuis l'an 0. Les flux monétaires nets avant impôt sont l'estimation à chaque année des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, avant impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les capitaux propres sont investis à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Les économies et revenus annuels sont représentatifs de l'an 0 et donc sont indexés pour une année de manière à déterminer les économies et revenus annuels valides pour la première année d'opération (an 1) (**Figure 62**).

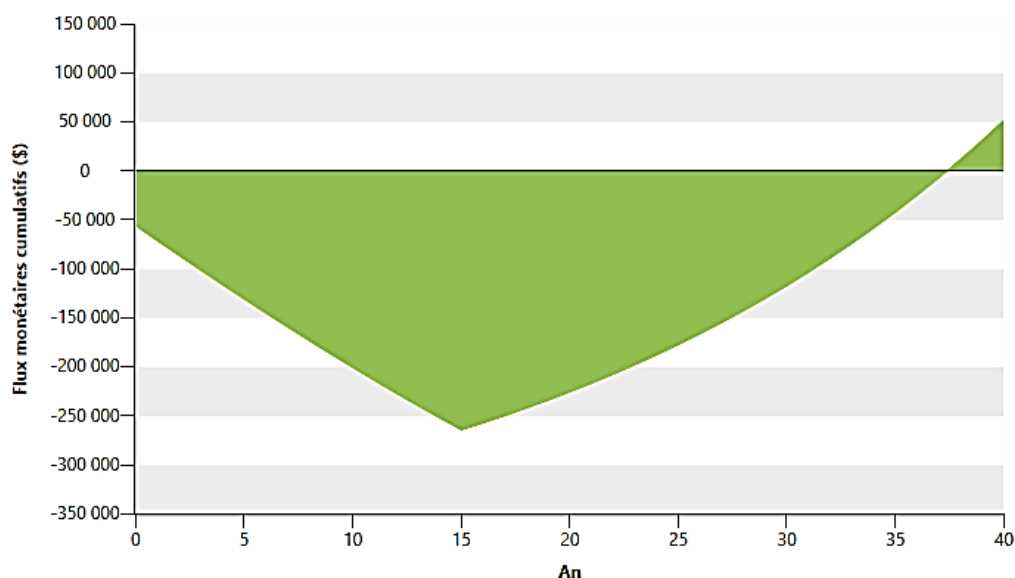


Figure 62 : Graphique des flux monétaires cumulatifs

Conclusion

Comme mentionné au début de cette partie, les tarifs d'achat prévu par l'arrêté du 1^{er} septembre 2014 (**annexe 2**) ne permettent pas une rentabilité suffisante pour ce projet qui est supérieure à la vie du projet (37,4 ans) dans les conditions algériennes actuelles, ce qui a poussé l'état à congédier cet arrêté. Nous supposons que les dispositions de cet arrêté ne peuvent s'appliquer pour une cogénération au biogaz vu que ce dernier nécessite un investissement double comparé à celui d'une cogénération au gaz naturel, vu que dans ce projet nous avons besoin en plus de l'unité de cogénération, d'un méthaniseur qui représente près de 50% du prix de l'investissement.

Néanmoins, il faut signaler que le fait d'utiliser le biogaz comme combustible, limite en partie les émissions de gaz à effets de serre tout en éliminant la pollution générée par les déchets d'élevage.

Il apparaît clairement que tant que les prix du gaz naturel et de l'électricité resteront fortement subventionnés par l'état, aucun investisseur, éleveur ou agriculteur ne se lancera dans un tel projet d'énergie renouvelable.

2.2.7 Étude de sensibilité

Dans cette étude, nous adopterons plusieurs hypothèses pour évaluer le prix du kWh d'électricité exportée au réseau qui permettra un retour d'investissement plus intéressant, par exemple, inférieur à 10 ans.

Nous considérons une variation du « retour sur les capitaux propres » calculé par RetScreen en fonction du « tarif d'achat de l'électricité exportée » compris entre 4 et 20 DA soit (0,033\$ et 0,17\$), nous obtenons les résultats suivants :

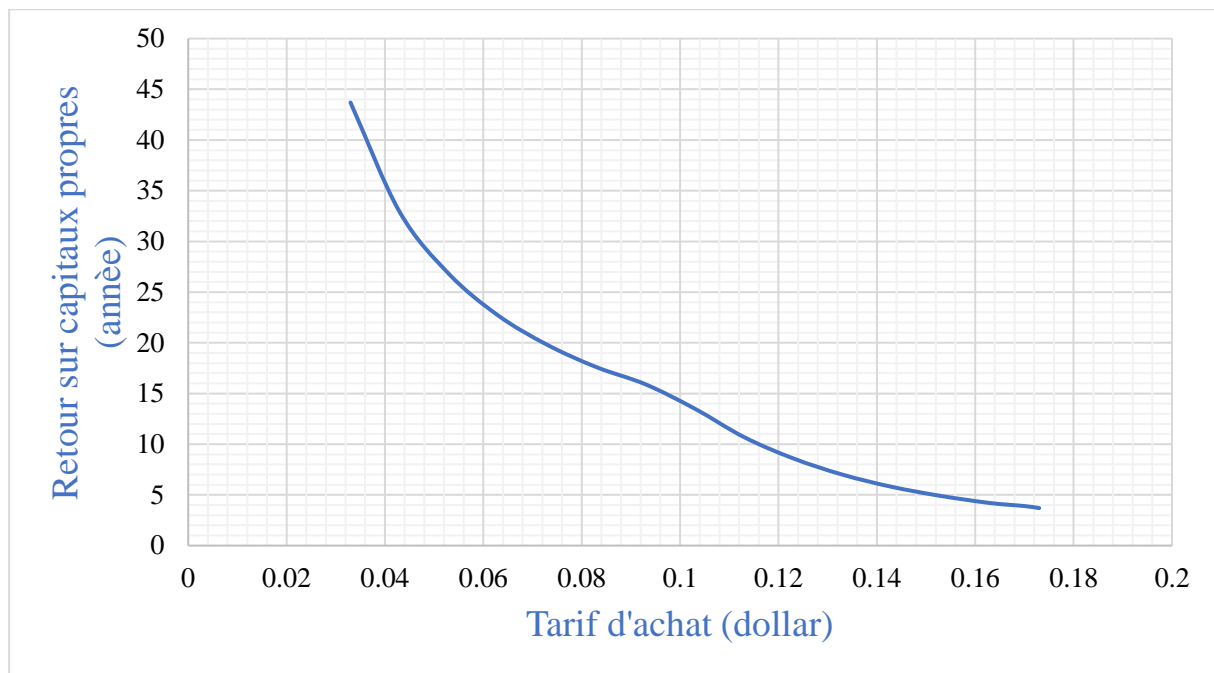


Figure 63 : Graphique de la variation du retour sur investissement en fonction du tarif d'achat

En considérant un prix du kWh d'électricité exportée de 16,78 Da (0,14\$) (**Figure 64**) soit un quadruplement du tarif prévu par l'arrêté de 2014 (4,58 Da), nous obtenons un retour sur investissement au bout de 6 ans (**Figures 66 et 67**).

Électricité	
Type	Prix de l'électricité - annuel
Description	Prix de l'électricité - cas de référence
Prix - unité	\$/kWh
Prix - annuel	0,036
	Prix de l'électricité - exportée
	\$/kWh
	0,14

Figure 64 : Capture d'écran de l'onglet « Electricité » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité

Analyse financière

Nous introduisons les mêmes paramètres financiers (**Figure 65**) définis précédemment soit :

Taux d'inflation : est estimé à 4,5 %

Durée de vie du projet : 20 ans

Ratio d'endettement : Dans notre cas nous avons adopté pour 80% de dettes et 20% de fond propre (Ce que propose la banque nationale BADR).

Taux d'intérêt sur la dette : il est fixé à 3,25% (BADR).

Durée de l'emprunt : 15 ans

Encouragements et subventions : Le mécanisme de soutien prôné par l'Etat algérien consiste à racheter au porteur du projet l'électricité excédentaire produite à un tarif bonifié (Feed-in tariff).

Analyse financière		
Paramètres financiers		
Taux d'inflation	%	4,5%
Durée de vie du projet	an	40
Ratio d'endettement	%	80%
Taux d'intérêt sur la dette	%	3,25%
Durée de l'emprunt	an	15
Total des coûts d'investissement	\$	278 000
Encouragements et subventions	\$	0
Frais annuels et paiements de la dette		
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	\$	9 300
Coût en combustible - cas proposé	\$	0
Coûts d'exploitation	\$	4 000
Paiements de la dette - 15 ans	\$	18 968
Total des frais annuels	\$	32 268
Économies et revenus annuels		
Coût en combustible - cas de référence	\$	9 206
Revenu d'exportation d'électricité	\$	28 000
Revenu pour réduction de GES	\$	0
Autre revenu (coût)	\$	0
Revenu pour production d'ÉP	\$	0
Total des économies et des revenus annuels	\$	37 206

Figure 65 : Capture d'écran de l'onglet « Analyse financière » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité

Viabilité financière

Dans cette section, RETScreen calcule plusieurs indicateurs financiers : le TRI avant impôt- capitaux propres, TRI avant impôt-actifs, retour simple et retour sur les capitaux propres définis précédemment (**Figure 66**).

Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	23,1%
TRI avant impôt - actifs	%	9,4%
Retour simple	an	11,6
Retour sur les capitaux propres	an	6,1

Figure 66 : Capture d'écran de l'onglet « Viabilité Financière » du logiciel RetScreen Expert – Étude de sensibilité

Graphique des flux monétaires cumulatifs

Le modèle calcule les flux monétaires cumulatifs qui représentent, année après année, les flux monétaires nets avant impôt cumulés depuis l'an 0. Les flux monétaires nets avant impôt sont l'estimation à chaque année des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, avant impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les capitaux propres sont investis à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Les économies et revenus annuels sont représentatifs de l'an 0 et donc sont indexés pour une année de manière à déterminer les économies et revenus annuels valides pour la première année d'opération (an 1) (Figure 67).

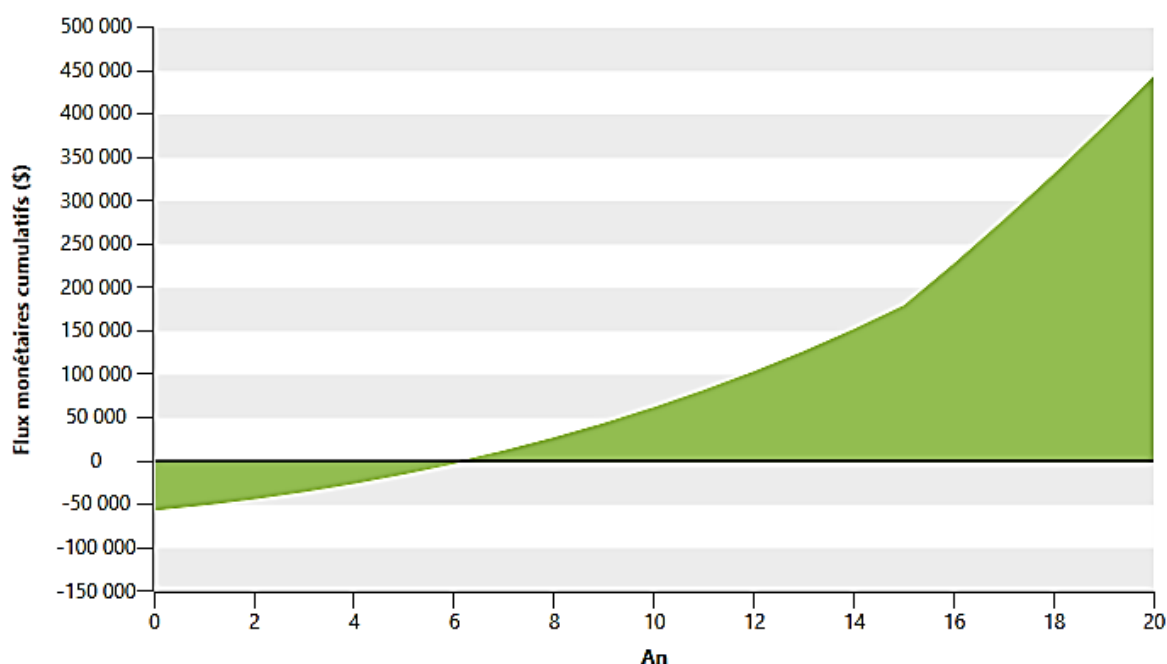


Figure 67 : Graphique des flux monétaires cumulatifs - Étude de sensibilité

Interprétation des résultats :

Les valeurs du TRI et du retour simple sont assez satisfaisantes. Elles indiquent que le projet de cogénération est rentable. Et, d'après la **Figure 66**, le projet commence à récupérer son investissement initial à partir de la 6^{ème} année.

2.2.8 Conclusion

Le travail réalisé dans le cadre de notre projet de fin d'étude, est une étude de préféabilité suivie d'une étude de sensibilité.

Par conséquent, les résultats trouvés nous encouragent à faire une étude plus approfondie et beaucoup plus détaillée, en tenant compte de tous les aspects du projet notamment : la taille du bac de stockage de la biomasse, de tous les équipements nécessaires à l'installation (tuyauterie), du système de traitement des fumées, et de la possibilité d'une augmentation dans les prix du gaz naturel et de l'électricité et aussi des subventions reçus par

l'état pour la réduction des émission a effet de serre.

Conclusion générale

Le monde se trouve actuellement face à une multitude de défis, car devant répondre à des enjeux aussi nombreux et vitaux que contradictoires. En effet, les besoins dus à une consommation débridée ne cessent d'augmenter face à des ressources énergétiques en constante baisse, car ne pouvant durer indéfiniment dans le temps. Cette consommation abusive et la nécessité de la satisfaire au prix de l'épuisement de ressources fossiles, met également en péril l'équilibre de l'écosystème et la préservation de l'environnement.

Ce risque est d'autant plus grand que le recours à d'autres façons d'agir et de consommer s'avère indispensable. D'où la recherche d'autres sources d'énergie et d'autres méthodes d'exploitation d'énergies plus pérennes et plus respectueuses de l'environnement. Le recours à des systèmes d'alimentation qui permettent de réduire les coûts d'exploitation en énergie est une option très intéressante aux fins d'améliorer l'efficacité et le rendement de la source d'énergie utilisée.

Le travail que nous avons mené dans le cadre de cette étude de faisabilité de l'alimentation d'une ferme laitière par cogénération au biogaz, nous a permis de mettre à l'épreuve un certain nombre de données issues de l'étude technique de cette installation que nous avons confrontées aux critères économiques et financiers.

En effet, la rentabilité économique de tels projets, étant un facteur clé de leur réussite, étudier la faisabilité et donc la viabilité de notre projet sous les faisceaux économiques et financiers pouvaient nous permettre de décider de l'utilité, voire de la nécessité de recourir à ces sources d'énergie ne coûtant pas cher voire même gratuite mais offrant des avantages substantiels en termes d'efficacité et de durabilité.

En nous appuyant sur le logiciel RetScreen auquel nous avons soumis nos données d'entrée consistant en : charge de chaleur de pointe du procédé, charge électrique, les caractéristiques du combustible et les paramètres financiers tels que : le taux d'inflation, ratio d'endettement et les coûts des équipements pour cette installation. Et après avoir procédé à un certain nombre de calcul et de croisement : chaleur totale, électricité fournie à la charge, rendement de la stratégie d'exploitation, ainsi que les termes relatifs à la viabilité financière, les données de sortie nous ont permis de dégager des résultats très encourageants quant à l'utilisation du système de cogénération pour alimenter et donc faire fonctionner ce type de projet à condition que l'état revise les tarifs d'achat exportée au réseau issue d'une cogénération au biogaz et implante un suivi technique au sein de ces fermes.

La cogénération qui consiste, rappelons-le, en la production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans la même installation alimentée avec un seul combustible, et dont les avantages sont : la réduction des pertes d'énergie, de la facture d'électricité et aussi celle des émissions polluantes GES.

Les données issues de RetScreen ont montré que le retour sur les capitaux propres d'un

tel investissement peut être amortis sur une période n'excédant pas six années, lorsque le prix de l'électricité exportée au réseau est relevé à 16,78 DA/kW. C'est dire combien ce type d'installation peut être efficace et rentable et nous permet d'être optimiste quant à la possibilité de généraliser son utilisation aussi bien à titre individuel (microcogénération) et collectif cas des domaines très variés, industriel, agricole, bâtiments, hôpitaux, centres de loisir ect.

Les énergies fossiles ne pouvant durer indéfiniment, il y va de l'avenir des générations futurs que nous leur préservons leur environnement et leur ressources énergétiques dont elles auront besoin. Recourir à ce type d'installation est une belle façon de donner toutes leurs chances aux énergies renouvelables pour qu'elles remplacent dès à présent et dans le futur les énergies fossiles.

Références bibliographiques

- [1] : **Portail du Centre du Développement des Energies Renouvelables**, Rapport sur le programme algérien de développement des énergies renouvelables, [en ligne] Alger, 2015, [Consulté le 9 Avril 2019]. Disponible sur : <sur <https://portail.cder.dz/spip.php?article4446>>
- [2] : **Portail du Centre du Développement des Energies Renouvelables**, Rapport sur la cogénération : efficacité énergétique et utilisation rationnelle des ressources en gaz naturel de l'Algérie, [en ligne] Alger, 2013, [Consulté le 22 Mai 2019]. Disponible sur : <<https://portail.cder.dz/spip.php?article3140>>
- [3] : **IPCC**, Climate Change : Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007.
- [4] : **THOMAS, B.** Benchmark testing of micro-CHP units, Applied Thermal Engineering, Reutlingen University, Mechanical Engineering, Germany, 2008, Vol 28, 2049–2054.
- [5] : **ZULIANI, N. TACCANI, R.** Microcogeneration system based on HTPEM fuel cell fueled with natural gas: Performance analysis, Applied Energy, 2012, Vol 97, 802-808.
- [6] : **WILLIAMS, A. JONES, A. POURKASHANIA, M.** Pollutants from the combustion of solid biomass fuels, Progress in Energy and Combustion Science, 2012, Vol 38,113-137.
- [7] : **Méthajoule**, Une société française. [En ligne] [Consulté le 10 Avril 2019]. Disponible sur : <<http://www.methajoule.fr/methajoule-societe-francaise-specialisee-dans-la-valorisation-energetique-par-methanisation-c6.html>>.
- [8] : **Les explorateurs de l'énergie**. Rapport sur la biomasse. [En ligne] [Consulté le 9 Avril 2019]. Disponible sur : <<http://www.explorateurs-energie.com/index.php/enseignants/les-energies/biomasse>>.
- [9] : **Agrogaz Lagnerolle**. Rapport sur la biomasse sèche et la biomasse fermentable. [En ligne] [Consulté le 10 Avril 2019]. Disponible sur : <<http://www.agrogaz.ch/la-biomasse>>.
- [10] : **ADEME** (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie). Rapport sur La biomasse agricole. [En ligne] 20 Mai 2014. [Consulté le 11 Avril 2019]. Disponible sur : <<https://www.ademe.fr/expertises/produire-autrement/production-agricole/chiffres-cles-observations/biomasse-agricole>>.
- [11] : **BASTIDE, G.** Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME, Angers, Avril 2013,117 pages.
- [12] : **MELLAK A., LE ROUX Y., BOUARAB R., AHMED-ZAID T..** Contribution à la production du biogaz à partir d'effluents d'élevage animaliers en Algérie, Algerian J. Env. Sc. Technology, 2019 881-889, Disponible sur : <<http://aljest.org/index.php/aljest/article/view/121>>.

[13] : **FLAMIN**. Coopernergie. Les effluents d'élevages. 2011. 2 pages. [Consulté le 11 Avril 2019]. Disponible sur : <<http://coopenergie.com/fichescoop/elevage.pdf>>.

[14] : **DEGUEURCE, A. CAPDEVILLE, P. BIOTEAU, J. C. T. MARTINEZ, J. PEU, J.** Fumiers de bovins, une ressource à fort potentiel pour la filière de méthanisation en France ? Sciences Eaux & Territoires. 2016, vol 9, N°24, 9 pages.

[15] : **VAN BRAKEL, J.** Biogas before 1970, a review. Trop Sci. 1980, Vol 22, 105-148.

[16] : **DUCCELIER, G.LR., ISMAN, AA.M.L.** System for producing a pulsating circulation in apparatus containing gas evolving products. USA, 1939, US2174203 A US patent.

[17] : **Assemblée Permanente Des Chambres D'agriculture. Chambres D'agriculture France** [en ligne]. [Consulté le 9 avril 2019]. Disponible sur : <<https://chambres-agriculture.fr/exploitation-agricole/developper-des-projets/economie-et-production-denergies/la-methanisation-agricole/>>.

[18] : **La méthanisation des déchets sources d'énergie.** Énergies centre [en ligne]. Orléans: le Conseil régional du Centre, Décembre 2011. 12 pages. [Consulté le 17 avril 2019]. Disponible sur : <http://energies-centre.regioncentre.fr/files/live/sites/energie_centre/files/contributed/batiments-et-ent/methanisation/atlas-ressource/plaquette-methanisation-regioncentre.pdf>.

[19] : **GOUBAULT, A. PESENTI, A.** Energies nouvelles [en ligne]. [Consulté le 12 Avril 2019]. Disponible sur : <<https://methanisation386492061.wordpress.com/i-un-exemple-concret-2/accueil/>>.

[20] : **WINFREY, M.R.** 'Microbial Production of Methane', In: Petroleum microbiology, Atlas, M.R., Edit. Mc Milian, NY, USA, 1984, 53 – 219.

[21] : **MONZAMBE, M.** 'La Problématique de la Biométhanisation en République Démocratique du Congo', Bulletin de l'ANSD, 2002, Vol. 3, 7 - 34.

[22] : **MOLETTA, R.** La méthanisation de la matière organique Aspects généraux. Éditions Tec & Doc. Paris, 2002. 61-85.

[23] : **SCRIBAN, R.** 'Biotechnologie', 2ème Edit. Tech. & Doc. Lavoisier, Paris (France), 1985.

[24] : **TRAME.** Guide pratique. Pour les projets d'une puissance électrique inférieure à 500 kWe : Le process "mésophile en infiniment mélangé", Paris : ADEME, Septembre 2011. ADEME 7201. ISBN : 978-235-380-052-2. 20 pages.

[25] : **VAN BOKKELEN R.,** 'Etude d'un Procédé de Biométhanisation en Deux Etapes pour la Valorisation Énergétique des Résidus Agricoles Solides', Thèse de Doctorat, Faculté d'Agronomie de l'Université Catholique de Louvain, Belgique, 1987.

[26] : **RIGAUD, C.** BIOGAZ : CE QU'IL FAUT SAVOIR. Pédagogie. France : Fairtec. 34 – 37 [Consulté le 13 avril 2019]. Disponible sur : <<http://www.energies-renouvelables.org/media/photos/observ-er/biogaz/biogaz.pdf>>.

[27] : **LAGRANGE, B.** 'Biométhane, Principe – Techniques – Utilisation', Ed. Edi sud, 1979, 246 pages.

[28] : **TOU, I. IGOUD, S. et TOUZI, A.** ‘*Production de Biométhane à partir des Déjections Animales*’, Rev. Energ. Ren., Numéro Spécial Biomasse, 2001,103 – 108.

[29] : **AILE** (Association d'Initiatives Locales pour l'Energie et l'Environnement). Fiche d'information réalisée par AILE dans le cadre du Plan Biogaz. Antenne Pays de la Loire. Février 2011. 1 page. [Consulté le 14 avril 2019]. Disponible sur : <<https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2011/03/fiche-la-valorisation-du-biogaz-plan-biogaz-aile.pdf>>.

[30] : **Naskeo Environnement.** Valeur fertilisante des déchets. Le Biogaz Energie Renouvelable [En ligne]. [Consulté le 11 avril 2019]. Disponible sur : <http://www.biogaz-energie-renouvelable.info/digestats_valorisation.html>.

[31] : **ALIBARDI, L. and COSSU. R.** Stabilization of digestates from wet and dry anaerobic digestion, Proceedings from Biomass and Waste Venice, Italy, 8-11 November 2010, 10 pages.

[32] : **Manuel** intégré au logiciel RETScreen expert, Canada, Janvier 2019.

[33] : **YANMBOK, L.** Conception d'un système de cogénération pour la production de froid à partir d'une centrale hybride PV/Diesel. Mémoire pour l'obtention du master en ingénierie de l'eau et de l'environnement, option énergie, 10 juillet 2015. 105 pages.

[34] : **ANDR, P. CLAUDE, F.** Micro-cogénération à partir de biogaz : Modélisation et Rentabilité pour une PME Agroalimentaire. Thèse de master, faculté des sciences de la technologie et de la communication, Université de Liège, Juin 2013. 102 pages.

[35] : **PRAETORIUS B. et SCHNEIDER, L.** «Micro cogeneration: Towards a decentralized and sustainable German energy system?» chez IAEE International Conference, Postdam, 2006.

[36] : **Journal officiel** n° L 052 du 21/02/2004, « Directive 2004/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE », 50 - 60 [En ligne]. [Consulté le 24 avril 2019]. Disponible sur : <<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32004L0008:FR:NOT>>.

[37] : **DUYSINX, P.** Moteurs à combustion interne, Université de Liège Année académique 2009-2010 [Consulté le 08 Mai 2019] Disponible sur : <http://cours-examens.org/images/An_2016_1/Veille/Industrie_automobile/Syst_prop_electrique/3MOTC_OMINTERNE_www.cours-exercices.org.pdf>.

[38] : **DeMotor**, Otto Motor. 3 Mai 2018. [Consulté le 22 Avril 2019]. Disponible sur : <<https://fr.demotor.net/moteurs-thermiques/moteur-otto>>.

[39] : **PERROT, O.** Cours de thermodynamique, I.U.T. de Saint-Omer Dunkerque département Génie Thermique et énergie, année 2010-2011, [Consulté le 22 Avril 2019]. Disponible sur : <http://gte.univ-littoral.fr/workspaces/documents-m-perrot/cours-thermo-2-semester/downloadFile/file/Thermo_2sem_poly.pdf?nocache=1275385647.29>.

[40] : **KUHN, V. KLEMES J. et BULATOV, I.** «MicroCHP: Overview of selected technologies, products and field test results,» Applied Thermal Engineering, 2008, n° 128.

[41] : « **Création de marchés pour les Technologies Européennes d'Energies Renouvelables Campagne de promotion des technologies RES** », Cogénération à petite échelle Production simultanée d'électricité et de chaleur, Soutenu par la Commission Européenne - FP6, [Consulté le 24 Avril 2019]. Disponible sur : http://www.eubia.org/images/projects/old/RESTMAC_Cogeneration_french.pdf.

[42] : **U. EPA et C. H. a. P. Partnership**, « Catalog of CHP Technologie,» Décembre 2008.

[43] : **LAURENT A**, La pile à combustible, Un convertisseur d'énergie d'avenir [Consulté le 28 Avril 2019]. Disponible sur : http://www.palais-decouverte.fr/fileadmin/fileadmin_Palais/fichiersContribs/ressources-en-ligne/revue-decouverte/complements/344_345_jan_fev_07/LAntoni_n344-345_p80-94_w.pdf.

[44] : **Pile à combustible** [Consulté le 26 Avril 2019]. Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/wiki/Pile_%C3%A0_combustible.

[45] : **Schéma de principe de la pile à combustible à hydrogène**, [En ligne] [Consulté le 26 Avril 2019]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/figure/Schema-de-principe-de-la-pile-a-combustible-a-hydrogene_fig1_37243937.

[46] : **FERREIRA, A. C. NUNES, M. L. L. MARTINS A. S. B. et TEIXEIRA, S. F.** « A Review of Stirling Engine Technologies applied to micro-Cogeneration Systems » chez the 25th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems, perugia, Italie, 2012.

[47] : **QIU, G. SHO, Y. LI, J. LIU, H. et RIFFAT S. B.**, «Experimental investigation of a biomass-fired ORC based micro-CHP for domestic applications,» Fuel, 2012, vol. 96, 374-382.

[48] : **OUDKERK, J-F.** Lancement d'une unité de cogénération biomasse de 30 kWel sur le marché. Mémoire En vue de l'obtention du diplôme de Master en Science de Gestion Option Management Général Année académique 2012. 81 pages.

[49] : **La production standard (intensive) de lait.** CIWF France, 2019, RNA : W751226958. [Consulté le 28 avril 2019]. Disponible sur : <https://www.agrociwf.fr/trophees/les-vaches-dor/la-production-standard-intensive-de-lait/>

[50] : **Planetoscope.** Statistiques mondiales en temps réel. [Consulté le 28 avril 2019]. Disponible sur : <https://www.planetoscope.com/elevage-viande/1853-production-de-lait-par-une-vache.html>

[51] : **IGUER OUADA, M.** Le rendement par vache ne dépasse pas 12 litres/jour en Algérie, Journal El Watan le 14 Février 2011, [Consulté le 29 avril 2019]. Disponible sur : <https://www.djazairiss.com/fr/elwatan/311711>

[52] : **L'institut de l'élevage.** Les consommations d'énergie dans les systèmes bovins laitiers. Repères de consommation et pistes d'économie. France, 2007, ISBN : 978 2 84148 428 9 - PUB IE : 19 08 50 023. 32 pages.

[53] : **L'institut de l'élevage.** Les consommations d'énergie dans les systèmes bovins laitiers. Repères de consommation et pistes d'économie. LORRAINE, ALSACE, CHAMPAGNE-ARDENNE. N°IE : 080852016 - ISBN : 978-84148-585-7, 32 pages.

[54] : **CREG**. Décision fixée par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) n° D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz [Consulté le 20 mai 2019]. Disponible sur : <https://www.creg.dz/D%C3%A9cisions/D_22-15_CD_FR.pdf>.

[55] : **RAOUIA, A.** Ex ministre des Finances. Le taux d'inflation estimé à 4,5 % restera stable en 2019. Bel Abbas – Algérie, 17 Janvier 2019. [En ligne], [Consulté le 4 avril 2019]. Disponible sur : <<https://www.algeriepatriotique.com/2019/01/17/le-taux-dinflation-estime-a-45-restera-stable-en-2019/>>

Annexes

Annexe 1 : Le cheptel des animaux d'élevage en Algérie

Tableau 1 : ANIMAUX D'ELEVAGE (Espèces bovines) (Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural 2017)

WILAYA	ESPECE BOVINE								
	Vaches laitières			Génisses	Taureaux	Taurillons	Veaux - 12 mois	Velles	TOTAL
	B.L.M	BLA+BLL	TOTAL	+ 12 mois		12 à 18 mois		- 12 mois	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9 = 3 à 8
1 ADRAR	300	208	508	192	178	213	189	204	1,484
2 CHLEF	7,600	12,600	20,200	6,344	2,313	3,668	8,595	10,040	51,160
3 LAGHOUAT	3,603	8,695	12,298	2,494	1,628	1,336	2,259	1,240	21,255
4 O.E.BOUAGHI	5,451	14,349	19,800	5,063	1,586	5,190	6,799	6,562	45,000
5 BATNA	19,458	14,022	33,480	5,858	758	2,316	5,045	5,562	53,019
6 BEJAIA	6,131	11,088	17,219	8,423	1,575	6,241	5,512	5,383	44,353
7 BISKRA	1,525	1,030	2,555	459	310	411	525	795	5,055
8 BECHAR	56	1,287	1,343	261	145	262	198	188	2,397
9 BLIDA	3,823	8,963	12,786	2,643	1,763	1,736	2,375	2,371	23,674
10 BOUIRA	3,417	16,776	20,193	5,326	2,503	5,163	4,678	4,910	42,773
11 TAMANRASSET	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 TEBESSA	1,600	5,400	7,000	960	583	720	1,077	1,660	12,000
13 TLEMCEN	11,260	12,900	24,160	4,667	1,036	3,844	5,594	3,799	43,100
14 TIARET	9,500	17,350	26,850	4,804	1,787	2,868	6,230	6,691	49,230
15 TIZI-OUZOU	22,135	18,584	40,719	11,767	7,053	14,747	10,102	10,958	95,346
16 ALGER	7,514	871	8,385	1,447	728	1,536	1,100	1,076	14,272
17 DJELFA	2,583	13,637	16,220	3,870	570	1,210	6,450	5,680	34,000
18 JIJEL	3,230	39,707	42,937	9,925	1,920	7,541	8,381	8,064	78,768
19 SETIF	25,787	51,351	77,138	17,323	2,946	18,874	19,052	21,546	156,879
20 SAIDA	4,047	10,272	14,319	2,039	1,367	2,235	2,564	2,338	24,862
21 SKIKDA	15,040	67,141	82,181	16,228	5,342	11,446	8,750	12,144	136,091
22 S.B.ABBES	13,146	8,412	21,558	6,238	1,729	5,404	6,130	4,668	45,727
23 ANNABA	2,462	16,776	19,238	4,555	2,518	7,912	6,400	6,577	47,200
24 GUELMA	4,101	54,402	58,503	10,562	4,623	6,986	7,430	11,894	99,998
25 CONSTANTINE	11,923	16,936	28,859	6,171	1,571	5,066	5,528	6,155	53,350
26 MEDEA	9,954	19,161	29,115	9,848	2,629	6,725	7,189	6,626	62,132
27 MOSTAGANEM	12,972	7,785	20,757	2,245	777	1,370	2,538	3,098	30,785
28 M'SILA	12,600	9,800	22,400	2,320	980	1,170	3,350	3,280	33,500
29 MASCARA	5,180	11,470	16,650	6,800	1,550	3,100	5,100	5,800	39,000
30 OUARGLA	198	155	353	91	47	184	383	222	1,280
31 ORAN	5,263	6,184	11,447	3,068	834	1,794	2,097	2,655	21,895
32 EL-BAYADH	1,870	10,596	12,466	2,200	977	1,710	3,420	3,666	24,439
33 ILLIZI	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34 B.B.ARRERIDJ	7,253	7,125	14,378	3,831	1,313	1,606	2,909	4,543	28,580

35 BOUMERDES	8,032	7,832	15,864	3,837	2,345	2,512	3,207	2,925	30,690
36 EL-TARF	2,929	48,541	51,470	11,851	3,107	5,954	9,054	10,234	91,670
37 TINDOUF	10	5	15	3	2	3	2	2	27
38 TISSEMSILT	830	8,112	8,942	2,478	1,170	1,388	1,990	2,982	18,950
39 EL-OUED	409	1,021	1,430	3,403	68	13,754	4,150	1,610	24,415
40 KHENCHELA	5,121	6,451	11,572	943	537	2,121	1,311	1,296	17,780
41 SOUK-AHRAS	8,166	17,740	25,906	4,846	1,273	2,435	5,291	6,433	46,184
42 TIPAZA	1,667	2,792	4,459	1,282	769	720	892	950	9,072
43 MILA	18,950	23,635	42,585	13,011	4,683	8,225	9,518	10,202	88,224
44 AIN-DEFLA	5,650	13,183	18,833	4,829	1,722	3,534	7,817	5,100	41,835
45 NAAMA	2,721	16,259	18,980	2,921	1,068	1,890	5,873	6,221	36,953
46 A.TEMOUCHENT	4,297	6,815	11,112	2,490	1,021	1,481	1,884	2,434	20,422
47 GHARDAIA	2,545	0	2,545	349	48	130	508	426	4,006
48 RELIZANE	7,813	14,122	21,935	5,395	2,268	3,403	4,246	5,047	42,294
			0						0
TOTAL ALGERIE	310,122	661,541	971,663	225,660	75,720	182,134	213,692	226,257	1,895,126

BLM=BovinLaitier

BLA = Bovin Laitier amélioré

Moderne

BLL = BovinLaitierLocal

Tableau 2 : ANIMAUX D'ELEVAGE (Espèces ovines) (Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural 2017)

WILAYA	ESPECE OVINE						TOTAL
	Brebis	Béliers	Antenaises (10 à 18 mois)	Antenais (10 à 18 mois)	Agneaux -10 mois	Agnelles - 10 mois	
	1	2	3	4	5	6	
	7 = 1 à 6						
1 ADRAR	170,816	48,829	57,462	70,573	67,574	58,975	474,229
2 CHLEF	121,050	9,712	34,355	33,013	26,115	33,055	257,300
3 LAGHOUAT	1,571,900	58,325	56,062	20,222	88,171	187,120	1,981,800
4 O.E.BOUAGHI	367,881	14,206	40,953	30,755	61,289	74,677	589,761
5 BATNA	622,955	34,663	136,929	78,915	105,588	153,262	1,132,312
6 BEJAIA	37,461	5,197	12,466	13,592	14,950	13,872	97,538
7 BISKRA	674,789	50,726	66,261	50,717	71,462	142,545	1,056,500
8 BECHAR	196,791	10,738	15,328	10,738	9,784	15,396	258,775
9 BLIDA	13,639	2,654	2,900	2,526	2,441	2,114	26,274
10 BOUIRA	152,860	13,730	29,670	40,468	26,603	29,022	292,353
11 TAMANRASSET	94,815	7,520	2,494	1,782	1,068	1,608	109,287
12 TEBESSA	560,000	31,111	41,000	27,600	114,289	146,000	920,000
13 TLEMCEN	595,000	14,179	26,737	19,285	23,150	21,649	700,000
14 TIARET	1,677,005	67,983	171,258	93,481	128,768	162,261	2,300,756
15 TIZI-OUZOU	47,051	6,730	13,283	14,104	17,675	17,505	116,348
16 ALGER	7,490	787	1,921	1,878	2,041	1,695	15,812

17 DJELFA	2,308,700	77,500	224,200	200,800	306,700	261,600	3,379,500	
18 JIJEL	39,107	3,525	5,799	6,472	5,988	6,064	66,955	
19 SETIF	278,181	16,139	52,480	42,322	45,672	51,572	486,366	
20 SAIDA	668,484	28,991	54,617	27,360	51,374	59,047	889,873	
21 SKIKDA	102,858	14,311	42,346	32,199	22,319	32,130	246,163	
22 S.B.ABBES	553,551	27,026	77,422	61,945	54,711	50,345	825,000	
23 ANNABA	21,195	3,557	5,130	4,896	7,581	7,291	49,650	
24 GUELMA	263,666	13,759	36,207	52,485	58,444	74,557	499,118	
25 CONSTANTINE	116,439	2,771	15,881	12,499	12,446	10,183	170,219	
26 MEDEA	368,590	46,309	136,263	111,301	92,063	100,606	855,132	
27 MOSTAGANEM	107,030	7,940	32,940	16,140	19,645	35,265	218,960	
28 M'SILA	1,060,000	29,100	128,500	120,000	122,800	139,600	1,600,000	
29 MASCARA	308,800	22,000	82,500	85,000	119,500	112,200	730,000	
30 OUARGLA	69,108	10,516	12,681	7,764	20,268	28,144	148,481	
31 ORAN	107,164	6,343	13,024	14,438	11,300	8,514	160,783	
32 EL-BAYADH	1,271,442	111,528	223,066	267,665	200,760	156,138	2,230,600	
33 ILLIZI	18,307	15,234	0	0	2,166	2,889	38,596	
34 B.B.ARRERIDJ	218,769	11,492	31,336	20,574	39,016	45,337	366,524	
35 BOUMERDES	18,829	6,849	4,698	4,389	5,491	4,512	44,768	
36 EL-TARF	89,150	6,680	15,745	13,330	8,303	10,132	143,340	
37 TINDOUF	22,947	1,605	3,569	2,762	3,673	5,007	39,563	
38 TISSEMSILT	155,000	8,800	13,004	27,601	15,731	21,864	242,000	
39 EL-OUED	329,800	16,490	111,067	129,576	74,039	55,528	716,500	
40 KHENCHELA	300,825	12,059	28,292	29,937	28,857	38,759	438,729	
41 SOUK-AHRAS	198,184	9,550	46,516	31,013	70,301	77,074	432,638	
42 TIPAZA	23,589	5,584	5,232	5,341	7,297	7,293	54,336	
43 MILA	178,947	23,001	29,931	26,966	27,492	28,494	314,831	
44 AIN-DEFLA	99,943	20,305	26,555	23,973	28,457	30,975	230,208	
45 NAAMA	987,462	42,448	86,086	72,661	134,561	150,611	1,473,829	
46 A.TEMOUCHENT	102,539	7,487	15,160	15,852	16,394	18,400	175,832	
47 GHARDAIA	173,000	18,740	38,830	35,510	45,085	50,835	362,000	
48 RELIZANE	236,479	30,518	42,975	41,264	43,693	39,134	434,063	
								0
TOTAL ALGERIE	17,709,588	1,035,247	2,351,131	2,053,684	2,463,095	2,780,856	28,393,602	

Tableau 3 : ANIMAUX D'ELEVAGE (Espèces Caprines-Camelines) (Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural 2017)

WILAYA	ESPECE CAPRINE					ESPECE CAMELINE		
	Chèvres	Boucs	Chevreaux de 6 mois	Chevrettes de 6 mois	TOTAL	CHAMELLES	AUTRES	TOTAL
	1	2		3	4 = 1+2+3	5	6	7=5+6
1 ADRAR	65,599	36,250	36,737	33,034	171,620	22,029	31,600	53,629
2 CHLEF	29,230	6,324	13,426	14,840	63,820	0	0	0
3 LAGHOAT	121,800	9,442	48,072	62,686	242,000	2,002	810	2,812

4 O.E.BOUAGHI	53,198	10,947	5,176	7,882	77,203	0	0	0
5 BATNA	164,672	11,102	42,544	53,390	271,708	20	15	35
6 BEJAIA	21,494	4,457	7,445	7,139	40,535	0	0	0
7 BISKRA	309,314	15,665	54,309	115,012	494,300	2,626	2,534	5,160
8 BECHAR	56,255	4,592	7,986	7,893	76,726	24,889	4,331	29,220
9 BLIDA	3,031	943	1,046	1,087	6,107	0	0	0
10 BOUIRA	8,211	2,073	3,340	3,639	17,263	0	0	0
11 TAMANRASSET	80,788	10,114	5,302	7,799	104,003	17,423	49,766	67,189
12 TEBESSA	110,000	6,471	34,200	39,329	190,000	1,090	380	1,470
13 TLEMCEN	27,000	4,238	7,084	7,678	46,000	0	0	0
14 TIARET	115,431	9,214	30,045	40,186	194,876	100	90	190
15 TIZI-OUZOU	19,076	3,058	8,728	8,608	39,470	0	0	0
16 ALGER	1,127	333	387	621	2,468	0	0	0
17 DJELFA	276,800	6,300	59,600	65,400	408,100	3,700	2,500	6,200
18 JJEL	18,264	4,086	7,165	7,342	36,857	0	0	0
19 SETIF	43,072	3,311	11,825	14,533	72,741	0	0	0
20 SAIDA	33,151	4,728	13,110	19,234	70,223	15	0	15
21 SKIKDA	83,659	7,180	15,865	20,088	126,792	0	0	0
22 S.B.ABBES	11,552	3,108	4,902	5,538	25,100	0	0	0
23 ANNABA	6,805	2,608	3,009	2,878	15,300	0	0	0
24 GUELMA	43,871	1,812	11,219	12,454	69,356	0	0	0
25 CONSTANTINE	5,670	412	2,162	2,549	10,793	0	0	0
26 MEDEA	48,075	5,815	18,333	23,651	95,874	34	31	65
27 MOSTAGANEM	16,031	1,110	2,690	5,080	24,911	0	0	0
28 M'SILA	90,000	3,600	19,300	27,100	140,000	1,410	320	1,730
29 MASCARA	31,900	2,800	14,000	15,300	64,000	0	0	0
30 OUARGLA	108,046	15,887	46,258	44,367	214,558	28,359	13,802	42,161
31 ORAN	9,299	939	2,242	2,871	15,351	0	0	0
32 EL-BAYADH	146,000	11,315	29,194	21,891	208,400	11,810	3,890	15,700
33 ILLIZI	18,916	18,596	1,707	2,440	41,659	15,207	21,025	36,232
34 B.B.ARRERIDJ	27,740	2,956	9,136	12,573	52,405	0	0	0
35 BOUMERDES	2,498	524	926	1,608	5,556	0	0	0
36 EL-TARF	21,980	2,561	5,998	6,236	36,775	0	0	0
37 TINDOUF	44,308	5,540	12,659	16,614	79,121	43,551	18,664	62,215
38 TISSEMSILT	38,000	2,401	3,320	7,279	51,000	0	0	0
39 EL-OUED	288,000	11,520	79,590	119,390	498,500	27,000	18,000	45,000
40 KHENCHELA	53,654	2,832	5,996	9,605	72,087	391	49	440
41 SOUK-AHRAS	52,965	7,824	25,531	29,479	115,799	0	0	0
42 TIPAZA	6,284	2,011	1,883	2,003	12,181	0	0	0
43 MILA	16,955	4,212	6,673	6,661	34,501	0	0	0
44 AIN-DEFLA	20,001	5,247	7,710	8,453	41,411	0	0	0
45 NAAMA	66,015	1,594	9,722	11,066	88,397	728	341	1,069
46 A.TEMOUCHENT	9,922	1,244	2,600	2,711	16,477	0	0	0

47 GHARDAIA	93,000	9,850	24,435	30,715	158,000	5,500	5,850	11,350
48 RELIZANE	30,987	8,322	13,489	14,772	67,570	0	0	0
					0			0
TOTAL ALGERIE	2,949,646	297,468	778,076	982,704	5,007,894	207,884	173,998	381,882

Tableau 4 : ANIMAUX D'ELEVAGE (Espèces Equines) (Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural 2017)

WILAYA	ESPECE CHEVALINE			ESPECE MULASSIERE	ESPECE ASINE
	Adultes	Jeunes -2ans	TOTAL		
	1	2	3 = 1+2		
1 ADRAR	0	0	0	0	5,566
2 CHLEF	496	273	769	2,789	3,387
3 LAGHOAT	3,005	1,480	4,485	352	3,482
4 O.E.BOUAGHI	572	133	705	55	1,130
5 BATNA	588	341	929	314	1,093
6 BEJAIA	74	7	81	131	1,316
7 BISKRA	267	88	355	90	481
8 BECHAR	56	4	60	26	86
9 BLIDA	427	318	745	81	195
10 BOUIRA	108	24	132	269	1,763
11 TAMANRASSET	4	0	4	0	0
12 TEBESSA	318	109	427	0	0
13 TLEMCEN	1,272	406	1,678	598	2,470
14 TIARET	4,380	1,879	6,259	307	1,625
15 TIZI-OUZOU	127	9	136	136	3,244
16 ALGER	756	108	864	20	59
17 DJELFA	810	160	970	190	780
18 JIJEL	42	4	46	65	795
19 SETIF	896	440	1,336	896	6,206
20 SAIDA	1,303	917	2,220	539	1,186
21 SKIKDA	517	204	721	1,477	8,185
22 S.B.ABBES	1,756	1,195	2,951	482	2,804
23 ANNABA	239	152	391	378	1,084
24 GUELMA	407	252	659	616	2,021
25 CONSTANTINE	164	67	231	70	280
26 MEDEA	420	145	565	246	2,933
27 MOSTAGANEM	1,858	602	2,460	1,615	8,425
28 M'SILA	1,350	330	1,680	250	1,800
29 MASCARA	2,540	880	3,420	1,800	4,180
30 OUARGLA	366	32	398	527	4,203
31 ORAN	414	170	584	10	205
32 EL-BAYADH	1,204	416	1,620	230	1,475

33 ILLIZI	0	0	0	0	0
34 B.B.ARRERIDJ	1,085	261	1,346	355	3,412
35 BOUMERDES	186	45	231	90	663
36 EL-TARF	508	166	674	71	2,255
37 TINDOUF	0	0	0	0	0
38 TISSEMSILT	317	60	377	106	1,319
39 EL-OUED	616	111	727	580	2,400
40 KHENCHELA	165	81	246	48	505
41 SOUK-AHRAS	404	187	591	764	2,557
42 TIPAZA	27	9	36	0	0
43 MILA	449	214	663	48	864
44 AIN-DEFLA	397	109	506	1,009	2,919
45 NAAMA	1,045	269	1,314	744	2,383
46 A.TEMOUCHENT	597	150	747	241	620
47 GHARDAIA	338	122	460	0	405
48 RELIZANE	802	240	1,042	632	2,415
			0		
TOTAL ALGERIE	33,672	13,169	46,841	19,247	95,176

Annexe 2 : Arrêté du 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1^{er} septembre 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération.

Figure 1 : Page 1 de l'arrêté

18 Joumada Ethania 1436 8 avril 2015		JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 18				19
COMMISSIONS	CORPS	REPRESENTANTS DES PERSONNELS		REPRESENTANTS DE L'ADMINISTRATION		
		Membres titulaires	Membres suppléants	Membres titulaires	Membres suppléants	
1	Ministres plénipotentiaires	sans changement	sans changement	sans changement	sans changement	
2	Conseillers des affaires étrangères	4	4	4	4	
3	Secrétaires des affaires étrangères	sans changement	sans changement	sans changement	sans changement	
4	Attachés des affaires étrangères	sans changement	sans changement	sans changement	sans changement	

Art. 2. — Le présent arrêté sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 30 Moharram 1436 correspondant au 23 novembre 2014.

Ramtane LAMAMRA.

MINISTERE DE L'ENERGIE

Arrêté du 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1er septembre 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière de cogénération.

Le ministre de l'énergie,

Vu le décret présidentiel n° 14-154 du 5 Rajab 1435 correspondant au 5 mai 2014 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 07-266 du 27 Chaâbane 1428 correspondant au 9 septembre 2007 fixant les attributions du ministre de l'énergie et des mines ;

Vu le décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité, notamment son article 8 ;

Arrête :

Article 1er. — En application des dispositions de l'article 8 du décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013, susvisé, le présent arrêté fixe les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant la filière « cogénération ».

Art. 2. — Au sens du présent arrêté, on entend par :

Contrat d'achat : contrat d'achat d'électricité conclu entre le producteur d'électricité titulaire d'une décision d'octroi du bénéfice du tarif d'achat garanti et le distributeur concerné conformément aux dispositions de l'article 7 du décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013, susvisé.

Installation de cogénération : installation permettant la production combinée d'électricité et de chaleur.

Art. 3. — Les tarifs d'achat garantis pour la vente de l'énergie électrique produite par les installations de cogénération et injectée sur le réseau sont définis dans l'annexe du présent arrêté. Ils sont fixés par tranche de capacité et par durée annuelle d'utilisation de la capacité installée. A chaque durée correspond un tarif donné, selon la tranche de capacité dans laquelle se trouve l'installation.

Le producteur d'électricité à partir d'installation de cogénération s'engage à choisir une durée de fonctionnement correspondant à ses besoins, notamment en chaleur.

Art. 4. — Le contrat d'achat est conclu pour une durée de quinze (15) ans à compter de la date de mise en service du raccordement.

Art. 5. — L'énergie annuelle susceptible d'être achetée, calculée à partir de la date anniversaire de prise d'effet du contrat d'achat est plafonnée, le plafond étant le produit de la puissance nominale de l'installation et du nombre d'heures de fonctionnement choisi.

Art. 6. — La puissance électrique nominale de l'installation doit être dimensionnée par rapport aux besoins en chaleur du process industriel du producteur. La production d'électricité due à un surdimensionnement ne sera pas rémunérée.

Figure 2 : Page 2 de l'arrêté

20	JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 18	18 Joumada Ethania 1436 8 avril 2015																													
<p>Art. 7. — La périodicité de la relève des quantités d'électricité vendues ainsi que de la facturation sont définies dans le contrat d'achat.</p> <p>Art. 8. — Le producteur fournit à la commission de régulation de l'électricité et du gaz, dans un délai d'un mois après chaque date anniversaire de l'entrée en vigueur du contrat d'achat, les informations concernant son installation et que cette dernière peut demander.</p> <p>Les informations transmises concernent l'année écoulée et portent, notamment sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> — les quantités d'énergie produites ; — le nombre d'heures de fonctionnement ; — les coûts d'exploitation et de maintenance ; — les coûts d'investissement comptabilisés à l'issue de la période de construction. <p>Le producteur transmet ces informations ainsi que toute autre information requise par la commission de régulation de l'électricité et du gaz, en application de cet article, selon les modalités définies par décision de la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG).</p> <p>Art. 9. — Les tarifs d'achat garantis, objet du présent arrêté peuvent être révisés, dans les mêmes formes, à chaque fois que l'évolution des données relatives à la filière et aux caractéristiques des installations de cogénération l'exigent, notamment celles liées à la taille, au process et à son rendement.</p>	<p>Les nouveaux tarifs ne s'appliquent pas aux installations qui font déjà l'objet d'un contrat d'achat en cours.</p> <p>Art. 10. — Le présent arrêté sera publié au <i>Journal officiel</i> de la République algérienne démocratique et populaire.</p> <p>Fait à Alger, le 6 Dhou El Kaada 1435 correspondant au 1er septembre 2014.</p> <p style="text-align: right;">Youcef YOUSFI.</p> <p style="text-align: center;">-----</p> <p style="text-align: center;">ANNEXE</p> <p style="text-align: center;">TARIF D'ACHAT GARANTIS</p> <p>Les tarifs sont calculés selon les trois types d'usages suivant :</p> <ul style="list-style-type: none"> — courte utilisation (CU) : CU ≤ 3 000 heures — moyenne utilisation (MU) : 3 000 heures < MU ≤ 4 500 heures — longue utilisation (LU) : 4500 heures < LU <p>Pour chaque type d'utilisation, le calcul des tarifs d'achat garanti est basé respectivement sur les valeurs suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> — courte utilisation (CU) : 3 000 heures — moyenne utilisation (MU) : 4 500 heures — longue utilisation (LU) : 6 000 heures 																														
<p>I- Tarif d'achat garanti pour les installations de cogénération Turbine Vapeur</p> <p>Par palier de puissance et selon la durée annuelle d'utilisation en DA / kWh :</p>																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Nombre d'heures de fonctionnement minimal</th> <th>Tarif 1</th> <th>Tarif 2</th> <th>Tarif 3</th> <th>Tarif 4</th> <th>Tarif 5</th> </tr> <tr> <th>DA / kWh</th> <th>DA / kWh</th> <th>DA / kWh</th> <th>DA / kWh</th> <th>DA / kWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Longue utilisation (LU)</td> <td>4,17</td> <td>2,98</td> <td>2,47</td> <td>2,12</td> <td>1,98</td> </tr> <tr> <td>Moyenne utilisation (MU)</td> <td>5,48</td> <td>3,89</td> <td>3,21</td> <td>2,75</td> <td>2,56</td> </tr> <tr> <td>Courte utilisation (CU)</td> <td>8,09</td> <td>5,71</td> <td>4,69</td> <td>4,00</td> <td>3,72</td> </tr> </tbody> </table>	Nombre d'heures de fonctionnement minimal	Tarif 1	Tarif 2	Tarif 3	Tarif 4	Tarif 5	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	Longue utilisation (LU)	4,17	2,98	2,47	2,12	1,98	Moyenne utilisation (MU)	5,48	3,89	3,21	2,75	2,56	Courte utilisation (CU)	8,09	5,71	4,69	4,00	3,72		
Nombre d'heures de fonctionnement minimal		Tarif 1	Tarif 2	Tarif 3	Tarif 4	Tarif 5																									
	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh																										
Longue utilisation (LU)	4,17	2,98	2,47	2,12	1,98																										
Moyenne utilisation (MU)	5,48	3,89	3,21	2,75	2,56																										
Courte utilisation (CU)	8,09	5,71	4,69	4,00	3,72																										
<p>Tarif 1 : Cogénération Turbine Vapeur d'une puissance 0 MWe < TV1 ≤ 05 MWe</p> <p>Tarif 2 : Cogénération Turbine Vapeur d'une puissance 05 MWe < TV2 ≤ 15 MWe</p> <p>Tarif 3 : Cogénération Turbine Vapeur d'une puissance 15 MWe < TV3 ≤ 30 MWe</p> <p>Tarif 4 : Cogénération Turbine Vapeur d'une puissance 30 MWe < TV4 ≤ 40 MWe</p> <p>Tarif 5 : Cogénération Turbine Vapeur d'une puissance 40 MWe < TV5 ≤ 50 MWe</p>																															

Figure 3 : Page 3 de l'arrêté

II- Tarif d'achat garanti pour les installations de cogénération Turbine Gaz

Par tranche de puissance et selon la durée annuelle de fonctionnement en DA / kWh :

Nombre d'heures de fonctionnement minimal	Tarif 1	Tarif 2	Tarif 3	Tarif 4	Tarif 5
	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh
Longue utilisation (LU)	4,58	3,26	2,70	2,30	2,15
Moyenne utilisation (MU)	6,00	4,25	3,51	2,99	2,79
Courte utilisation (CU)	8,86	6,25	5,12	4,35	4,06

Tarif 1 : Cogénération Turbine Gaz d'une puissance $0 \text{ MWe} < \text{TG1} \leq 05 \text{ MWe}$

Tarif 2 : Cogénération Turbine Gaz d'une puissance $05 \text{ MWe} < \text{TG2} \leq 15 \text{ MWe}$

Tarif 3 : Cogénération Turbine Gaz d'une puissance $15 \text{ MWe} < \text{TG3} \leq 30 \text{ MWe}$

Tarif 4 : Cogénération Turbine Gaz d'une puissance $30 \text{ MWe} < \text{TG4} \leq 40 \text{ MWe}$

Tarif 5 : Cogénération Turbine Gaz d'une puissance $40 \text{ MWe} < \text{TG5} \leq 50 \text{ MWe}$

III- Tarif d'achat garanti pour les installations de cogénération moteurs à Gaz (MG)

Par tranche de puissance et selon la durée annuelle de fonctionnement en DA / kWh :

Nombre d'heures de fonctionnement minimal	Tarif 1	Tarif 2	Tarif 3	Tarif 4	Tarif 5
	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh	DA / kWh
Longue utilisation (LU)	3,48	2,58	2,02	1,82	1,74
Moyenne utilisation (MU)	4,54	3,35	2,61	2,34	2,24
Courte utilisation (CU)	6,67	4,89	3,77	3,38	3,23

Tarif 1 : Cogénération moteur à Gaz d'une puissance $0 \text{ MWe} < \text{MG1} \leq 03 \text{ MWe}$

Tarif 2 : Cogénération moteur à Gaz d'une puissance $03 \text{ MWe} < \text{MG2} \leq 10 \text{ MWe}$

Tarif 3 : Cogénération moteur à Gaz d'une puissance $10 \text{ MWe} < \text{MG3} \leq 30 \text{ MWe}$

Tarif 4 : Cogénération moteur à Gaz d'une puissance $30 \text{ MWe} < \text{MG4} \leq 40 \text{ MWe}$

Tarif 5 : Cogénération moteur à Gaz d'une puissance $40 \text{ MWe} < \text{MG5} \leq 50 \text{ MWe}$