

Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse



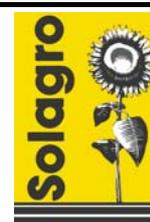
C4H5O2_5 2/ 9/99 THERMC 4H 50 2 0G 300.000 5000.000 1392.000 1
1.64121890E+01 1.20184883E-02-4.40468566E-06 7.30124728E-10-4.42784365E-14 2

**TECHNIQUES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE
A PARTIR DE BIOGAZ ET DE GAZ DE SYNTHESE**

RAPPORT FINAL

février 2009

Ch. COUTURIER – SOLAGRO



Créée en 1989 à l'initiative du Ministère en charge de l'Environnement, l'association RECORD – REseau COopératif de Recherche sur les Déchets et l'Environnement – est le fruit d'une triple coopération entre industriels, pouvoirs publics et chercheurs. L'objectif principal de RECORD est le financement et la réalisation d'études et de recherches dans le domaine des déchets et des pollutions industrielles.

Les membres de ce réseau (groupes industriels et organismes publics) définissent collégalement des programmes d'études et de recherche adaptés à leurs besoins. Ces programmes sont ensuite confiés à des laboratoires publics ou privés.

Avertissement :

Les rapports ont été établis au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Ces documents comprennent des propositions ou des recommandations qui n'engagent que leurs auteurs. Sauf mention contraire, ils n'ont pas vocation à représenter l'avis des membres de RECORD.

- ✓ Pour toute reprise d'informations contenues dans ce document, l'utilisateur aura l'obligation de citer le rapport sous la référence :
RECORD, Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse, 2009, 253 p, n°07-0226/1A.
- ✓ Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)
www.ademe.fr

© RECORD, 2009

RESUME

L'objet de cette étude est de réaliser un état de l'art sur les techniques de production d'électricité (principalement moteurs et turbines) à partir de gaz de biomasse (biogaz et gaz de synthèse).

Après une description succincte des différentes voies de production de gaz de biomasse, méthanisation et gazéification, l'étude présente la composition de ces gaz, leurs constituants, les facteurs caractérisant la combustion, pour terminer sur les émissions atmosphériques. On trouve ensuite les principes généraux et les paramètres de fonctionnement et de réglage des principales techniques de production d'électricité et leurs différentes associations possibles. Ce chapitre est conclu par une synthèse comparative sur les champs d'application et le stade de maturité de chaque technique.

Le second chapitre fait la revue des différents procédés de traitement du biogaz et gaz de synthèse. On y trouve le principe de fonctionnement, des retours d'expériences, des éléments de coûts et le stade de développement.

Le troisième chapitre est une évaluation économique, énergétique et environnemental des techniques de production d'électricité.

Le quatrième chapitre est un guide technique. Il recueille les pratiques sur les sites d'exploitation, en terme de traitement, de conduites des machines. Il fait également la synthèse des difficultés rencontrées. L'étude des paramètres de dimensionnement d'une installation de valorisation de biogaz donne des éléments d'analyse économique et environnementale. Ce guide donne ainsi des informations pour aider les acteurs de ce domaine dans leurs décisions.

Enfin, l'étude se termine par une synthèse donnant les points bloquants des technologies et des axes de recherche, suivie d'une conclusion.

Le dernier chapitre liste les ressources documentaires : bibliographie et résumé des brevets des 10 dernières années.

En annexe, on trouve un annuaire des acteurs, tels que des constructeurs et des intégrateurs.

MOTS CLES

Biogaz, gaz de synthèse, gaz de biomasse, moteurs, turbines, production d'électricité.

SUMMARY

The aim of this study is to achieve a state of the art on the techniques of electricity production (mainly engines and turbines) from biomass gases (biogas and syngas).

After a brief description of the various routes to produce gas from biomass, i.e. anaerobic digestion and gasification, the study shows the composition of these gases, their constituents, the factors characterizing combustion, to finish on air emissions. Then, there is a description of the general principles and parameters of operation and adjustment of the main electricity production techniques: and their various possible associations. This chapter is concluded by a comparative synthesis on the scopes and maturity of each technique.

The second chapter is a review of different processes to remove contaminants of biogas and syngas. It gives operating principle, feedback, costs and development.

The third chapter is an economical, energy and environmental analysis of the techniques of electricity production.

The fourth chapter is a technical guide, with some practicals to operate a plant about treatment, functioning of machines. This is also a synthesis of difficulties. An economic and environmental analyse of biogas plants permits to compare different choices. This guide gives information to actors in this field to make decisions.

The study is finished by a synthesis with key points and research fields, followed by a conclusion.

The last chapter lists resource materials: bibliography and patents of the last 10 years.

Approvided in appendix, there is an annuaire about actors like equipment manufacturers or contractors operating.

KEY WORDS

Biogas, syngaz, biomasse gases, engines, turbines, electricity production.

SOMMAIRE

1. REVUE DETAILLEE DES TECHNIQUES DE PRODUCTION DE GAZ DE BIOMASSE.....	14
1.1 Historique	14
1.2 Description des principales technologies de production de gaz de biomasse	17
1.3 Les caractéristiques des gaz bruts de biomasse	25
1.4 Le raccordement au réseau électrique	44
1.5 Les grands principes thermodynamiques	46
1.6 Les moteurs à combustion interne	47
1.7 Les turbines à gaz	54
1.8 Les cycles de Rankine	60
1.9 Cycle stirling	65
1.10 Cycles couplés	66
1.11 Pile à combustible (PAC)	68
1.12 Chiffres clés : état actuel du développement	72
2. LES PROCEDES DE TRAITEMENT DU BIOGAZ ET GAZ DE SYNTHESE	76
2.1 Synthèse	76
2.2 Revue détaillée des différentes techniques de traitement du biogaz	80
2.3 Techniques de traitement des goudrons issus de la gazéification : Le procédé OLGA	96
3. ÉTUDE ECONOMIQUE, ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE.....	99
3.1 Méthodologie	99
3.2 Exemple de bilan	106
3.3 Étude de l'influence de la puissance installée	111
3.4 Étude de l'influence du rendement de la machine	114
3.5 Étude de l'influence de la disponibilité du biogaz et des machines	115
3.6 Comparaison avec et sans traitement du biogaz amont	116
3.7 Étude de l'influence de la valorisation thermique	118
3.8 Comparaison entre moteurs et microturbines	119
3.9 Comparaison entre un moteur à gaz et un moteur dual fuel	121
3.10 Seuil de rentabilité	123
3.11 Conclusions	124
4. GUIDE TECHNIQUE.....	125
4.1 Quelques généralités sur les machines	125
4.2 Spécifications à appliquer aux gaz et aux machines	128

4.3	Les procédés de traitements préalables	129
4.4	Conduite des machines	131
4.5	Aide à la décision	134
5.	SYNTHESE : POINTS BLOQUANTS ET AXES DE RECHERCHES	138
5.1	Points bloquants	138
5.2	Axes de recherches	138
6.	CONCLUSION	140
7.	BIBLIOGRAPHIE	141
7.1	Tableau de synthèse hors brevet	141
7.2	Fiches de lecture bibliographique	144
7.3	Inventaire des brevets dans le domaine	182
8.	TABLE DES ILLUSTRATIONS	198
8.1	Table des figures	198
8.2	Table des tableaux	200
9.	ANNEXES	201
9.1	Annuaire des acteurs : fiches acteurs	201
9.2	Retour des enquêtes	248

TABLE DES MATIERES

1. REVUE DETAILLEE DES TECHNIQUES DE PRODUCTION DE GAZ DE BIOMASSE.....	14
1.1 Historique	14
1.1.1 La gazéification	14
1.1.2 La méthanisation	14
a) Principales dates clés	14
b) La méthanisation domestiquée : le biogaz et ses applications	15
1.2 Description des principales technologies de production de gaz de biomasse	17
1.2.1 Méthanisation	17
a) Principe	17
b) Les facteurs théoriques influençant la digestion	17
c) Stations d'épuration urbaines	18
d) Méthanisation des effluents industriels	18
e) Méthanisation des biodéchets municipaux	18
f) Méthanisation d'effluents d'élevage	19
g) Co-digestion	19
h) Installation de stockage de déchets (ISD) : méthanisation en décharge	19
1.2.2 La gazéification	19
a) Principe	19
b) Les principaux facteurs de bonne conduite	21
c) Les applications de gazéification	21
d) Gazéification et production d'électricité	22
e) Les projets existants en gazéification	23
f) Retour d'expérience de l'installation de gazéification de Moissannes	23
1.3 Les caractéristiques des gaz bruts de biomasse	25
1.3.1 Composition moyenne	25
a) Le biogaz	25
b) Le gaz issu de la gazéification	27
1.3.2 Les facteurs déterminant de la combustion et les caractéristiques du combustible	28
a) Caractérisation d'un combustible	28
b) Pouvoir calorifique	28
c) Pouvoir comburivore	28
d) Indice de Wobbe	28
e) Indice méthane	28
f) Limite d'auto-ignition ou auto-inflammabilité ou TC (température critique)	29
g) Volatilité	29
h) Coefficient de richesse Phi ou dosage de la combustion	29
i) Vitesse de propagation de flamme	29
1.3.3 Les principaux composés et leurs problématiques pour la valorisation	30
a) Les caractéristiques des principaux composés	30
b) Le méthane : CH ₄	30
c) L'oxygène : O ₂	30
d) Le dioxyde de carbone : CO ₂	30

e) L'hydrogène : H ₂	30
f) Le monoxyde de carbone : CO	31
g) Les composés azotés	31
h) Le méthanol	31
i) L'eau : H ₂ O	31
j) Les composés soufrés	31
k) Les hydrocarbures condensables	32
l) Les composés organiques volatiles (COV)	32
m) Le silicium et ses composés : les siloxanes	32
n) Synthèse	36
1.3.4 Emissions atmosphériques	37
a) Les oxydes d'azote	37
b) Le monoxyde de carbone et les COV	37
c) Le dioxyde de soufre	38
d) Les particules	38
e) Les méthodes de réduction des NO _x et des CO	38
1.3.5 La réglementation sur les émissions atmosphériques	40
a) En France	40
b) En Allemagne	40
c) En Suisse	41
d) En Italie	42
e) Au Royaume-Uni	42
f) Comparaison avec les normes pour les machines aux gaz naturels et les incinérateurs ⁴²	
1.4 Le raccordement au réseau électrique	44
1.4.1 Textes réglementaires associés à la production d'électricité	44
1.4.2 La procédure de raccordement	44
1.4.3 La détermination des coûts de raccordement	45
1.5 Les grands principes thermodynamiques	46
1.5.1 Les grands principes	46
a) Premier principe de la thermodynamique	46
b) Le deuxième principe de la thermodynamique	46
1.5.2 Cycle thermodynamique et machines thermiques	46
1.6 Les moteurs à combustion interne	47
1.6.1 Principe général	47
a) Point mort haut et point mort bas	47
b) Taux de compression ou rapport volumétrique	47
c) Les phases fonctionnelles	48
d) Cycle otto	48
e) Cycle diesel	48
f) Des cycles modèles aux cycles réels	49
1.6.2 Les paramètres de réglage et optimisation des moteurs	49
a) Les paramètres majeurs de réglage	49
b) Contrôle de la puissance et rendement	50
c) Le phénomène de détonation ou cliquetis	50
d) Répartition des pertes	52
1.6.3 Comparaison moteur dual-fuel-moteur à gaz	52
a) Rendement-performance	52
b) Emissions	53

1.7 Les turbines à gaz	54
1.7.1 Principe général	54
a) Cycle théorique	54
b) Cycle réel	54
c) Améliorations et optimisation	55
1.7.2 Applications	55
1.7.3 Comparaison turbine à gaz-moteurs	56
a) Rendement et température de fonctionnement	57
b) Emissions	59
1.8 Les cycles de Rankine	60
1.8.1 La turbine à vapeur	60
a) Principe général	60
b) Les facteurs de performance électrique :	61
c) Les améliorations	61
d) Le cycle organique de Rankine (ORC)	63
1.8.2 Les applications	64
a) Turbine à vapeur	64
b) Cycle ORC	64
1.9 Cycle stirling	65
1.9.1 Principe général	65
1.9.2 Les applications	65
1.10 Cycles couplés	66
1.10.1 Couplage turbine à gaz-turbine à vapeur (cycle combiné)	66
1.10.2 Couplage cycle moteur à gaz-ORC	67
1.11 Pile à combustible (PAC)	68
1.11.1 Principe général	68
1.11.2 Piles à combustible et gaz de biomasse	70
a) La pile PEMFC	70
b) La pile MCFC	70
c) La pile SOFC	71
d) Synthèse	71
1.12 Chiffres clés : état actuel du développement	72
1.12.1 Applications et niveau de développement	72
1.12.2 Production d'électricité issue de biogaz en Europe	73
1.12.3 Zoom français	75
2. LES PROCEDES DE TRAITEMENT DU BIOGAZ ET GAZ DE SYNTHÈSE	76
2.1 Synthèse	76
2.1.1 Avantages et inconvénients des différents procédés	76
2.1.2 Principales entreprises actives dans le traitement du biogaz	78
a) Entreprises proposant des traitements de l'H ₂ S	78
b) Entreprises spécialisées dans le traitement des siloxanes	78
c) Entreprises basées sur l'épuration du biogaz qualité gaz naturel	79
2.2 Revue détaillée des différentes techniques de traitement du biogaz	80
2.2.1 Condensation le long des conduites	80
a) Composés concernés	80
b) Principe	80
c) Retours d'expériences : domaine d'application	80

	d) Eléments de coûts	80
	e) Etat du développement	80
2.2.2	Séchage du gaz par refroidissement	80
	a) Composés concernés	80
	b) Principe	80
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	81
	d) Eléments de coûts	81
	e) Etat du développement	81
2.2.3	Réfrigération à -25°C	81
	a) Composés concernés	81
	b) Principe	81
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	81
	d) Eléments de coûts	82
	e) Etat du développement	82
2.2.4	Injection de chlorure de fer	82
	a) Composés concernés	82
	b) Principe	82
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	82
	d) Eléments de coûts	83
	e) Etat du développement	83
2.2.5	Réaction sur lit d'oxydes métalliques	83
	a) Composés concernés	83
	b) Principe	83
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	84
	d) Eléments de coûts	84
	e) Etat du développement	85
2.2.6	Techniques biologiques internes : ajout d'air ou d'oxygène	85
	a) Composés concernés	85
	b) Principe	85
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	86
	d) Eléments de coûts	86
	e) Etat du développement	86
2.2.7	Filtre biologique	87
	a) Composés concernés	87
	b) Principe	87
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	88
	d) Eléments de coûts	88
	e) Etat du développement	89
2.2.8	Adsorption sur charbon actif ou graphite	89
	a) Composés concernés	89
	b) Principe	89
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	90
	d) Eléments de coûts	91
	e) Etat du développement	92
2.2.9	Adsorption sur glycols	92
	a) Composés concernés	92
	b) Principe	92
	c) Eléments de coûts	93

2.2.10	Adsorption sur Silica gel	93
	a) Composés concernés	93
	b) Principe	93
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	93
	d) Eléments de coûts	93
	e) Etat du développement	94
2.2.11	Adsorption sur tamis moléculaire	94
	a) Composés concernés	94
	b) Principe	94
	c) Retours d'expériences : domaine d'application	94
	d) Eléments de coûts	94
	e) Etat du développement	94
2.2.12	Tableau de synthèse	95
2.3	Techniques de traitement des goudrons issus de la gazéification : Le procédé OLGA	96
2.3.1	Principe du procédé	96
2.3.2	Retour d'expérience	96
2.3.3	Eléments de coût	98
2.3.4	Etat du développement	98
3.	ÉTUDE ECONOMIQUE, ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE.....	99
3.1	Méthodologie	99
3.1.1	Les paramètres variables	99
3.1.2	Calcul de la production électrique	100
3.1.3	Eléments économiques	100
	a) Les tarifs d'achat	100
	b) Estimation des investissements	101
	c) Estimation des coûts d'exploitation	102
3.1.4	Eléments pour l'analyse énergétique	103
	a) Énergie économisée	103
	b) Énergie consommée	105
3.1.5	Eléments pour l'analyse environnementale	105
	a) Émissions évitées	106
	b) Émissions	106
3.2	Exemple de bilan	106
3.3	Étude de l'influence de la puissance installée	111
3.4	Étude de l'influence du rendement de la machine	114
3.5	Étude de l'influence de la disponibilité du biogaz et des machines	115
3.6	Comparaison avec et sans traitement du biogaz amont	116
3.7	Étude de l'influence de la valorisation thermique	118
3.8	Comparaison entre moteurs et microturbines	119
3.9	Comparaison entre un moteur à gaz et un moteur dual fuel	121
3.10	Seuil de rentabilité	123
3.11	Conclusions	124
4.	GUIDE TECHNIQUE.....	125
4.1	Quelques généralités sur les machines	125

4.1.1	Gamme de puissance des machines	125
	a) Les moteurs	125
	b) Les turbines à gaz	125
	c) Les microturbines	126
4.1.2	Les rendements des machines	126
4.2	Spécifications à appliquer aux gaz et aux machines	128
4.3	Les procédés de traitements préalables	129
4.3.1	Séchage du gaz dans la plupart des cas	129
4.3.2	Équipement de traitement préalable ou opérations de maintenance répétées ?	129
4.3.3	Traitement H ₂ S, siloxanes : quelles pratiques ?	130
4.4	Conduite des machines	131
4.4.1	Moteurs vs microturbines	131
4.4.2	Plan de maintenance et entretien	131
	a) Interventions	131
	b) Consommables	132
4.4.3	Difficultés rencontrées	132
	a) La variation de la qualité du biogaz	132
	b) La variation du taux de charge	132
	c) La présence de siloxanes : comment les quantifier ?	133
	d) Le respect des normes d'émissions	133
	e) La régénération des charbons actifs	133
4.5	Aide à la décision	134
4.5.1	Les différentes caractéristiques du site	134
4.5.2	La puissance conditionne la technologie	134
4.5.3	Choix entre un moteur à gaz et une microturbine	134
4.5.4	Choix en fonction du site	135
	a) Méthanisation à la ferme	135
	b) Centre de stockage de déchet	135
	c) Station d'épuration	136
4.5.5	Choix en fonction de la valorisation thermique	136
4.5.6	Récapitulatif	137
5.	SYNTHESE : POINTS BLOQUANTS ET AXES DE RECHERCHES	138
5.1	Points bloquants	138
5.2	Axes de recherches	138
6.	CONCLUSION	140
7.	BIBLIOGRAPHIE	141
7.1	Tableau de synthèse hors brevet	141
7.2	Fiches de lecture bibliographique	144
7.2.1	Caractérisation des gaz de biomasse	144
7.2.2	Gaz de biomasse valorisation électrique	148
7.2.3	Gaz de biomasse et moteurs	150
7.2.4	Gaz de biomasse et turbine	155
7.2.5	Gaz de biomasse et pile à combustible	160
7.2.6	Traitement du gaz de biomasse	164
7.3	Inventaire des brevets dans le domaine	182
7.3.1	Sources consultées	182
7.3.2	Résultats Brevets	182
	a) Epuration du gaz	184

b) Valorisation pile à combustible	191
c) Valorisation moteur	193
d) Valorisation turbine	195
7.3.3	196
7.3.4 Thèses, publications, articles	197
7.3.5 Synthèse	197
8. TABLE DES ILLUSTRATIONS	198
8.1 Table des figures	198
8.2 Table des tableaux	200
9. ANNEXES	201
9.1 Annuaires des acteurs : fiches acteurs	201
9.2 Retour des enquêtes	248
9.2.1 Méthodologie	248
9.2.2 Recensement des acteurs	249
a) Les constructeurs	249
b) Les intégrateurs	249
9.2.3 Liste des organismes contactés	252
9.2.4 Synthèse	252

Présentation de l'étude

L'objectif de l'étude est d'effectuer un état de l'art sur les technologies permettant la conversion électrique du contenu énergétique des déchets par méthanisation préalable de la fraction organique ou gazéification du déchet.

Les technologies adaptées, moteurs à combustion interne, ou de turbines à gaz, sont étudiées, ainsi que les procédés d'épuration préalable des gaz (soufre, siloxanes, goudrons, ammoniac, etc...), avant utilisation.

Un état de l'art détaillé, des techniques et procédés existants ou en cours de développement, concernant la valorisation électrique du biogaz ou gaz de synthèse sera établi en relation avec les aspects technico-économiques associés.

Cette étude se déroule en trois phases :

- Recherche documentaire.
- Enquêtes.
- Bilan technique, économique, environnemental : analyse et synthèse.

1. Revue détaillée des techniques de production de gaz de biomasse

1.1 Historique

1.1.1 La gazéification

Historiquement, les procédés de carbonisation datent de la Haute Antiquité. Les procédés de gazéification ont fait l'objet de développements industriels à partir du XVII^{ème} siècle.

Quelques dates clés :

1696 Expérimentations par Thomas SHIRLEY.

1699 Dean CLAYTON obtient du gaz de charbon par pyrolyse.

Robert GARDNER obtient le premier brevet concernant la gazéification.

1799 Brevet de Philippe LEBON sur le gaz d'éclairage obtenu par distillation du bois.

LEBON (1799, brevet de la « thermolampe », éclairage public Paris 1801, gaz de bois) et MURDOCH (éclairage public Londres 1814, gaz de charbon), « pères » de l'industrie du gaz.

LAMPODIUM prouve la possibilité d'utiliser les gaz issus du bois.

FOURCROY invente le gaz à l'eau par réaction d'eau sur du charbon à haute température.

1815 Les rues de Londres sont éclairées au gaz de charbon.

En France, construction du premier gazéifieur commercial.

Invention du gazéifieur SIEMENS, considéré comme le premier réel succès industriel en la matière.

Utilisation de gazéifieurs pour moteurs à gaz.

1885 GARDIE produit un moteur à gaz alimenté directement par un gazogène.

Exposition d'un gazéifieur de 600 CV à Paris. Un peu plus tard, mise en service d'unités de 5.400 CV.

J.W. PARKER fait rouler une voiture avec un gazogène.

Développement des gazéifieurs pour la production d'électricité.

1912 Première utilisation industrielle de la Shift conversion par BOSCH et WILD pour transformer le CO en H₂ (réduction de la toxicité du gaz de synthèse).

L'Allemagne accélère le développement des voitures à gazogène.

Nombreux véhicules à gazogène en Allemagne, en France (60.000 voitures), en Russie, en Suède (250.000 véhicules, dont presque tous les tracteurs), en Grande-Bretagne. Au total plus de 800.000 véhicules roulent au gazogène dans le monde.

Après 1945 Déclin de la gazéification, entrée en désuétude du fait de l'essor des énergies concurrentes (pétrole, hydroélectricité, charbon, puis gaz naturel).

Apogée des usines à gaz vers 1950 (14 TWh en France) puis remplacement par le gaz naturel (Saint-Marcet 1943, LACQ 1951).

1.1.2 La méthanisation

a) Principales dates clés

Utilisation en Chine ? Assyrie - X^{ème} Siècle ? L'usage du biogaz a probablement débuté en Chine, à des époques très anciennes.

1630 : On s'est aperçu très tôt que vase et marais généraient des gaz combustibles. Van Lemond (NL), vers 1630, découvre que la fermentation de matière organique dégage du gaz inflammable.

1776 : VOLTA (IT) découvre le méthane dans le gaz de marais.

1808 : DAVY (GB) expérimente la fermentation du fumier. Il produit du biogaz et identifie lui aussi le méthane. Mais ce qui l'intéresse alors n'est pas de produire de l'énergie, mais d'obtenir du fumier mûri.

En Europe, quelques tentatives ont été faites, début XIX^{ème}, pour récolter ce gaz de marais pour l'éclairage public. Les premières recherches sur la digestion anaérobie, effectuées à la fin du XIX^{ème} siècle étaient descriptives : il s'agissait alors d'effectuer des expériences et des mesures afin de mieux comprendre les processus.

PASTEUR et ses élèves, au milieu du XIX^{ème} Siècle, montrent que l'origine de ce gaz est une fermentation bactérienne.

1884 : GAYON, BECHAMP (FR) identifient la fermentation méthanique.

1885 : EXETER (GB), éclairage public au biogaz.

1911 : Digestion en continu.

1913 : Brassage.

1920 : Gaz livré au réseau municipal en Allemagne. Dans les années 1920, l'allemand IMHOFF met au point un système de digestion continu, qui équipe quelques années plus tard plusieurs villes allemandes.

Les mécanismes biologiques sont décrits dans le détail par BUSWELL dans les années 1930.

Les premiers systèmes fonctionnels discontinus de biométhanisation ont été développés en Algérie dès 1939, puis en France par MM. ISMAN et DUCELLIER.

1940 : Station d'Achères, Paris.

1970 : Suite aux chocs pétroliers, se sont développés d'autres systèmes (systèmes semi-continus, avec biomasse fixée, ...), qui permettent la méthanisation de substrats divers : effluents industriels dont la charge polluante est élevée, déchets ménagers, lisiers, fumiers.

1977 : Carl WOESE identifie le groupe des Archées, auquel appartiennent les bactéries méthanogènes, comme une famille distincte à la fois des bactéries proprement dites et des eucaryotes.

b) La méthanisation domestiquée : le biogaz et ses applications

- Biogaz et step

Les plus anciens digesteurs connus sont ceux de la ville d'Exeter, en Angleterre (1895) - qui utilise le biogaz comme gaz d'éclairage -, et de la léproserie de Mantunga près de Bombay (1897). Il s'agit plus de digestion septique que de méthanisation proprement dite, dont l'aboutissement sera la célèbre « fosse IMHOFF » (1907) qui assure la décantation et la digestion des eaux usées.

La digestion des boues, dans des ouvrages séparés de la ligne de traitement des eaux usées, comme nous la connaissons aujourd'hui, date du tournant du siècle (stations d'épuration de Lawrence, USA, 1899 ; Birmingham, Angleterre et Allemagne, 1906). Le procédé devient continu (1911). Pour bien digérer, il faut brasser les boues (on préférera le brassage par injection de gaz plutôt que le brassage mécanique à cause des filasses qui s'emmêlent dans les hélices), et les chauffer : ce sera mis en pratique sur une station d'épuration en Allemagne dès 1913, et les stations d'épuration commencent à produire de l'électricité grâce au gaz de digestion. En 1920, une station d'épuration en Allemagne livre son surplus de gaz au réseau municipal de gaz. Dans les années 1940, on s'aperçoit que l'ajout de résidus gras augmente la production de biogaz.

Le concept technique de la méthanisation des boues urbaines n'évoluera plus, fondamentalement, jusqu'à la fin du XX^{ème} Siècle :

Au début des années 1990, une majorité des boues urbaines est traitée, en l'Europe, par digestion anaérobie, essentiellement par voie mésophile.

Jusqu'en 1973, la majorité des installations n'utilisent le biogaz que pour le chauffage des digesteurs et parfois des locaux techniques. Seules les installations les plus importantes produisent de l'électricité ou livrent de la chaleur à des utilisateurs proches.

A partir des années 1980, la cogénération de chaleur et d'électricité se développe fortement y compris pour des installations de petite capacité.

La consommation d'électricité représente l'un des postes d'exploitation les plus importants sur une station d'épuration urbaine, et le biogaz peut subvenir, classiquement, à la moitié des besoins.

- **Les centres de stockage des déchets (CSD)**

La récupération du biogaz produit par les installations de stockage débute aux Etats-Unis dans les années 1970, un peu plus tard en Europe. Ce phénomène est à mettre en rapport avec une production croissante de déchets, qui conduit à la création de centres d'enfouissement de grande taille, où les déchets compactés trouvent un environnement favorable à la fermentation.

La valorisation du biogaz est d'emblée mise à l'ordre du jour : on recense en Europe 3 sites de valorisation en 1980, 23 en 1983. Le développement s'accélère dans les années 1990 : 298 unités de valorisation sont en fonctionnement en 1995, et 423 en 1997.

Dans la majorité des cas, le biogaz est valorisé sous la forme d'électricité livrée en quasi-totalité au réseau. Les valorisations thermiques existent en proportion non négligeable, mais sont limitées par les débouchés locaux souvent peu compatibles avec la production.

En 2007, la puissance électrique installée en Europe est estimée à 1.200 MW électriques pour une production de 7 TWh. Le principal pays producteur est le Royaume-Uni, qui domine largement le secteur avec 818 MW installés en 2006.

- **Méthanisation des déchets municipaux**

Dans les années 1980, les premiers pilotes de méthanisation de déchets ménagers solides entrent en service. Mais l'essor commercial et industriel démarre réellement au milieu des années 1990, avec une croissance de la capacité de traitement de plus de 25 % par an, qui s'accélère depuis 1997 (croissance de + 40 % par an depuis 1996).

- **Méthanisation agricole**

La méthanisation des déjections d'élevage figure parmi les premières applications de la méthanisation. Elle a connu divers cycles de développement : dans les années 40, puis 50, ensuite pendant la crise du pétrole 1973-1985.

A partir de 1985, la méthanisation se diffuse lentement dans le domaine agricole dans quelques pays européens : au Danemark, avec des installations collectives, et en Allemagne, avec des installations individuelles.

Depuis le milieu des années 1990, la filière est en forte croissance en Allemagne. La cogénération biogaz se généralise. La puissance électrique installée est passée de 49 MW en 1999 à 247 MW el. en 2004.

A partir de 2004, les nouveaux tarifs d'achat d'électricité incitent à la production de cultures énergétiques pour le biogaz, et le nombre d'installations double tandis que les puissances moyennes augmentent : la puissance installée atteint 1270 MW en 2007. La production totale d'énergie par méthanisation du secteur agricole en Europe est estimée à 2 Mtep, dont 90 % en Allemagne.

1.2 Description des principales technologies de production de gaz de biomasse

1.2.1 Méthanisation

a) Principe

La méthanisation est le résultat d'une activité microbienne complexe, réalisée dans des conditions anaérobies.

La digestion anaérobie est un processus biologique de dégradation qui permet de transformer des substrats organiques complexes en molécules contenant un seul carbone, telles que le méthane (CH₄) et le dioxyde de carbone (CO₂). Le processus se déroule en quatre phases distinctes, chacune réalisée par une classe de micro-organismes spécialisés, qui se développe en absence d'oxygène (facultative ou stricte) :

- Etape 1 et 2 : Hydrolyse et acidogénèse

Dégradation des polymères en monomères puis acides gras volatiles. C'est une étape limitante qui peut être améliorée par un pré-traitement, mais les blocages sont assez rares en pratique.

- Etape 3 : Acétogénèse

Transformation des AGV, de l'hydrogène et du dioxyde de carbone en acide acétique. Cette étape est très rapide par rapport aux autres.

- Etape 4 : Méthanogénèse

Formation de méthane soit par dégradation de l'acide acétique (70 % de la production), soit par réduction du CO₂ par l'hydrogène (30 % de la production). C'est une étape limitante car elle est très sensible aux variations des conditions d'environnement (pH, température, agents toxiques, variation de concentration d'effluents...). C'est en principe cette phase qui est contrôlée.

Le mécanisme micro-biologique de la digestion anaérobie est maintenant parfaitement connu. Il a fait l'objet de nombreuses études, articles et ouvrages.

b) Les facteurs théoriques influençant la digestion

Les facteurs théoriques influençant la digestion, résultant de la considération de la biomasse face au substrat à digérer, sont les suivants : la charge, le pH, le couple « température - temps de séjour » et les substances toxiques.

- La charge

La charge d'un digesteur s'obtient en rapportant le poids des matières volatiles introduites au volume du digesteur. Elle s'exprime en kg de MV/m³ et permet d'apprécier la quantité de matières nutritives introduites par rapport à la biomasse présente ; celle-ci contient en fin de digestion toutes les souches bactériennes nécessaires à la digestion des boues fraîches. Certains auteurs de manuels d'exploitation estiment que l'alimentation d'un digesteur devrait respecter constamment la proportion suivante : 20 fois plus de boues digérées que de boues fraîches (exprimé en kg de MV). De plus, toute variation importante de charge perturbe la digestion et peut entraîner son blocage.

- Le pH

C'est l'un des plus importants facteurs d'adaptation des populations bactériennes. Les bactéries acétogènes restent actives jusqu'à un pH de 5, mais les bactéries responsables de la méthanisation sont inhibées dès que le pH descend en-dessous de 6,2. C'est pourquoi la zone théorique optimale de pH à respecter s'étend de 6,8 à 7,2. Dans le cas d'une chute de pH due à une augmentation de la concentration en acides gras, un ajout de soude ou de chaux, au niveau de l'alimentation en boues fraîches épaissies ou directement dans le digesteur, permet le maintien du pH.

- La température

La digestion anaérobie se décline sous trois types différents suivant la température :

- lorsque la température est inférieure à 15°C, la digestion est de type psychrophile,
- lorsque la température est comprise entre 28 et 40°C, la digestion est de type mésophile,
- lorsque la température est supérieure à 45°C, la digestion est thermophile.

- **Le couple température – temps de séjour**

Le temps de séjour (ou temps de rétention hydraulique TRH) est la durée théorique pendant laquelle le volume de boues fraîches séjourne dans le digesteur. Il s'obtient en divisant le débit de boue entrant en digestion par le volume du digesteur.

La température doit être gardée constante pour éviter une perturbation de la digestion. En effet, les bactéries méthanogènes sont particulièrement sensibles à toute variation de température, même de l'ordre de 1°C par jour.

Température et temps de séjour sont deux facteurs liés. En effet, une élévation de température entraîne une activation des réactions d'acétogénèse, de méthanisation et de croissance des bactéries. Il en découle une diminution du temps de séjour nécessaire à la stabilisation et une augmentation de la production de gaz.

- **Les substances toxiques**

On distingue plusieurs types d'inhibiteurs de la digestion :

- Certains cations et les sulfures.
- Les éléments-traces.

Il a été montré que les éléments-traces affectent, en activateurs ou inhibiteurs, le procédé de digestion anaérobie (Degrémont, *Mémento technique de l'eau*) :

- Ils sont nécessaires à la croissance de certaines bactéries, les bactéries méthanogènes par exemple.
- Ils inhibent la toxicité produite par les sulfides.
- Ils permettent la formation de phosphates et l'agrégation des bactéries.

Toutefois en trop grande concentration, les éléments-traces inhibent l'accroissement des bactéries et donc la production de méthane.

- Certains composés organiques : cyanures, phénols, phtalates.
- Les antibiotiques.
- Les détergents.

c) Stations d'épuration urbaines

Le procédé de digestion anaérobie (procédé de traitement et stabilisation des boues) s'applique sur les boues concentrées après le traitement primaire ou secondaire des eaux usées.

En terme de production d'énergie, ce gisement est équivalent à celui des CSD. En Allemagne, la digestion anaérobie concerne plus de deux tiers des boues produites dans les stations d'épuration urbaines. En France et au Royaume-Uni, elle porte sur 40 à 60 % des quantités. Bien que toutes les stations ne valorisent pas la totalité du biogaz produit (élimination en torchère), le taux de valorisation est élevé pour les unités les plus importantes, qui représentent aussi le gisement principal.

d) Méthanisation des effluents industriels

La méthanisation des déchets ou effluents industriels se montre compétitive dès lors que la matière biodégradable, exprimée en DCO (demande chimique en oxygène) est suffisamment élevée. Elle est donc utilisée sur des substrats divers, effluents ou boues de : distilleries, brasseries, conserveries de fruits et légumes, laiteries, abattoirs, raffinerie de sucre, papeteries, industries pharmaceutiques, usines de production d'amidon, d'acide citrique, de malt, textiles...

Il s'agit de technologies présentes dans tous les pays européens, l'Allemagne et les Pays-Bas viennent en tête (une centaine d'unités), suivis par la France (une cinquantaine d'unités) et le Royaume-Uni (une vingtaine d'unités).

Dans la plupart des cas, le biogaz est valorisé directement pour des usages thermiques sur le site de production (chaudières, turbines, moteur). **La cogénération est assez peu développée.**

e) Méthanisation des biodéchets municipaux

Les biodéchets représentent les déchets verts, déchets de cuisine, papier-carton des collectivités locales.

En Europe, les premiers pilotes de méthanisation des déchets solides ont été installés dans les années 80. L'essor commercial et industriel démarre réellement au milieu des années 90.

Le biogaz est principalement valorisé par cogénération sur moteurs à gaz. L'électricité est revendue au réseau, la chaleur est soit utilisée pour le procédé, soit exportée.

f) Méthanisation d'effluents d'élevage

Les effluents d'élevage couvrent toutes les productions animales : porcins, bovins, volailles...

Les déjections d'élevage sont majoritairement représentées par les lisiers et fumiers de porcins et de bovins. En unités collectives et centralisées, les installations bénéficient des effets d'échelle. Ces unités sont principalement développées au Danemark et en Allemagne où les pouvoirs publics les soutiennent par un appui logistique déterminant.

La problématique est différente dès lors que l'on parle d'unités individuelles (biogaz à la ferme) et unités centralisées.

Les unités de méthanisation centralisées danoises par exemple suscitent un grand intérêt. Toutefois, les conditions propres à ce pays sont difficilement transposables à un autre pays européen : forte coopération entre agriculteurs, forte densité d'élevage, possibilité de valorisation thermique sur de petits réseaux de chaleur et valorisation électrique intéressante du fait du tarif d'achat élevé.

Le contexte du biogaz à la ferme est fondamentalement différent et concerne de petites installations ne dépassant pas la centaine de kWe. On assiste aujourd'hui à un renouveau de cette application avec un développement rapide en Allemagne.

En France, depuis la publication des tarifs d'achat d'électricité de juillet 2006 qui se situe entre 110 et 140 €/MWh, on compte 4 installations en fonctionnement équipées d'une valorisation par moteur dual-fuel.

La valorisation du biogaz est thermique et électrique **par cogénération sur moteur à gaz ou moteur dual-fuel.**

g) Co-digestion

Tous les substrats précédemment énumérés peuvent être traités en mélange par méthanisation. On parle alors de co-digestion. Ces unités sont des applications nouvelles encore peu représentées.

Si le nombre de ce type d'installation est faible en Europe, il représente une solution de traitement centralisé de plusieurs substrats différents permettant la production d'une quantité d'énergie non négligeable. Étant donné les politiques actuelles de traitement des déchets et la problématique des boues de STEP urbaines et des effluents d'élevage, ces plates-formes de traitement générateurs d'énergie ont un avenir certain.

h) Installation de stockage de déchets (ISD) : méthanisation en décharge

Les déchets sont compactés et enfouis dans une zone étanche à toute intrusion extérieure (eau, air). Le procédé de méthanisation se produit donc « spontanément » à l'intérieur des installations de stockage des déchets.

Le biogaz de décharge est le principal gisement exploité, majoritairement en Allemagne et au Royaume-Uni. Ce dernier pays a particulièrement mis l'accent sur la valorisation de ce type de biogaz.

Dans la majorité des cas de valorisation, le biogaz est valorisé sous la forme d'électricité livrée en quasi-totalité au réseau (moteur ou turbine à gaz). Les valorisations thermiques existent en proportions non négligeables (production sur site : vapeur, séchage, déshydratation des lixiviats) mais sont limitées par l'absence de débouchés locaux (valorisation extérieure : livraison de chaleur à un réseau urbain ou à un industriel). La cogénération (production d'électricité et de chaleur) est majoritairement utilisée dans le cas de valorisation de la chaleur.

1.2.2 La gazéification

a) Principe

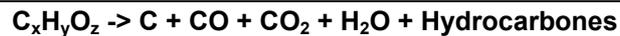
La gazéification est un procédé consistant à convertir un matériau carboné en gaz combustibles simples.

À la différence de la combustion, oxydation qui s'opère à haute température en excès d'air, la gazéification s'opère à basse et moyenne température avec peu d'oxygène (réduction). Dans les procédés de combustion classique des matériaux carbonés solides, les différentes phases de séchage, dissociation des composés volatiles et du carbone, oxydation totale des gaz, des liqueurs et du carbone, interviennent dans le même réacteur.

L'un des intérêts de la gazéification est de dissocier ces phases, les gaz étant brûlés dans des équipements spécifiques.

Le déroulement général de la gazéification peut se schématiser ainsi :

- La première étape est celle du **séchage, autour de 100-200°C**, avec évaporation de l'eau.
- La seconde étape est **la pyrolyse**, qui est une décomposition thermique du substrat en absence d'oxygène, et produit des hydrocarbures gazeux et liquides (simples et complexes) et des solides carbonés. Globalement, les réactions s'écrivent :



Entre 200 et 300°C, une faible quantité de gaz oxygénés (CO₂, CO) et d'hydrocarbures est produite.

Entre 300 et 400°C, la production d'hydrocarbures augmente fortement, sous forme gazeuse et sous forme condensable (goudrons légers, méthanol...). L'hydrogène apparaît également à ce stade.

Entre 400 et 500°C, la phase à hydrocarbures génère également d'importantes quantités d'hydrocarbures gazeux, et de goudrons épais.

Entre 500 et 700°C, la production de gaz diminue. Celui-ci est principalement composé d'hydrogène, d'hydrocarbures, avec des quantités non négligeables d'oxydes de carbone.

Entre 700 et 1 000°C, le résidu solide est composé principalement de carbone, la majeure partie de la fraction volatile a été dégagée. La production de gaz, composé principalement d'hydrogène avec peu d'oxydes de carbone, est faible, de même que la production de goudrons, composés principalement d'hydrocarbures aromatiques polynucléaires.

Au cours de ces différentes phases, de nombreuses réactions réductrices interviennent entre le charbon, l'hydrogène, le gaz carbonique et la vapeur d'eau, pour produire du monoxyde de carbone et du méthane.

Aux environs de 1 000 à 2 000°C, des réactions d'oxydation interviennent en présence d'oxygène, de vapeur d'eau (réaction du gaz à l'eau), d'hydrogène (méthanisation) : c'est la phase dite de **gazéification**. Le carbone est converti en oxydes de carbones (CO et CO₂).

On peut ainsi regrouper sous les termes génériques :

La carbonisation, ou pyrolyse lente, à moins de 500°C, qui vise à produire un charbon de bois. La torréfaction est une forme de pyrolyse à basse température (moins de 300°C).

La pyrolyse rapide, ou pyrolyse « flash », ou distillation, qui vise à produire surtout un jus pyroligneux. Les réactions sont interrompues avant l'oxydation.

La gazéification, qui s'opère à **plus de 1 000°C**, qui vise à maximiser la production des gaz. L'oxydation du carbone solide est poussée à son terme.

3 grands types de gazéifieurs sont identifiés :

- **à lit fixe : co courant ou contre courant ;**
- **à lit fluidisé : en suspension ou circulant ;**
- **mixte à double étage.**

Dans les fours classiques de gazéification à lit fixe à contre-courant, on distingue ainsi différentes zones, de bas en haut :

- Une zone d'introduction de l'air et de vapeur d'eau au niveau de la couche de cendres, qui forme un lit où la température passe de 70 à 1 100°C.
- Une zone d'oxydation, fortement exothermique, où le charbon issu des couches supérieures réagit avec l'oxygène et la vapeur d'eau, générant une élévation de température à 1 100°C et des gaz chargés en CO₂, CO et H₂.

- Une zone de réduction, endothermique, où ces gaz réagissent avec le carbone et l'hydrogène pour former du CO.
- Une zone de pyrolyse, au cours de laquelle les gaz chauds distillent les composés volatiles du substrat sec.
- Une zone de séchage, d'où les gaz sont évacués avec la vapeur d'eau, et alimentée par le substrat frais.

Selon les conditions opératoires en pression, température et teneur en oxygène, différents types de thermolyses peuvent être réalisés.

b) Les principaux facteurs de bonne conduite

- Alimentation et conditionnement de la biomasse

Les spécifications critiques des produits à gazéifier concernent principalement la taille des particules introduites dans le réacteur, et leur humidité.

- Taille des particules

Généralement, les réacteurs fonctionnent avec des particules dont la taille est comprise entre 10 et 100 mm, permettant le passage des gaz chauds sans générer de pertes de charges trop importantes. Selon la nature de la biomasse, celle-ci doit donc être soit broyée, soit compactée (sciure...). Le fractionnement de la biomasse permettrait également de réduire la teneur en azote et produits alcalins (sodium, potassium...).

Plusieurs procédés sont en principe moins sensibles au paramètre granulométrique : réacteurs à lit fluidisé, procédés à étage de pyrolyse séparé...

- Séchage

L'humidité du substrat est un point important à contrôler.

Le niveau requis dépend du type de technologie :

La gazéification nécessite une humidité inférieure à 10 à 15 %. La biomasse fraîche contient entre 50 et 60 % d'humidité, et lorsqu'elle est séchée à l'air libre, elle descend généralement à environ 20 % lorsque la durée est suffisante.

Certaines technologies de gazéification permettent une alimentation directe par de la biomasse humide :

- 40 à 50 % avec les réacteurs à contre-courant ;
- 15 à 20 % avec les réacteurs à co-courant ;
- 60 % pour les lits fluidisés à circulation interne.

Lorsque la biomasse doit être séchée avant l'introduction en réacteur, différentes technologies sont utilisables, notamment les séchoirs rotatifs utilisant les gaz produits ou des séchoirs à lit fluidisés avec chauffage indirect à la vapeur. Les vapeurs produites lors du séchage contiennent des COV (terpènes).

c) Les applications de gazéification

Un grand nombre de produits peuvent être gazéifiés, la liste ci-dessous énumère les matières qui ont fait l'objet de travaux:

- Des sous-produits des industries de transformation du bois :
 - plaquettes forestières
 - bois de rebut
 - déchets de bois des industries de seconde transformation
 - sciures
 - bois contaminés
 - écorces

- Des sous-produits agricoles ou agro-industriels :
 - paille de riz
 - paille de blé
 - rafles de maïs
 - coquilles de noix
 - déchets de coton
 - fientes de volailles
- Des déchets d'origine municipale ou industrielle :
 - déchets municipaux solides
 - fraction combustible des déchets municipaux solides (RDF : Refuse Derived Fuel)
 - boues de stations d'épuration
 - déchets hospitaliers
 - pneumatiques usagés
 - déchets d'entretien des espaces verts
- Diverses ressources énergétiques :
 - goudrons lourds des raffineries de pétrole
 - charbon
 - gaz naturel
 - tourbe
- etc...

d) Gazéification et production d'électricité

La technologie des gazogènes à lit fixe est assez bien développée, et couvre une large gamme de puissances primaires, de nombreux types de substrats. La plupart cependant ne sont pas destinés à la production d'électricité.

Les technologies co-courant permettent la production d'un gaz pauvre en goudrons en vue de la production d'électricité par moteurs à gaz. Il existe plusieurs applications industrielles, en nombre suffisamment significatif pour parler de technologies proche du stade de la maturité.

En France, ENERIA développe ce procédé avec le gazogène du type GAZOGENE de PRME (contre courant à lit fixe avec agitateur) et le procédé BIOGEVA.

Néanmoins, deux installations de couplage gazogène à lit fluidisé / moteurs ont été recensées en Europe (Güssing, Autriche : 2 Mwe ; Skive, Denmark : 4 MWe).

Les turbines (vapeur, gaz, à cycle combiné) sont principalement utilisées pour les grandes puissances, au-delà de 10 MWe. Les centrales à cycle combiné, notamment, sont toutes développées dans une perspective de grandes installations de gazéification, bien au-delà de 20 MW.

Les technologies de la gazéification sont d'une grande variété. Théoriquement, plusieurs milliers de variantes sont possibles. Dans la pratique, seule une partie est mise en œuvre : néanmoins, on peut considérer qu'il existe presque autant de procédés que de gazéificateurs, et que chaque procédé présente ses propres spécificités.

Tableau 1 : Les types de procédés (gazéification / production d'électricité) en fonction de critères de complexité, de technicité et de taille

Technologie gazéification	Moteur à gaz	Moteur dual fuel	Turbine à gaz	Turbine à vapeur	IGCC
Puissance	0,1 – 5	0,1 – 5	5 – 100	20 – 100	50 - 100
Lit fixe / co-courant	X	X			
Lit fixe / Contre-courant	X	X			
Lit fluidisé / atmosphérique			X	X	X
Lit fluidisé / pressurisé					X

e) Les projets existants en gazéification

Il y a plusieurs unités de gazéification qui existent actuellement en Europe.

En ce qui concerne les procédés à lits fixe, on peut citer :

- Le gazéifieur PRME à Moissannes (FR) avec un moteur Caterpillar de 1Mwe.
- L'unité de Babcock & Wilcox Vølund à Harbøre (FIN) avec deux moteurs Jenbacher (648 et 768 kWe).
- Le procédé Xylowatt (BE) qui produit 300 kWe.
- Le procédé Viking (DK) qui produit 20 kWe et 70 kWth.
- Le procédé TKEnergi est installé au Danemark avec une puissance de 3,125 MWth et au Japon avec 833 kWth.

Dans les procédés à lit fluidisé on retrouve :

- L'installation de Güssing (AUT) alimente des moteurs Jenbacher qui produisent 2 MWe et 4,5 MWth.
- Le procédé Novel (FIN) a une capacité de 1,8 MWe et 4,3 MWth fourni par des moteurs Jenbacher.
- L'installation de Värnamo (SWE) produit 6 MWe et 9 MWth.
- Le procédé Carbo V développé par Choren (D) permet d'obtenir un gaz de synthèse qui peut soit produire de l'électricité, soit de la chaleur ou être transformé en carburant.

f) Retour d'expérience de l'installation de gazéification de Moissannes

En 2006, une unité pilote de gazéification a été installée, afin de valider un nouveau process. Les différentes technologies utilisées n'ayant jamais été assemblées jusque-là, le prototype a permis de réaliser les tests de validation.



Figure 1 : Photo de l'unité pilote de gazéification de Moissannes

Source : Solagro

Le gazogène PRME (USA) est une technologie permettant de brûler une variété importante de biomasse, qui a fait ces preuves et qui est relativement simple d'utilisation. Le point central de la gazéification est le traitement du gaz. En effet, la production de goudrons est le problème majeur de cette technique. Sur l'unité pilote, deux technologies de traitement sont testées : un procédé néerlandais et un procédé américain. Les deux procédés sont basés sur le même principe : lavage à l'huile. Enfin, le moteur utilisé pour la valorisation électrique est un Caterpillar de 1,1MW, dont le carburateur a été modifié pour s'adapter au faible PCI.

1.3 Les caractéristiques des gaz bruts de biomasse

Les principaux facteurs permettant de qualifier les mélanges gazeux pour une valorisation en production d'électricité, par exemple combustion dans les moteurs à gaz, sont : la composition, le pouvoir calorifique et l'indice de méthane.

1.3.1 Composition moyenne

a) Le biogaz

Le biogaz est composé des 5 éléments de base C, H, O, N et S, provenant directement de la transformation de la matière organique dont il est issu. Ces éléments se retrouvent principalement sous la forme d'un mélange de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂), dont le rapport varie avec le substrat. À ce mélange saturé en eau viennent s'ajouter des éléments à l'état de traces et en quantités variables selon les substrats. Il s'agit de l'azote, de l'hydrogène, de l'hydrogène sulfuré (H₂S), des mercaptans (R-SH), des composés organiques volatiles (alkanes, hydrocarbures aromatiques, composés organo-halogénés...). Ces derniers sont principalement présents dans le gaz de décharge.

Etant donné la variabilité et la diversité des gaz de biomasse, il s'avère délicat d'afficher une composition moyenne type. Nous présentons pour le biogaz les données publiées dans une notice réglementaire allemande (DVGW, « *Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen* », 2002) ainsi que les résultats d'une étude Ineris basés sur des mesures sur sites (Poulléau J., 2002).

Les compositions données ci-dessous sont issues de la DVGW, « *Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen* », 2002

Tableau 2: Compositions moyennes des biogaz

Composants principaux (% vol)	Digestion de lisier	CSD OM		CSD OM+DIB		Step	
		Max.	Min.	Max.	Min.	Minima et maxima usuels	
CH ₄	65,0	61,0	43,1	55,0	36,0	59,5	73,8
CO ₂	34,0	39,0	30,9	43,0	28,0	39,5	25,9
N ₂	1,0	-	23,0	1,4	31,0	1,0	-
O ₂	-	-	3,0	0,6	5,0	-	0,3
Traces (mg/m ³)							
H ₂ S	6 500	30	10	140	900	500	3 000
NH ₃	70	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C ₂ + C _n H _m	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Chlorofluorocarbone (CFC)	-	50	180	800	60	-	-
Données combustion							
PCS (kWh/m ³)	7,2	6,7	4,8	6,1	4,0	6,6	8,2
PCI (kWh/m ³)	6,5	6,1	4,3	5,5	3,6	6,1	7,4
Densité relative (d _{air} =1)	0,90	0,93	0,96	0,94	1,0	0,97	0,81
Indice de Wobbe W _{o,n} (kWh/m ³)	7,6	7,0	4,9	6,3	4,0	6,7	9,1

ND : Non Déterminé

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur

PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

OM : Ordures Ménagères

DIB : Déchets Industriels Banals

Tableau 3 : Teneur sur les principaux composés des biogaz

	site 1	site 2	site 3 *	site 4	site 5	site 6
	Industrie papetière	CET	STEP	Centre de tri et compostage	Elevage porcin	STEP
H ₂ O %	13.9	15.2	13.3	14.4	13.7	16.4
H ₂ %	<0.002	<0.002	<0.002	0.050	<0.002	<0.002
CO ₂ %	14.8	41.6	30.9	48.9	24.7	27.6
CH ₄ %	79.0	50.2	67.6	48.7	64.6	61.6
CO ppm	12	5	22	10	28	29
N ₂ %	3.08	1.12	0.50	0.41	5.63	3.21
S équivt H ₂ S ppm	720	160	18	280	1510	3150

(Source : PoulleauJ., 2002)

Tableau 4 : Teneurs en Métaux des biogaz en microgramme/m³

	blanc site	site 1	site 2	site 3	site 4	site 5	site 6
		Industrie papetière	CET	STEP	Centre de tri et compostage	Elevage porcin	STEP
Cd	<0.2	<0.2	<0.3	<0.8	<0.4	<0.3	<0.5
Tl	<0.2	<0.2	<0.3	<0.6	<0.4	<0.3	<0.4
As	<2.2	<2.2	16,2	<7	33,8	<2,8	<4
Se	<2.2	<2.2	<3.1	<6.1	<3.6	<2.8	<4
Sb	<2.2	<2.2	30,5	60,4	4,8	<2,6	<4,3
Cu	0,7	1,8	1,9	4,5	1,4	1,3	3,2
Co	<0.2	<0.2	<0.4	<0.6	<0.4	<0.3	0,6
Cr	<3.4	<3.4	41,3	115,5	25,1	8,1	37,4
Sn	<0.2	<0.2	<0.6	<1	<0.4	<0.3	<0.4
Mn	0,9	1,3	1,7	4,1	2,7	2,2	6,2
Ni	1,2	1,8	2,9	6,5	2,9	1,7	4,0
Pb	4,2	2,6	4,4	7,8	<3,4	<2	<4,3
V	<0.4	<0.4	<0.6	<1.2	<0.7	<0.6	<0.8
Te	<0.2	0,2	0,6	0,7	1,2	0,4	3,0
Hg	3	4,9	<1.6	4,4	<3.1	<2.7	<5.6

(Source : PoulleauJ., 2002)

Tableau 5 : Teneurs en COV, Halogénés et soufres des biogaz en mG/m³

	méthode analyse	site 1	site 2	site 3	site 4	site 5	site 6
		Industrie papetière	CET	STEP	Centre de tri et compostage	Elevage porcin	STEP
Benzène	CG/FID col apolaire	<0.17	3.5	<0.17	<0.17	<0.17	<0.17
Toluène	CG/FID col apolaire	8.2	12.3	0.8	41.1	<0.21	<0.21
Ethylbenzene	CG/FID col apolaire	9.5	5.7	<0.24	<0.24	<0.24	<0.24
Xylenes	CG/FID col apolaire	<0.23	4.7	<0.23	<0.23	<0.23	<0.23
dichlorobenzène	CG/FID col apolaire	<0.33	6.6	<0.33	<0.33	<0.33	<0.33
dichlorométhane	CG/ECD col apolaire	<0.08	0.2	<0.08	<0.08	<0.08	<0.08
dichloroéthylène	CG/ECD col apolaire		0.025	<0.006	<0.006	<0.006	0.062
trichloroéthylène	CG/ECD col apolaire	35.2	15.3	117.4	52.8	35.2	88.1
tétrachloroéthylène	CG/ECD col apolaire	14.8	20.8	51.9	7.4	14.8	74.1
fréons	CG/ECD col apolaire	24.6	21.5	1.8	12.3	9.8	7.4
Cl-	combustion four et CEI	25.0	45.0	<10	40.0	25.0	80.0
F-	combustion four et CEI	22.5	20.0	<20	<20	22.5	30.0
S	combustion four et CEI	975	200	25	370	2000	3750

(Source : PoulleauJ., 2002)

Une composition typique de gaz de décharge (résultat de mesures détaillées sur un CET de Rhône-Alpes) est donnée par le tableau suivant, avec un classement des principaux COV par famille.

Tableau 6 : Exemple de la composition détaillée d'un gaz de décharge en COV

Éléments et composés	Sur gaz de décharge (mg/Nm ³)	Sur méthane (mg/Nm ³)
H ₂ S	376	984
Mercaptans	0,66	2
Soufrés	7,3	19
Alcools	12	31
Aromatiques	183	479
Cétones	29	76
Hydrocarbures cycliques	140	366
Esters	71	186
Éthers	11	29
Furanniques	4	10
Halogénés	44	115
Hydrocarbures alipathiques	128	335
Phtalates	2	5
Polyaromatiques	0,05	0
Siloxanes	0,2	1
Total (mg/Nm ³)	1008	2639

(Source : SOLAGRO, guide ADEME, 2001)

b) Le gaz issu de la gazéification

Le gaz combustible issu de la gazéification contient principalement les composés suivants : CO₂, CO, CH₄, H₂ en proportion variable.

Il est également chargé en vapeur d'eau, et contient des composés organiques volatiles à l'état de traces, et notamment des HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques), dont la teneur est liée au substrat initial et au type de procédé.

Lorsque c'est l'air qui est utilisé comme source d'oxygène, le gaz contient des quantités importantes d'azote, de l'ordre de 40 à 50 %, qui dilue donc son pouvoir calorifique. L'utilisation d'oxygène ou d'air enrichi en oxygène permet de réduire cette dilution et de doubler le PCI du gaz, mais elle n'est envisagée que pour des installations de grande puissance. Généralement donc, le pouvoir calorifique se situe aux environs de 5-6 MJ/m³ (ou 20-25 MJ/kg). Les gaz de synthèse sont donc des gaz pauvres.

Par ailleurs, la variabilité de la composition d'un site de gazéification à un autre apparaît assez importante.

Tableau 7 : Comparaison des caractéristiques de gaz de gazogènes

		Gaz de gazogène à co-courant (type Xylowatt)	Gaz de gazogène à contre-courant à lit fixe avec agitateur (type PRME projet ENERIA)
CH ₄ (et autres)	% vol	2-3	5 (Ethane 0,3 ; Ethène 1,2)
CO	% vol	20-25	12
H ₂	% vol	11-17	10
CO ₂	% vol	9-13	12,5
N ₂	% vol	48-54	43
PCI	MJ/m ³ (n)	4,5 à 5,5	5,1
Goudrons	g/m ³	0,1-1	ND
Température des gaz	°C	400-600	800-900
Indice de Wobbe	kWh/m ³ (n)	5 à 7	ND
Indice méthane		80-85	65

1.3.2 Les facteurs déterminant de la combustion et les caractéristiques du combustible

a) Caractérisation d'un combustible

Les propriétés physiques d'un gaz de biomasse sont obtenues par la moyenne pondérée des grandeurs physiques par rapport aux proportions des différents constituants (Cf. tableau des grandeurs physiques des principaux constituants ci-avant).

b) Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible indique sa capacité à fournir une quantité de chaleur lors de sa combustion.

Le pouvoir calorifique est dit supérieur ou inférieur selon que l'eau produite par la réaction de combustion est considérée à l'état liquide ou vapeur.

c) Pouvoir comburivore

Le pouvoir comburivore est la quantité d'air demandée par la combustion du gaz dans les conditions stœchiométriques.

d) Indice de Wobbe

L'indice de Wobbe (W) se définit comme le rapport du pouvoir calorifique supérieur volumique (PCs) du gaz (MJ/m³) par la racine carrée de la densité dudit fluide. L'indice de Wobbe d'un gaz permet de caractériser un brûleur il est notamment utilisé, pour déterminer les pressions d'alimentation à appliquer à un injecteur pour conserver la puissance pour des pressions variables.

e) Indice méthane

L'indice méthane est un indice équivalent à l'indice d'octane pour les combustibles liquides. Il se détermine par l'équivalence à un mélange de méthane et d'hydrogène ayant le même comportement au niveau de la détonation que le gaz à étudier.

L'indice 0 correspond à de l'hydrogène pur, l'Indice 100 à du méthane pur.

On peut obtenir des indices supérieurs à 100 (CH₄+ CO₂) comme dans le cas du biogaz.

La méthode de calcul de cet indice (qui est actuellement uniquement mesuré) est en cours de normalisation sous la dénomination ISO/NP 22302.

L'indice de méthane d'un mélange gazeux dépend de plusieurs facteurs dont les principaux sont :

- le méthane : principal constituant du combustible destiné aux moteurs à gaz ;
- l'hydrogène qui contribue à la réduction significative de l'indice de méthane ;
- les composés hydrocarbonés non méthaniques favorisent l'instabilité et la tendance au cliquetis ;
- l'azote inerte et le CO₂ qui ne prennent pas activement part au processus de combustion, mais font accroître l'indice de méthane, l'effet du CO₂ étant trois fois celui du N₂.

f) Limite d'auto-ignition ou auto-inflammabilité ou TC (température critique)

La limite d'auto-ignition est définie par des conditions de pression et température ainsi que par la stoechiométrie des réactifs en présence d'un flux thermique externe (conditions adiabatiques).

La température critique est la température à laquelle le mélange va s'auto-inflammer à une pression donnée.

g) Volatilité

Les biogaz et gaz de synthèse sont classés sans la catégorie des carburants légers, c'est-à-dire constitués de molécules comportant en moyenne moins de dix atomes de carbone et qui peuvent se volatiliser entièrement à des températures assez basses pour ne pas réagir significativement avec O₂ avant leur complète évaporation.

h) Coefficient de richesse Phi ou dosage de la combustion

La richesse d'un mélange sous-entendu « richesse en combustible » est un rapport adimensionnel de la quantité relative de combustible à cette même quantité relative dans le mélange stoechiométrique. Le mélange stoechiométrique correspond donc à la richesse 1.

$\Phi = 1/\lambda$, λ étant égal à 1- l'excès d'air par rapport à un mélange stoechiométrique.

En mélange pauvre, $\Phi < 1$, ce qui signifie un excès d'air

La richesse du mélange est un paramètre de contrôle de la combustion et de la puissance.

i) Vitesse de propagation de flamme

La vitesse de flamme est définie comme étant la vitesse à laquelle les gaz frais sont happés par la flamme. C'est la vitesse de déplacement d'un élément du front de flamme par rapport aux réactifs.

La vitesse de propagation d'un combustible est une donnée physique pour une température et une pression donnée, liée à sa composition et aux propriétés des différents composants.

Les trois paramètres principaux de propagation de la flamme sont :

- les proportions du mélange : plus on est proche de la stœchiométrie, plus la flamme se propage vite (pour l'hydrogène, cela reste vrai en mélange pauvre, mais en mélange riche, le maximum de vitesse de propagation est décalé vers une richesse supérieure à 1) ;
- la température des gaz frais : plus la température est élevée (proche de la température provoquant l'inflammation spontanée), plus la propagation est élevée ;
- l'écoulement des gaz : les obstacles et turbulences modifient la progression de la flamme.

1.3.3 Les principaux composés et leurs problématiques pour la valorisation

a) Les caractéristiques des principaux composés

Tableau 8 : Caractéristiques physiques des principaux composés des gaz de biomasse

	Symbole	Unité	CH ₄	CO ₂	CO	O ₂	N ₂	Air	H ₂	H ₂ O	H ₂ S
Masse molaire	M	g / mol	16,04	44,01	28,01	32,00	28,01	28,96	2,016	18,02	34,08
Masse volumique	r	kg/Nm ³	0,72	1,98	1,250	1,43	1,25	1,29	0,090	0,86	1,54
Densité	d	-	0,56	1,53	0,97	1,11	0,97	1,00	0,07	0,67	1,19
Pression critique	Pc	bar	46,00	73,90	34,94	50,40	33,90	37,70	12,97	220,60	89,40
Température critique	Tc	K	190,50	304,50	132,85	154,60	126,20	132,45	33,2	647,10	373,20
Pouvoir calorifique supérieur massique	PCS _m	MJ / kg	55,66		10,12				141,8		16,52
PCS volumique	PCS _v	MJ / m ³ (n)	39,82		12,63				12,75		25,37
Pouvoir calorifique inférieur massique	PCI _m	MJ / kg	50,04		10,12				119,97		15,19
PCI volumique	PCI _v	MJ / m ³ (n)	35,88		12,65				10,78		23,33
Indice de Wobbe	W	MJ / m ³ (n)	53,41		12,82						23,28
Pouvoir comburivore	L _{min}	m ³ (n) / m ³ (n)	9,57		2,38				2,38		7,23
Volume de fumées humides	V _{gb,h}	m ³ (n) / m ³ (n)	10,52		2,88				2,88		7,70

M³(n) : mètre-cube normal, à 1 atm et 0°C.

b) Le méthane : CH₄

Le taux de CH₄ confère aux gaz de biomasse un pouvoir calorifique. Il est en effet un des principaux constituants participant au dégagement d'énergie lors de la combustion. La température d'ignition du méthane à pression atmosphérique en présence d'une flamme ou étincelle est de 550°C. Son auto-inflammation n'est donc pas spontanée. Il est inodore et incolore.

c) L'oxygène : O₂

La présence d'oxygène est essentiellement liée au mode opératoire de production du gaz de biomasse. Pour le biogaz, la présence d'oxygène révèle un défaut d'étanchéité (introduction d'air) dans le procédé d'extraction du gaz produit.

On en retrouve principalement dans le gaz de décharge, qui est un mélange de biogaz et d'air. La proportion de ces deux gaz dépend des conditions d'exploitation de la décharge, principalement de la mise en dépression du réseau de captage.

Le biogaz de digesteur ne contient en principe pas d'oxygène étant donné ses conditions de formation et de transport vers l'utilisateur.

d) Le dioxyde de carbone : CO₂

La présence de CO₂ est inhérente aux gaz de biogaz. Il ne participe pas au processus de combustion mais fait accroître l'indice de méthane.

e) L'hydrogène : H₂

L'hydrogène contribue à la réduction significative de l'indice méthane. L'hydrogène est un combustible dont la vitesse de propagation de flamme est extrêmement élevée : 260 cm/s (dans les conditions standard), des précautions particulières d'emploi doivent être prises pour sa valorisation. A titre de comparaison, celle du gaz naturel (assimilé à du méthane) est de 37 cm/s.

f) Le monoxyde de carbone : CO

La teneur importante en monoxyde de carbone (gaz inodore et incolore) entraîne une toxicité des gaz de gazogènes. Même en faible concentration, il peut remplacer l'oxygène dans le processus de respiration et provoquer l'asphyxie.

g) Les composés azotés

La présence de NH_3 dans le biogaz accélère et amplifie la combustion entraînant des contraintes thermiques pouvant entraîner la fonte des pistons et un échauffement des injecteurs, surtout à des valeurs de pH supérieures à 8,3. La solution souvent apportée est une meilleure conception de l'installation, le contrôle du pH dans le digesteur, le filtrage du gaz par du charbon actif. En refroidissant le biogaz, les condensats entraînent le NH_3 .

Un effet du NH_3 est d'être totalement oxydé en NO_x lors de la combustion, ce qui peut impacter sensiblement les émissions polluantes. L'ammoniac peut aussi passer dans l'huile du carter vilebrequin, la polluer et provoquer de la corrosion.

h) Le méthanol

Dans le cas de méthanisation d'alcool, le méthanol s'évapore dans le gazomètre. Son point de rosée est compris entre 30°C et 63°C. Il faut être particulièrement attentif lors de la digestion des alcools car comme le NH_3 , il entraîne une faible résistance au cliquetis et favorise l'auto-inflammation aux endroits chauds de la chambre de combustion.

i) L'eau : H_2O

A la sortie, le biogaz est saturé de vapeur d'eau et la quantité d'eau augmente avec la température du gaz. Les problèmes prévisibles sont : la vapeur d'eau réagit avec le H_2S pour former les acides sulfureux (nuisibles pour les vannes), la formation des poches d'eau dans les conduites de gaz, l'augmentation des pertes de charge au niveau du filtre, une baisse du rendement du moteur due à la compression de l'eau contenue dans le biogaz. Il y a également une possibilité de condensation de l'eau, dans le cas d'un moteur, dans la conduite après la suralimentation ; cela entraîne le passage en phase liquide de différents composés traces et provoque de la corrosion.

La solution consiste à refroidir le gaz via les conduites souterraines, ou par un groupe froid.

j) Les composés soufrés

Le biogaz contient toujours de l' H_2S dont la proportion peut atteindre en fonction du substrat les valeurs de 20 000 ppm. La production de H_2S n'est pas continue. Il ne faut donc pas effectuer les mesures à la même heure quotidiennement.

De nombreux problèmes sont liés à la présence d' H_2S dans le biogaz.

Cela provoque notamment la corrosion des conduites, des équipements de valorisation (moteurs, turbine..) et des échangeurs de chaleur sur les fumées. Cette corrosion dépend de plusieurs facteurs : la teneur en H_2S , l'humidité, le type de matériau, le temps et le mode d'exposition (gazeux ou aqueux). L' H_2S en milieu humide corrode l'acier en surface à une vitesse de l'ordre du millimètre par an et fragilise la structure par la formation de cloques.

On peut aussi constater l'augmentation de la fréquence des vidanges d'huile, du fait de la combustion de l' H_2S qui provoque l'acidification de l'huile de moteur.

Les composés soufrés sont également des poisons au niveau des catalyseurs des piles à combustible et des moteurs. En effet, l' H_2S empoisonne les catalyseurs.

L' H_2S est également à l'origine de pluies acides, de pollution, d'odeurs aux conduites d'échappement et il est nocif à la santé.

Les solutions consistent à désulfurer le gaz soit par voie biologique ou par réaction avec l'hydroxyde de fer, ou encore par filtration sur du charbon actif. On conseille aussi d'agiter continuellement le substrat dans le digesteur et de disposer les conduites de gaz en série entre le digesteur et le local de post-digestion.

k) Les hydrocarbures condensables

Les hydrocarbures condensables sont les goudrons produits par la gazéification.

Il n'existe aujourd'hui pas de procédé commercial pleinement satisfaisant pour le traitement des hydrocarbures condensables. Une autre voie de résolution du problème consiste à prévenir la formation de ces composés : type de gazéifieur, conditions opératoires, choix du substrat.

La quasi-totalité des technologies de production d'électricité à partir de gaz de biomasse nécessite un traitement pour réduire leur teneur en vapeurs d'hydrocarbures condensables (goudrons) et en particules. Le problème des hydrocarbures condensables (condensation au-dessous de 90-100°C) est l'une des principales difficultés de la gazéification.

Leur production varie selon les procédés :

- Dans les réacteurs à contre-courant, le gaz formé dans la zone d'oxydation traverse ensuite la zone de pyrolyse, où se forment des quantités considérables d'hydrocarbures, avant de sortir du réacteur. Le gaz des réacteurs contre-courant est donc chargé en hydrocarbures. Par contre, la biomasse brute agit comme un filtre, d'où de moindres quantités de particules.
- Dans les réacteurs à co-courant, le gaz est extrait depuis la zone d'oxydation, où les hydrocarbures formés en phase de pyrolyse sont oxydés. Les quantités d'hydrocarbures dans le gaz sont considérablement réduites, par contre le gaz peut contenir des particules de carbone.

l) Les composés organiques volatiles (COV)

Les composés organiques volatiles (COV) présents dans les biogaz proviennent de deux origines :

- produits intermédiaires de la fermentation (acides organiques par exemple), concernant tous les biogaz ;
- produits présents dans le substrat (produits présents dans les déchets ménagers, antibiotiques présents dans les lisiers...).

Les éléments présents peuvent être très nombreux, en particulier dans le gaz de décharge.

Leur concentration dépend de plusieurs facteurs :

- le type de déchets enfouis (OM, DIB...);
- les conditions de décomposition (température, humidité...);
- l'âge de la décharge.

Ce dernier facteur peut être résumé ainsi :

Déchets « jeunes » (< 5 ans) : forte concentration de traces organiques, pourcentages élevés d'alcools et d'hydrocarbures halogénés.

Déchets « moyens » (entre 5 et 10 ans) : diminution de la concentration totale de traces organiques, pourcentages d'alcools et d'hydrocarbures halogénés stables et augmentation du pourcentage d'hydrocarbures aromatiques (cycliques).

Déchets « anciens » (> 10 ans) : diminution constante de la concentration totale de traces organiques, pourcentage prédominant d'alkanes qui augmenteront avec l'âge et pourcentage d'hydrocarbures aromatiques qui diminueront avec l'âge.

m) Le silicium et ses composés : les siloxanes

Les siloxanes présents dans le biogaz et leurs conséquences :

Les siloxanes volatiles sont composés de plusieurs constituants chimiques sous forme gazeuse : silicium, oxygène, chaîne carbonée. Ce sont des polymères organiques, hydrophobes et inerte chimiquement de formule générale R-SiO-R'.

Communément utilisés pour la fabrication de cosmétiques, d'huiles et de peintures, ils se retrouvent principalement dans le gaz de décharge et en moindre mesure dans les gaz de digesteurs. Quand le biogaz est brûlé pour produire de l'électricité, les siloxanes se transforment en dioxyde de silicium (SiO₂), qui peut se déposer sur les différents équipements en contact avec le gaz brûlé, sous forme de dépôt blanchâtre apparenté à de la céramique.

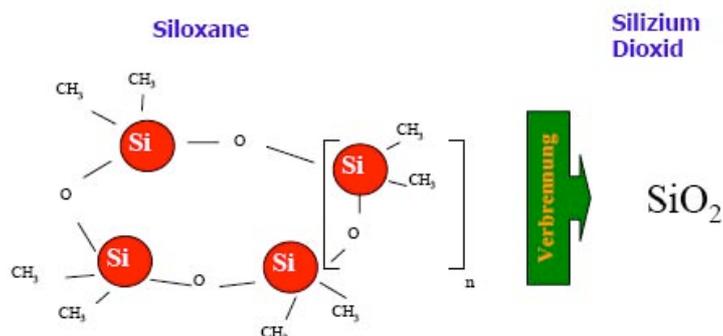


Figure 2 : Transformations d'une molécule de siloxane après la combustion

Source : Prochaska U., 2004

Il existe une grande variété de siloxanes. Les principales molécules trouvées dans les biogaz sont listées dans le tableau suivant.

Tableau 9 : Propriétés des principales molécules de siloxane trouvées dans le biogaz

Nom	Formule	Poids moléculaire	Pression de vaporisation mmHg 25°C	Abréviations	Point d'ébullition °C	Solubilité dans l'eau (mg / L) 25°C
Hexamethylcyclotrisiloxane	C ₁₂ H ₁₈ O ₃ Si ₃	222	10	D3	135	1,56
Octamethylcyclotetrasiloxane	C ₈ H ₂₄ O ₄ Si ₄	297	1,3	D4	175	0,056
Decamethylcyclopentasiloxane	C ₁₀ H ₃₀ O ₅ Si ₅	371	0,4	D5	211	0,017
Dodemethylcyclohexasiloxane	C ₁₂ H ₃₆ O ₆ Si ₆	445	0,02	D6	245	0,005
Hexamethyldisiloxane	C ₆ H ₁₈ Si ₂ O	162	31	L2, MM	107	0,93
Octamethyltrisiloxane	C ₈ H ₂₄ Si ₄ O ₂	236	3,9	L3,MDM		0,035

Source : J. Pierce, 2004

La concentration de siloxanes est généralement plus haute dans les gaz de digesteur que dans les gaz de décharge. De ce fait, il est parfois plus facile de quantifier les siloxanes dans les gaz de digesteur. Dans les gaz de digesteur, les siloxanes sont prédominants sont : D4 et D5. Ils représentent plus de 90 % du total. Les gaz de décharges peuvent contenir des quantités d'autres siloxanes comme les D3, D6, L2 et L3. Les siloxanes D4 et D5 peuvent représenter seulement légèrement plus de la majorité des siloxanes dans certains gaz de décharge jusqu'à plus de 90 % dans d'autre.

Dans son étude sur les siloxanes, Jeffrey Pierce (SCS Energy) a remarqué que les décharges ouvertes ont généralement un plus haut niveau de siloxanes que les décharges fermées. Il a observé que les siloxanes D3, D4, D5, L2 et L3 sont souvent les seuls à dépasser les limites de détections sur les décharges. En moyenne D4 est le plus grand contributeur du total des siloxanes (environ 60 % du total) suivi par L2, D5, L3 (dans cet ordre).

Les dommages provoqués par les siloxanes :

Depuis plusieurs années, on remarque que la présence de siloxanes dans le biogaz provoque des dégâts considérables sur les équipements de production d'électricité (moteurs, microturbines, piles à combustible...) et ainsi une augmentation de la maintenance et une baisse de performance. Les constructeurs préconisent donc un seuil limite de concentration de siloxanes dans le biogaz pour l'utilisation de leurs équipements.

- Turbines :

Les microturbines Capstone ont de nombreuses pannes dues aux siloxanes. Capstone a donc établi des spécifications du biogaz qui requiert moins de $0,03 \text{ mg/m}^3$. Capstone préconise donc un système d'élimination des siloxanes très performant. En pratique, les microturbines Capstone tolèrent un niveau de siloxanes dans les limites requises et sont opérationnelles pendant plusieurs mois avant une panne. Mais une exposition prolongée à du biogaz non traité a pour conséquence une baisse de performance. Lorsque la silice a affecté les performances ou causé une cassure, la microturbine doit être remplacée pour retrouver ses performances initiales.

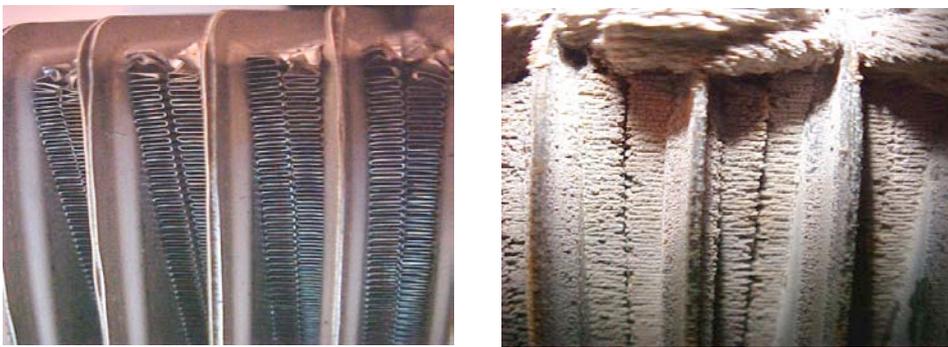


Figure 3 : Dégâts sur microturbines

(Source : McCarron G., 2006)

Sur les turbines, les dépôts peuvent conduire à une restriction de la section de passage des gaz de combustion. Cette obstruction de la veine d'écoulement peut entraîner le phénomène de pompage et l'arrêt de la machine. Les dépôts de siloxane peuvent également se produire sur les ailettes, ce qui risque d'entraîner un déséquilibre et à terme une rupture.

Solar Turbines a noté que le principal problème provoqué par les siloxanes est l'accumulation de dépôts sur les aubes des turbines. En 2003, pour pallier à ce problème, Solar a réévalué ses spécifications du biogaz et a établi une valeur limite de $0,1 \text{ mg/m}^3$ pour les siloxanes. En revanche, Centrax ne demande pas de spécification spéciale aux siloxanes.

- Moteurs :

Sur les moteurs à combustion interne, les dépôts de silice causent une augmentation de la maintenance (donc des coûts d'exploitation). Les constructeurs de moteurs ont aussi fixé des limites de concentration de siloxanes. Cependant les limites semblent être quelque peu arbitraires puisque l'exécution et l'entretien de moteur ne changeraient pas avec des niveaux de siloxanes légèrement au-dessus ou au-dessous de la limite. Les moteurs semblent fonctionner même avec une concentration élevée des siloxanes, mais on note généralement une tendance croissante de l'entretien avec l'augmentation des niveaux de siloxanes.

Cependant, plusieurs cas de casse dans les moteurs alimentés au gaz de décharge ont été imputés à la casse des dépôts de siloxanes vitrifiés sur le siège des soupapes et sur le haut des cylindres, entraînant le phénomène de chalumeau.



Figure 4 : Dépôts sur une couronne de piston
(Source : Tower P.M., 2006)



Figure 5 : Dépôts et usure précoce d'une bougie
(Source : Prochaska U., 2004)

De plus d'après Charles Anderson (Manager du département landfill gas recovery, Rust environment and infrastructures, PE, USA, SWANA Landfill 23/25-03/1993, p297), leur dépôt sur les pistons des moteurs ou sur les pales et injecteurs des turbines peuvent être à la source de frottements ou de bouchage.

Les siloxanes détériorent également les tubes d'échangeurs de fumées.



Figure 6 : Dépôts sur des tubes d'échangeur
(Source : Tower P.M., 2006)

Depuis plusieurs années, il existe des moyens de traitement efficace permettant de descendre au-dessous des concentrations maximales spécifiées par les constructeurs.

n) Synthèse

Tableau 10 : Synthèse des composés et de leur problématique à la valorisation des gaz de biomasse

Composés	Problématique à la valorisation	Type de gaz de biomasse concerné	Solution optimisation
CH ₄	Contenu énergétique, variabilité dans le temps	Tous	Sonde lambda rectification de la richesse du mélange
CO	Corrosion, toxicité	Gaz de gazogène	Limiter la teneur par oxydation
H ₂	Contenu énergétique et Explosivité	Gaz de gazogène	Précautions à la valorisation
H ₂ S mercaptans	Contenu énergétique, Corrosion, pollution	Biogaz	Maîtrise du procédé de production du gaz et/ou Traitement épuration
Composés azotés	Pollution (émissions de NOx)	Biogaz (biogaz agricole en particulier)	Maîtrise continu des paramètres de combustion
O ₂	Maîtrise du taux dans le temps	Gaz de décharge	Optimisation du réseau de captage
Siloxanes	Érosion, corrosion	Gaz de décharge	Traitement épuration
Goudrons	Érosion, corrosion	Gaz de gazogène	Traitement épuration

Tableau 11 : Récapitulatif des différents constituants à éliminer, leurs conséquences et les techniques de traitement appropriées

Constituant à éliminer	Conséquences	Techniques de traitement
Poussières	Abrasion, colmatage des injecteurs (moteur)	Filtration Récupération avec les condensats
Eau	Corrosion, érosion	Condensation dans les conduites Refroidisseur Réfrigération Filtration membranaire (pilote)
H ₂ S	Corrosion (conduites, échangeurs,...), destruction des propriétés de l'huile de lubrification (moteur) oxydation des conduites d'échappement, encrassement du moteur et du catalyseur de fumées (s'il y a)	Oxydation biologique Adsorption (charbon actif, tamis moléculaire) Absorption (lavage) Filtration membranaire (pilote)
Composés halogénés	Corrosion des équipements, destruction des propriétés de l'huile de lubrification (moteur)	Adsorption (charbon actif) Absorption (lavage) Filtration membranaire (pilote)
Siloxanes	Dépôts de silice sur les pièces des équipements, abrasion, destruction des propriétés de l'huile de lubrification (moteur), empoisonnement du catalyseur de fumées (s'il y a)	Adsorption (charbon actif, tamis moléculaire) Réfrigération Absorption liquide Silica gel

NB : Les technologies de traitement des gaz seront abordées en phase 2 de l'étude.

1.3.4 Emissions atmosphériques

a) Les oxydes d'azote

La quantité de NO_x formée pendant la combustion dépend de 2 facteurs principaux : la température et le temps que passe le mélange à cette température pendant la combustion. La formation de NO_x est maximum à haute température. Dans les moteurs, les NO_x sont formés principalement par réaction à haute température de l'azote et de l'oxygène de l'air. Ce polluant est produit plus abondamment en mélange proche de la stoechiométrie.

Les moteurs ne peuvent pas empêcher l'oxydation en NO_x pendant la combustion de la part d'ammoniac présent dans le gaz. Pour réduire les émissions, il faut un traitement du gaz amont et /ou une solution de post traitement des fumées d'échappement.

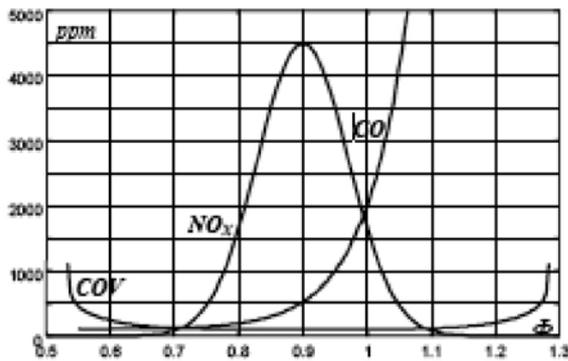
b) Le monoxyde de carbone et les COV

Le CO et plus généralement les **COV** sont émis lors de mauvaises conditions de combustions :

- Air de combustion insuffisant (cas d'un mélange riche)
- Mauvais mélange air-gaz (hétérogénéité)
- Temps de séjour des gaz de combustion insuffisant pour l'oxydation du carbone
- Refroidissement brusque du moteur qui interrompt les réactions de combustion

Les COV constitués d'hydrocarbures et de dérivés partiellement oxydés (aldéhydes) rejetés par les moteurs proviennent du coincement de la flamme dans les espaces morts de faible dimension (zone de garde du segment de feu, creux de la bougie, ...). Ils sont d'autant plus abondants que la propagation de la flamme est médiocre.

Figure 7 : Evolution de la teneur des gaz d'échappement en polluants principaux en fonction de la richesse ϕ du mélange



(Source : UCL Université Catholique de Louvain)

Ce diagramme montre l'importance du dilemme posé par le souci d'une utilisation rationnelle de l'énergie confronté à celui d'une protection efficace de l'environnement.

C'est en effet dans la zone de rendement maximum ($\phi \approx 0,9$) que le risque de pollution par les NO_x est maximum.

La meilleure combustion au plan énergétique est à la fois :

- celle dont la position dans le cycle est la mieux répartie autour du PMH (Point Mort Haut) pour les moteurs à combustion interne ;
- celle qui conduit à la meilleure propagation de la flamme ;
- celle qui assure l'absence de formation d'imbrûlés.

Ces conditions étant toutes trois favorables à la formation de NO_x .

c) Le dioxyde de soufre

Le SO_2 émis dépend largement plus du contenu en soufre du gaz en entrée moteur que des conditions de combustion.

d) Les particules

Les particules sont créées par des impuretés du gaz. Elles sont négligeables et pratiquement inexistantes dans un moteur à gaz utilisant du gaz normalement épuré et répondant aux normes des constructeurs.

e) Les méthodes de réduction des NO_x et des CO

La formation de NO_x et de CO est liée aux paramètres de combustion : température de combustion, temps de séjour, turbulence, rapport air/carburant.

Il existe deux méthodes pour réduire la formation de NO_x et de CO : les méthodes primaires, où on agit lors de la formation des polluants atmosphériques et les méthodes secondaires où on détruit les polluants.

Les méthodes primaires consistent à améliorer le processus de combustion. On va chercher à diminuer la température de combustion dans la chambre. On peut réduire l'avance à l'allumage ou à l'injection. On peut injecter un gaz d'échappement à l'admission pour ralentir la combustion, cela réduit la concentration en oxygène et la température de combustion. Les constructeurs cherchent des solutions permettant de limiter les émissions de NO_x et de CO. Jenbacher a développé un système de contrôle de mélange pauvre, LEANOX, qui assure un ratio de fonctionnement optimal en fonction des fluctuations de méthane, permettant d'avoir un régime stable de fonctionnement tout en minimisant les émissions de gaz d'échappement.

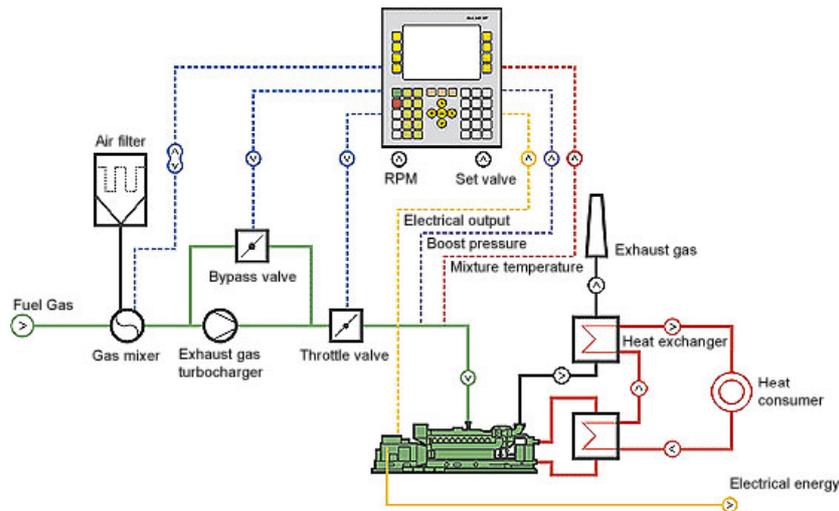


Figure 8 : Système de contrôle de combustion LEANOX de Jenbacher
 (Source : www.ge-energy.com)

L'inconvénient majeur des méthodes primaires est qu'elles affectent souvent les performances. On réduit les émissions de NOx et CO au détriment des performances. Donc si on veut garder de bonnes performances, les méthodes secondaires peuvent être de bonnes solutions.

Les méthodes secondaires consistent à traiter les fumées pour diminuer leur concentration en NOx ou en CO.

La réduction catalytique sélective (SCR) a un bon rendement de dénitrification (90 %), c'est le procédé le plus utilisé. Des réactifs N_hi (ammoniac) réagissent avec les NO dans un réacteur catalyseur pour former de l'azote et de l'eau. Ce procédé a un inconvénient : le soufre contenu dans les fumées empoisonne rapidement le catalyseur. Le procédé de réduction sélective non catalytique (SNCR) permet d'injecter de l'ammoniac directement en sortie de foyer dans le conduit des fumées, sans catalyseur. Ce procédé est attractif car il a un bon rapport coût/efficacité, mais la fenêtre de température est très étroite (850-1050°C). Le taux de dénitrification est plus faible que celui d'une SCR. Un autre procédé consiste à rebrûler les NOx : la recombustion des NOx. Un combustible secondaire est injecté dans les fumées, les interactions entre les NOx et ce combustible aboutissent à la formation d'azote (N₂). Le taux de réduction accessible de ce procédé est de 70 %. La combinaison de plusieurs de ces procédés permet d'atteindre de très bonnes performances, mais les coûts peuvent être importants.

Il existe également des systèmes qui permettent de diminuer les concentrations de CO dans les fumées. L'oxydation thermique permet d'oxyder les CO en CO₂. Le système CLAIR, basé sur cette technique, a été conçu par Jenbacher pour les moteurs à biogaz. Il s'agit d'une post-combustion des fumées. Après être chauffé à 800°C, les hydrocarbures imbrulés et le monoxyde de carbone sont oxydés pour former de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone. Comme il n'y a pas de réaction catalytique pendant le traitement thermique des fumées, cette technique est particulièrement intéressante avec l'utilisation du biogaz (avec lequel les catalyseurs ont un fonctionnement limité).

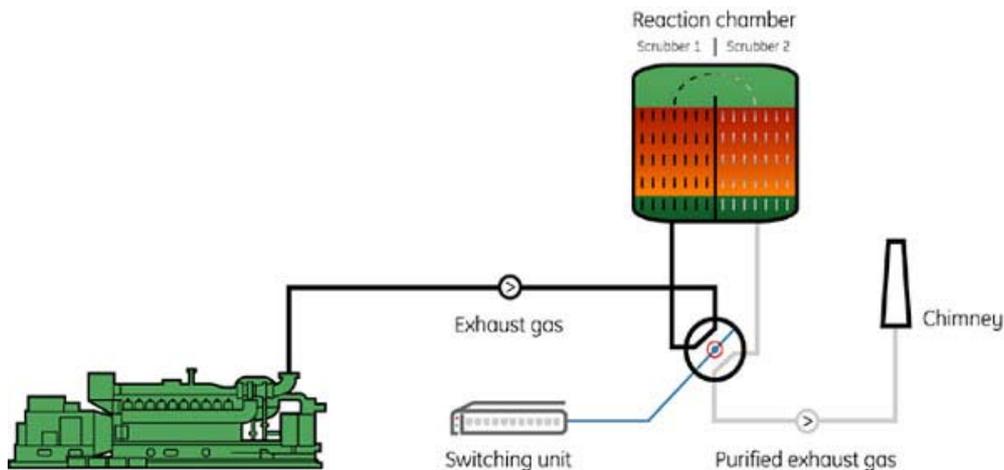


Figure 9 : Système de traitement du CO CL.AIR de Jenbacher
(source : www.ge-energy.com)

Par ailleurs, l'EPFL mène des recherches pour réduire la pollution des moteurs à biogaz à l'aide de préchambre de combustion. Cette technique permet d'accroître le taux de compression et donc le rendement, tout en étant en dessous des limites d'émissions sans pot catalytique.

1.3.5 La réglementation sur les émissions atmosphériques

a) En France

Circulaire du 10 décembre 2003 relative aux installations classées : installations de combustion utilisant du biogaz.

Tableau 12 : Valeurs d'émissions limites en mg/m³ pour différents appareils de combustion à partir de biogaz en France

(Source : Circulaire du 10 décembre 2003)

	Teneur en O ₂ sur gaz sec	VLE en mg par m ³		Poussières	COVNM	CO
		SO ₂	NOx			
Chaudière 2 à 10 MW	3 %	Pas de VLE	225	50	50	250
Turbine de 2 à 20 MWth	15 %	Pas de VLE	225	150	50	300
Moteur de 2 à 20 MWth	5 %	Pas de VLE	525	150	50	1200
Torchères de 2 à 20 MW (hors CET)	Reprise des disposition de l'article 44 de m'arrêté ministériel du 9 septembre 1997					
Torchères, chaudière, turbine ou moteur < 2 MWth	Pas de VLE (Ces installations ne présentent pas de spécificité sur le plan de la pollution atmosphérique par rapport aux installations de même taille utilisant des combustibles classiques, pour lesquelles aucune valeur limite n'est fixée)					

L'article 44 de l'arrêté du 9 septembre 1997 fixe en cas de destruction du biogaz par combustion la fréquence des mesures de poussières et de CO, ainsi que les valeurs limites à ne pas dépasser, qui doivent être compatibles avec les seuils:

- poussières < 10 mg/Nm³ ;
- CO < 150 mg/ Nm³.

b) En Allemagne

La TA-Luft fait partie de la législation allemande sur la protection de l'air (Bundesimmissionschutzgesetz, BImSchG). Elle fixe notamment les seuils d'émissions limites de

plusieurs types de valorisation énergétique du biogaz. Ces valeurs sont valables pour la combustion de plusieurs types de gaz et en particulier le biogaz issu de toutes les sources (décharge, boues urbaines et industriels, effluents agricoles, biodéchets) et le gaz naturel.

Tableau 13 : Valeurs d'émissions limites en mg/m³ pour différents appareils de combustion En Allemagne

			VLE en mg par m ³				
		Puissance	Teneur en O ₂ sur gaz sec	SOx	NOx	Poussières	CO
Chaudière		<50 MWth	3 %	350	200	5	80
Moteur	Dual fuel	< 3 MWth	5 %	-	1000	80	2000
	Gaz			-	500	80	1000
Moteur	Dual fuel	> 3 MWth	5 %	-	500	80	650
	Gaz			-	500	80	650
Turbine		<50 MWth	15 %	-	150	-	100

(Source : TA-LUFT)

(*) le soufre doit être enlevé à la source (avant l'alimentation des appareils de combustion)

Dual : moteur dual fuel, injection de moins de 10 % de fuel au gaz combustible

Gaz : moteur à gaz à allumage électrique

c) En Suisse

En Suisse, la loi sur l'air LRV SR 814.318.142.1 entrée en vigueur le 1^{er} mars 1998 fixe les limites autorisées de rejets atmosphériques. Ces limites sont valables pour la combustion du biogaz ou gaz de décharge dans des moteurs thermiques.

			VLE en mg par m ³			
Type de combustible	Type de moteur	Puissance	Teneur en O ₂ sur gaz sec	CO	Poussières	NO ₂
Biogaz et gaz de décharge	Dual fuel	> 10 kg/h	5 %	650	100	400
	Gaz	> 50 kg/h		65	100	400
Gaz naturel	Dual fuel	> 10 kg/h	5 %	650	100	80
Biogaz gaz de décharge		> 100 kWth	5 %	650	50	400
Autres combustibles		> 100 kWth		650	100	250

(Source : RECORD, Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals, 2004)

d) En Italie

En Italie, il existe des propositions ministérielles pour la combustion du biogaz :

	Teneur en O ₂ sur gaz sec	VLE en mg par m ³			CO	COVT	H ₂ S
		SO ₂	NO _x	Poussières			
Brûleurs	3 %	-	200	5	100	-	-
Turbines	15 %	-	150	-	100	-	-
Moteurs	5 %	-	250	5	300	-	-
Torchères	-	1200	350	-	100	20	10

(Source : Poulleau J., 2002)

e) Au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, il existe une réglementation sur les émissions émises par les moteurs alimentés en gaz de décharge. Les valeurs limites fixées ne sont pas fonction de la puissance installée. Ces seuils limites ont été diminués à partir de 2006, tous les moteurs installés et mis en fonctionnement depuis doivent respecter une réglementation plus contraignante.

Moteur installé	Teneur en O ₂ sur gaz sec	VLE en mg par m ³			
		NO _x	Total COVs	COVNM	CO
Entre le 01/01/98 et le 31/12/05	5 %	650	1750	150	1500
Après le 31/12/05	5 %	500	1000	75	1400

(Source : Deed C., 2004)

f) Comparaison avec les normes pour les machines aux gaz naturels et les incinérateurs

Valeurs d'émissions limites en mg/m³ pour différents appareils de combustion alimentés en **gaz naturel**. Arrêté du 15 août 2000 modifiant l'arrêté du 25 juillet 1997 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2910 (combustion) :

	Teneur en O ₂ sur gaz sec	VLE en mg par m ³			COVNM	CO
		SO ₂	NO _x	Poussières		
Chaudière < 10 MW	3 %	35	150	5		
Chaudière = 10 MW	3 %	35	100	5		
Turbines de 2 à 20 MW	15 %	12	150	15		100
Moteurs de 2 à 20 MW	5 %	30	350 (700 pour dual fuel)	50	150	650

Valeurs limites d'émissions atmosphériques pour l'**incinération** Directive n° 2000/76/CE du Parlement européen et du Conseil du 4 décembre 2000 sur l'incinération des déchets :

	Teneur en O ₂ sur gaz sec	SO ₂	NOx	Poussières
VLE en mg par m ³	11 %	50	200	10

Les valeurs limites d'émissions sont beaucoup plus exigeantes pour les incinérateurs que pour les installations biogaz. Mais il faut prendre en compte la teneur en O₂ qui est différente. Les deux valeurs ne sont pas comparables sous cette forme. Si on convertit la VLE de l'incinération à 5 % d'O₂ sur gaz sec, pour les NOx, on obtient 320 mg/m³ au lieu de 200mg/m³ à 11 % d'O₂. De plus, si on rapporte ces valeurs au kWh produit, la valeur limite d'émission est de 1152 mg/kWh_{PCI} pour l'incinération de déchets ménagers, et de 840mg/kWh_{PCI} pour les moteurs biogaz.

Code de calcul :

Pour le biogaz :

Norme : 525mg/m³ (de fumée) de NOx à 5 % d'O₂

PCI du CH₄ ≈ 10 kWh/m³

Production de fumée : 16m³/m³CH₄ ≈ 1,6m³/kWh_{PCI}

Valeur limite d'émission de NOx : 525 x 1,6 = **840 mg / kWh_{PCI}**

Pour l'incinération de déchet :

Norme : 200mg/m³ de NOx à 11 % d'O₂

Pour calculer la concentration d'émission au pourcentage standard de la concentration d'oxygène, la directive du 4 décembre 2000 sur l'incinération des déchets donne la formule suivante :

$$E_S = (21 - O_S) / (21 - O_M) \times E_M$$

Avec E_S = concentration d'émission calculée au pourcentage standard de la concentration d'oxygène

E_M = concentration d'émission mesurée

O_S = concentration d'oxygène standard

O_M = concentration d'oxygène mesurée

On peut appliquer cette formule de la façon suivante pour connaître la concentration d'émission à 5 % d'O₂ :

$$E_S = (21 - 5) / (21 - 11) \times 200 = \mathbf{320 \text{ mg/m}^3 \text{ de NOx à 5 \% d'O}_2}$$

PCI des déchets : 2200kWh/T de déchet

Production de fumée : 8000 m³/T de déchet ≈ 3,6 m³/kWh_{PCI}

Valeur limite d'émission de NOx : 320 x 3,6 = **1152 mg / kWh_{PCI}**

1.4 Le raccordement au réseau électrique

1.4.1 Textes réglementaires associés à la production d'électricité

D'après la **circulaire du 10 décembre 2003** relative aux Installations classées : installations de combustion utilisant du biogaz, ces installations entrent dans la catégorie 2910B de la nomenclature des installations classées, elles font ainsi l'objet d'une demande d'autorisation d'exploiter. Cette circulaire prescrit également les valeurs limites d'émissions (voir paragraphe précédent).

L' **"arrêté du 2 octobre 2001** fixant les limites dans lesquelles certaines installations utilisant, à titre principal, certaines énergies renouvelables ou des déchets peuvent utiliser une fraction d'énergie non renouvelable détermine la fraction d'énergie non renouvelable qui peut être utilisée sur les installations mixte (dual fuel). Ainsi, il ne faut pas que la fraction d'énergie non renouvelable dépasse 20% de la quantité d'énergie électrique qu'elle produit (en moyenne annuelle)

L' **"arrêté du 10 juillet 2006** fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz" précise les informations que doit contenir le contrat d'achat et définit les tarifs d'achat de l'électricité.

1.4.2 La procédure de raccordement

La demande de raccordement au réseau électrique est nécessaire pour toute nouvelle installation de production d'électricité.

Elle s'effectue auprès d'un des gestionnaires de réseau public (RTE EDF Transport, EDF Réseau de distribution ou une entreprise locale de distribution) en fonction du domaine de tension de référence fixé par les textes réglementaires sur le raccordement des installations de production.

La vente d'électricité passe par l'établissement de trois documents :

- Une **convention de raccordement**, instruit par l'ARD (Accès au réseau de distribution) ;
- Un **certificat d'obligation d'achat**, instruit par la DRIRE ;
- Un **contrat de vente**, instruit par l'agence locale Administration des Obligations d'Achat (AOA) d'EDF.

La démarche commence en demandant au gestionnaire du réseau une **étude de faisabilité** afin de déterminer le schéma de raccordement pour établir si le raccordement de l'installation au réseau public est une solution technique et financière raisonnable. Le rendu de cette étude est non contractuel et ne donne pas de coûts de raccordement.

Quand le permis de construire est déposé, le gestionnaire du réseau électrique peut réaliser une étude détaillée de raccordement. À la demande du producteur, le gestionnaire du réseau envoie, dans un délai de trois mois, une **proposition technique et financière** (PTF), qui va donner les conditions techniques et financières du raccordement de l'installation au réseau public. Les coûts seront donnés à +/- x%.

Une fois la PTF acceptée par le producteur, le gestionnaire de réseau établit une **convention de raccordement** qui fixe notamment le délai et le coût du raccordement de l'installation au réseau (coûts fermes). Les coûts de raccordement d'une installation de production au réseau public sont à la charge du producteur. Les coûts de renforcement du réseau rendus nécessaires par l'arrivée de la nouvelle installation ne peuvent, du fait de leur prise en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics, être mis à la charge du producteur.

Le **certificat d'obligation d'achat** est un document qui va certifier que l'électricité produite provient d'énergies renouvelables et qu'elle bénéficie de l'obligation d'achat par EDF ou l'entreprise publique établie sur le territoire où l'installation fonctionnera. La personne demandant à bénéficier d'un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat doit adresser un dossier à la DRIRE qui doit comprendre différents éléments dont : les coordonnées du demandeur, les caractéristiques principales de l'installation (puissances, rendements, ...).

Le **contrat de vente** est un contrat qui lie le producteur d'électricité et l'organisme acheteur de l'électricité produite. Pour établir ce contrat, le producteur doit fournir des informations telles que les caractéristiques de l'installation, le dispositif de comptage...

1.4.3 La détermination des coûts de raccordement

Il est difficile de connaître le coût de raccordement électrique avant d'avoir les résultats de la PTF réalisée par le gestionnaire du réseau. En effet, beaucoup de paramètres influencent le coût de raccordement. Il dépend notamment de la puissance installée, qui implique un raccordement en 400V (si $P < 250\text{kVA}$) ou en 20 000V (si $P > 250\text{kVA}$). Il dépend aussi de la capacité d'accueil du poste source, à savoir s'il faut un renforcement du poste source. Et enfin, la longueur de câble électrique à installer peut avoir un coût important, le prix du mètre linéaire de câble HTA (20 000V) est d'environ 300€.

1.5 Les grands principes thermodynamiques

1.5.1 Les grands principes

a) Premier principe de la thermodynamique

« L'énergie interne d'un système isolé est constante ».

L'énergie interne est une grandeur d'état et ne dépend que de la température du gaz.

Le premier principe considère toutes les transformations comme également possibles : il ne tient pas compte du caractère irréversible d'une transformation et ne se prononce pas sur la notion d'irréversibilité des transformations spontanées.

Il exclut le mouvement perpétuel de première espèce, c'est-à-dire qu'on ne peut indéfiniment fournir de l'énergie sous une certaine forme sans en consommer ailleurs sous une autre forme.

Notion d'enthalpie :

Lorsque la chaleur est fournie à pression constante, il en résulte une augmentation de l'énergie interne par suite de la dilation du gaz et un travail contre la pression extérieure. L'enthalpie est définie comme la somme de cette énergie interne et de ce travail.

b) Le deuxième principe de la thermodynamique

Le deuxième principe introduit une nouvelle fonction d'état dite entropie S qui décrit le comportement des systèmes par la maximalisation de leur entropie à l'équilibre.

Le deuxième principe définit le sens privilégié suivant lequel les transformations peuvent se dérouler et préciser les conditions d'équilibre du système. C'est un postulat basé sur des observations expérimentales.

Il exclut la possibilité du mouvement perpétuel de seconde espèce c'est-à-dire le fait de produire indéfiniment du travail par un moteur thermique qui absorberait de la chaleur d'une source.

Notion d'entropie :

L'entropie permet de mesurer la capacité de travail de la chaleur. C'est une grandeur caractéristique d'un état tout comme la pression ou l'enthalpie. L'entropie a une valeur bien précise pour chacun de ses états.

1.5.2 Cycle thermodynamique et machines thermiques

On parle de cycle lorsque l'état d'un gaz varie de telle façon que ses coordonnées décrivent une courbe fermée dans le diagramme PV, autrement dit lorsqu'en lui fournissant une certaine quantité de travail il revient à son état initial. Une partie de la chaleur est alors convertie en travail mécanique. On définit alors un rendement théorique associé aux cycles de référence qui s'exprime comme le rapport entre le travail gagné et la chaleur fournie.

On définit ainsi deux types de machines thermiques :

- **Les machines thermodynamiques qui transforment de la chaleur en travail (ex : les moteurs,...).**
- Les machines dynamothermiques qui transfèrent de la chaleur (ex : les machines frigorifiques, les pompes à chaleurs).

Les cycles théoriques sont présentés et décrits par les transformations élémentaires thermodynamiques décrites pour la plupart dans la deuxième moitié du XIX^{ème}.

1.6 Les moteurs à combustion interne

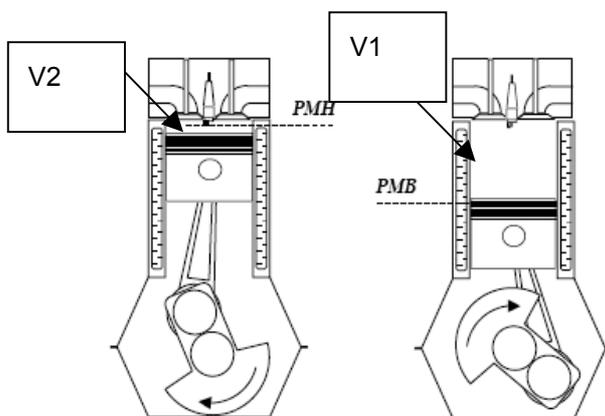
1.6.1 Principe général

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

a) Point mort haut et point mort bas

Les positions extrêmes que peut atteindre le piston sont le point mort bas *PMB* et le point mort haut *PMH*.

Figure 10 : Schéma de définition du Point mort haut et Point mort bas d'un moteur



Source : UCL (Université Catholique de Louvain)

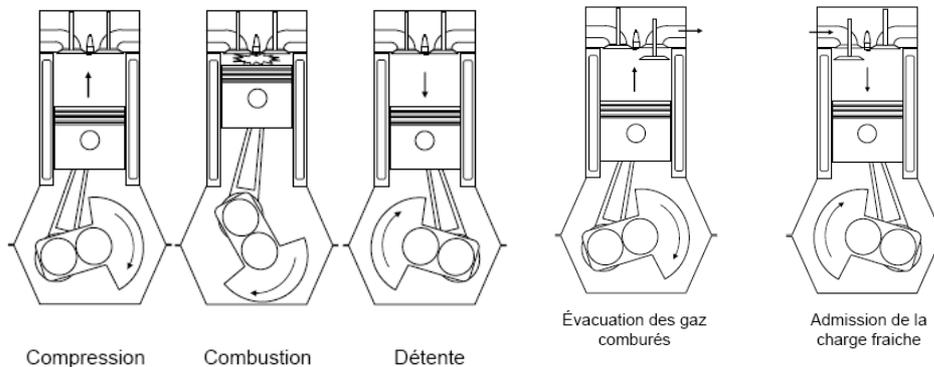
b) Taux de compression ou rapport volumétrique

La technologie du moteur impose les volumes minimum V_2 et maximum V_1 . $\tau = V_1/V_2$ est le rapport volumétrique de compression appelé par abus de langage taux de compression.

Plus le taux de compression du moteur est élevé, plus celui-ci est performant (en terme de rendement). Toutefois, le phénomène de cliquetis ou auto-allumage du carburant (vu ci-après) limite le taux de compression, et sa manifestation peut fortement endommager les différents éléments du moteur et se trouve fortement liée aux propriétés physiques du gaz (voir plus loin).

c) Les phases fonctionnelles

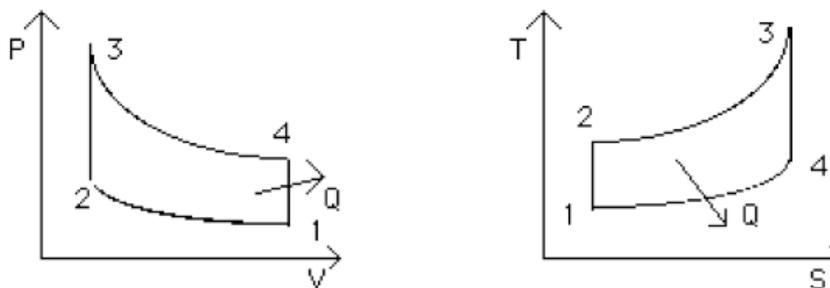
Figure 11 : Phase motrice (compression, combustion, détente) et phase de respiration (admission, évacuation)



Source : UCL

d) Cycle otto

Figure 12 : Cycles thermodynamiques théoriques OTTO



C'est le cycle théorique des moteurs à allumage commandé. Il s'agit de moteur à combustion interne où l'air est renouvelé à chaque cycle.

Ce modèle comporte une compression adiabatique 1-2, suivie d'un réchauffement isochore 2-3 puis d'une détente adiabatique 3-4, le retour à l'état initial ayant lieu par un refroidissement isochore 4-1.

La combustion du gaz provoque l'augmentation de température du système. Le seul échange de chaleur Q a lieu avec l'atmosphère.

e) Cycle diesel

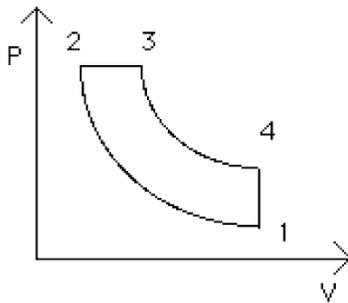
Dans le moteur essence, le mélange gazeux s'enflamme sous l'effet d'une étincelle, au contraire dans **les moteurs diesels**, le carburant est injecté sous pression en fin de compression, la combustion est spontanée, progressive et à pression constante.

Le rapport volumétrique de compression est beaucoup plus élevé que dans le moteur à allumage commandé.

Il permet d'atteindre les températures d'inflammation spontanée de carburants comme le gazole ou l'huile.

Le carburant est injecté progressivement de telle façon que la combustion soit isobare.

Figure 13 : Cycle diesel Théorique

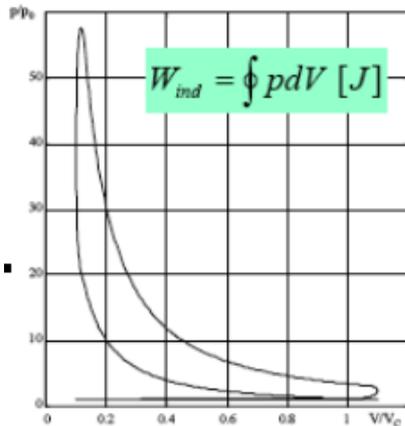


La compression 1-2 et la détente 3-4 sont isentropiques

L'allumage par injection de carburant liquide est utilisé dans le cas des moteurs dual-fuel alimenté au biogaz.

f) Des cycles modèles aux cycles réels

Figure 14 : Cycle réel d'un moteur à gaz



Les cycles réels ne présentent pas de points anguleux, mais **des arrondis** qui manifestent **l'étalement dans le temps des phénomènes observés**. La combustion n'a pas lieu strictement au PMH : elle déborde sur la compression et la détente lorsque l'on **optimise le fonctionnement du moteur en anticipant l'allumage**. **L'avance à l'allumage permet en effet d'augmenter les pressions de combustion et donc la température et le rendement.**

Les phénomènes de respiration eux aussi introduisent un arrondi au PMB.

Source : UCL

1.6.2 Les paramètres de réglage et optimisation des moteurs

L'optimisation thermodynamique du cycle dépend de façon complexe et interdépendante du choix des paramètres, le rendement étant d'autant plus élevé qu'on est proche de la limite constituée par le cliquetis.

a) Les paramètres majeurs de réglage

- La richesse du mélange : Phi
- Le taux de compression : tau

Tableau 14 : Comparaison du rendement du taux de compression et de la richesse du mélange entre un moteur à allumage commandé et spontané

	tau	phi	Rendement indiqué
Allumage commandé	9	1	0,456
	10	1	0,471
	10	0,6	0,505
	11	0,6	0,519
Allumage spontané	17	0,6	0,578
	17	0,5	0,588
	17	0,4	0,599

Source : UCL

La détermination des données de réglage doit prendre en compte :

- Pour les moteurs à allumage commandé de la possibilité d'un auto-allumage pour des rapports de compressions trop élevés (supérieurs à 12), des problèmes de propagation de flamme pour des richesses trop faibles (inférieure à 0,5).
- Pour les moteurs à allumage spontané ou injection, le taux de compression doit être supérieur à 14 pour assurer une ignition rapide du carburant et inférieur à 20 afin de limiter les problèmes de confinement et de coincement de la combustion. La richesse est limitée supérieurement à 0.6 pour une bonne propagation de la combustion.

D'une manière générale, il est à noter l'effet favorable sur le rendement de la combustion à faible richesse.

b) Contrôle de la puissance et rendement

Le contrôle de la puissance consiste à maîtriser la quantité de carburant fourni par cycle au moteur. Cette quantité conditionne la valeur de la pression moyenne effective (PME ou charge thermique du moteur) dont les paramètres de contrôle sont le coefficient de remplissage r et la richesse ϕ .

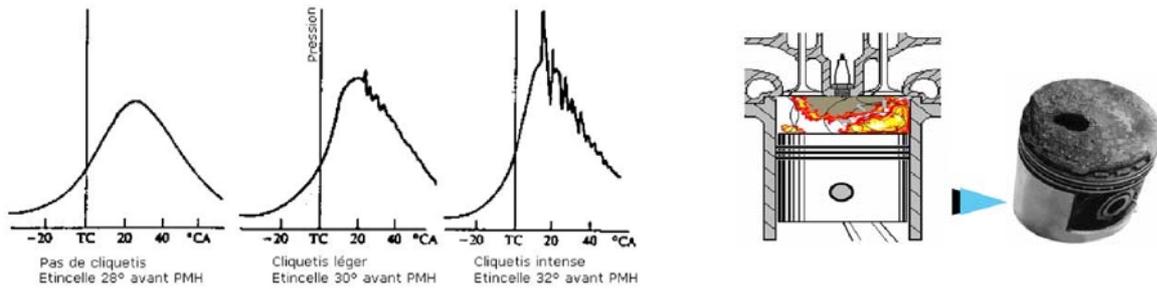
Calage de l'allumage : Les pressions de combustion augmentent quand le calage de l'allumage est avancé. Il s'agit alors d'une pratique pour optimiser le rendement.

La suralimentation : Elle a pour effets indirects une diminution des pertes pariétales, des imbrûlés et une augmentation du rendement. Elle peut être réalisée par un turbo-compresseur.

c) Le phénomène de détonation ou cliquetis

Après l'allumage par l'étincelle, **le front de flamme se déplace comprimant les gaz frais contre les parois**. Certaines zones de la chambre atteignent des pressions et des températures très élevées et sont donc susceptibles d'être **des sites d'auto-allumage**. Ce phénomène de **cliquetis ou détonation** est destructeur, surtout à haut régime moteur, et doit être évité par la conception du moteur (limitation du taux de compression et de l'avance à l'allumage) et par le choix d'un carburant ayant un indice d'octane ou de méthane suffisant.

Figure 15 : Représentation du phénomène de cliquetis ou détonation



Source : ENSEEIHT

Certains de ces sites s'allument effectivement provoquant une brusque augmentation de pression qui entraînent des ondes de pressions très vives de l'ordre de 5 à 10kHz.

Les phénomènes sur lesquels l'évitement du cliquetis est basé sont :

- **Le temps de propagation normale de la flamme (qui doit être réduit).**
- **Le délai d'auto-ignition du mélange frais (qui doit être augmenté).**

Ces deux phénomènes sont couplés et il est difficile de jouer sur l'un sans affecter l'autre : c'est cette compétition entre les deux phénomènes qu'intègre l'indice de méthane.

En première approche, le rapport CH_4 sur CO_2 est une mesure de la résistance au cliquetis et la vitesse de propagation du biogaz dans les moteurs. Par exemple, un gaz de composition (65 % CH_4 et 35 % CO_2) a un indice de méthane moindre (135), donc résiste moins bien aux cliquetis qu'un gaz composé de 50 % de CH_4 et 50 % de CO_2 , qui présente un indice de méthane de 150.

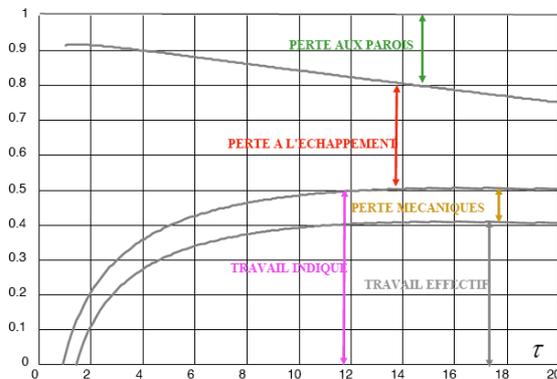
Les facteurs intervenants sur les phénomènes cités ci-dessus sont :

- Pour la vitesse de propagation normale de flamme : la forme et les dimensions de la chambre de combustion, la richesse du mélange qui donne lieu à une vitesse d'autant plus élevée que le rapport air-carburant est proche de la stoechiométrie.
- Pour le délai d'auto-ignition : l'ensemble des paramètres suivants (**taux de compression, pression et température d'admission, richesse du mélange et angle d'allumage**) sont déterminants des conditions d'ignition et de combustion. La nature du carburant est également un facteur primordial surtout concernant **son indice méthane qui reflète sa capacité de résistance au cliquetis.**

d) Répartition des pertes

Figure 16 : Répartition des pertes et évolution du rendement en fonction du taux de compression

(Source : UCL)



Les pertes pariétales sont les pertes de rendement liées à l'écart considérable existant entre la température des produits de combustion et celles des parois durant la phase de détente. L'échange thermique résultant de cet écart diminue la part de chaleur transformable en travail.

Ce graphique nous montre les domaines d'optimisation du rendement par rapport à un rendement théorique fonction du taux de compression. Par exemple, la recherche sur les matériaux a permis ces 15 dernières années de passer d'un rendement de 36 % à 40 % sur un moteur CAT de 1000 kW (retour d'entretien avec ENERIA).

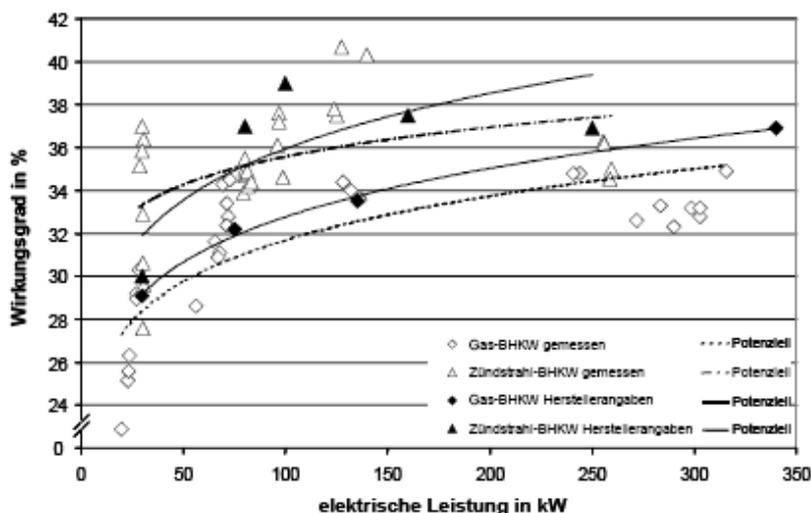
1.6.3 Comparaison moteur dual-fuel-moteur à gaz

L' "arrêté du 2 octobre 2001 détermine la fraction d'énergie non renouvelable qui peut être utilisée sur les installations mixte (dual fuel). Ainsi, il ne faut pas que la fraction d'énergie non renouvelable dépasse 20 % de la quantité d'énergie électrique qu'elle produit (en moyenne annuelle).

Le domaine de comparaison est valable pour le biogaz sur une gamme de puissance inférieure à 300 kW. Les données présentées ci-dessous sont issues de la référence bibliographique (*bayerisches Landesamt für Umwelt, 2006*) qui traite spécifiquement du retour d'expériences sur les installations de la valorisation électrique de biogaz agricole en Bavière.

a) Rendement-performance

Figure 17 : Comparaison de différentes mesures de rendement réalisées sur site (différents types de moteur) en fonction de la puissance



Wirkungsgrad : rendement Leistung : Puissance GAS BHKW : unité de cogénération avec moteur à gaz Zündstrahl BHKW : unité de cogénération avec moteur dual fuel.

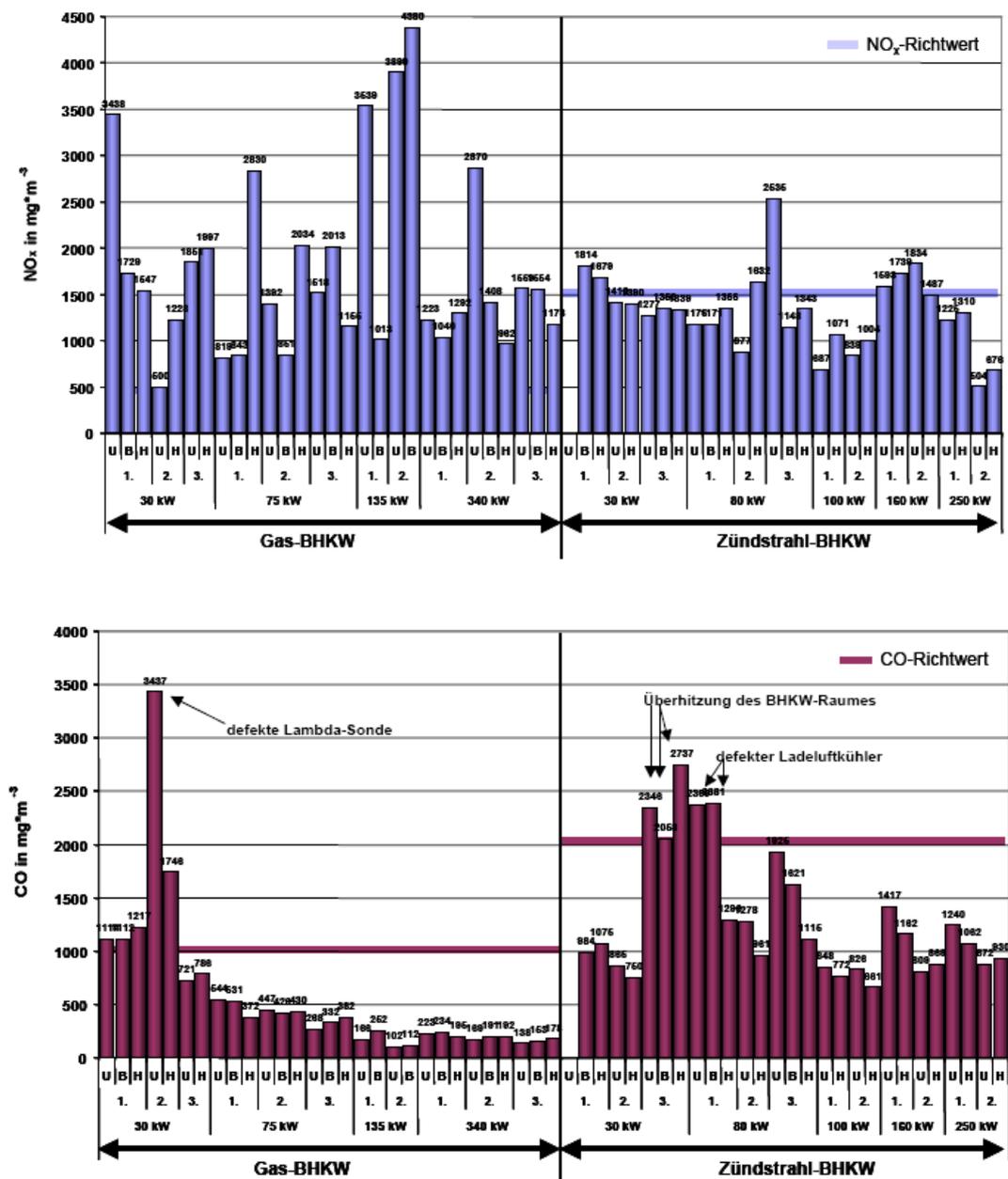
Gemessen : mesuré Herstellerangaben : données constructeurs

Pour des puissances inférieures à 150 kW, le rendement mesuré s'avère réellement plus élevé pour les moteurs à injection que les moteurs à gaz : rendement majoritairement supérieur à 34 % dans un cas et entre 32 et 34 % dans le cas des moteurs à gaz.

b) Emissions

Les émissions de NOx dans le cas des unités de cogénération équipées d'un moteur à gaz sont problématiques car elles dépassent régulièrement la valeur limite ce qui s'avère ponctuel dans le cas des unités dual-fuel. Pour les émissions en CO, elles sont généralement plus élevées pour les moteurs dual-fuel tout en respectant la valeur limite.

Figure 18 : Mesures comparatives d'émissions NOx et CO sur différents sites de biogaz agricole en ALLEMAGNE



1.7 Les turbines à gaz

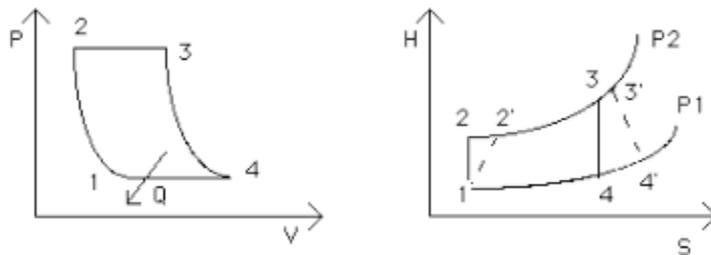
1.7.1 Principe général

Une turbine à gaz comporte un étage de compression de l'air comburant (étage compresseur), et un étage de détente des gaz de combustion appelé turbine. C'est la détente des gaz qui fournit l'énergie cinétique qui actionne la turbine et produit l'énergie mécanique. La combustion gaz + air s'effectue soit en entrée de turbine, soit dans une chambre de combustion externe au corps même de la turbine.

Les turbines à gaz offrent des rendements généralement compétitifs avec ceux des turbines à vapeur. Les constructeurs de turbines ont développé, depuis plusieurs années, des matériels plus performants qui n'ont pas à utiliser les gaz d'échappement à haute température. Un meilleur contrôle de la précision dans la fabrication des aubes de compresseurs et turbines permet d'augmenter le rendement.

a) Cycle théorique

Figure 19: Cycle thermodynamique théorique de Brayton ou de Joule



Le cycle de Brayton se compose de 4 processus réversibles :

- 1-2 Compression adiabatique dans la conduite d'aspiration et le compresseur
- 2-3 Combustion à pression constante, p_2
- 3-4 Détente adiabatique dans la turbine et dans l'échappement
- 4-1 Refroidissement à pression constante, p_1

b) Cycle réel

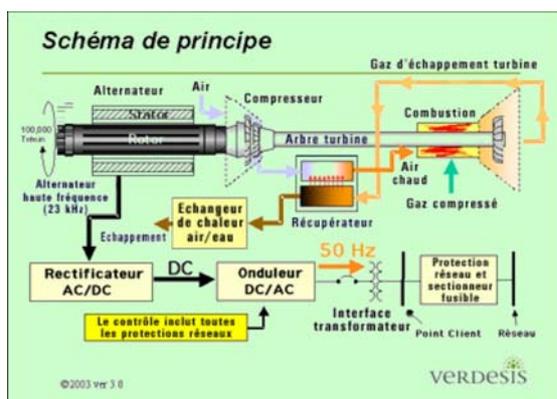


Figure 20: Schéma de principe d'une turbine à gaz

Le cycle réel n'étant pas réversible, la compression et la détente ne sont plus isentropiques et le cycle devient 12'3'4' (voir schéma ci-après).

Les micro-turbines et les turbines à gaz fonctionnent avec ce cycle thermodynamique. Les turbines à gaz sont constituées d'un compresseur, d'une chambre de combustion et d'une turbine.

Dans le cycle de Brayton l'air de l'atmosphère est comprimé, chauffé à la pression constante puis

détendu dans une turbine. La puissance produite par la turbine et consommée par le compresseur est proportionnelle à la température absolue du gaz qui passe à l'intérieur de ces dispositifs. Une valeur élevée de la température de l'air et de la différence de pression se traduit par une valeur élevée du rendement et de la puissance produite. La puissance produite par la turbine qui n'est pas consommée par le compresseur est utilisée pour produire de l'électricité à l'aide du générateur.

c) Améliorations et optimisation

Le rendement des TAG peut être largement amélioré avec des procédés complémentaires comme les STIG (Steam Injected Gas turbine) et HAT (Humid Air Turbine). Les STIG consistent à réinjecter de la vapeur dans la turbine à gaz, la vapeur étant produite à partir des fumées d'échappement. La vapeur est injectée généralement au niveau de la zone de combustion, ou directement dans l'étage turbine. L'enthalpie des gaz de combustion est fortement augmentée, et le rendement peut atteindre 50 % pour les grandes puissances. Cette technologie offre une grande souplesse d'adaptation à la demande en vapeur sur le site de production : lorsque la demande en vapeur diminue, la vapeur est injectée dans la turbine. Lorsqu'elle augmente, la turbine fonctionne en TAG simple sans injection de vapeur. Le rapport E/C est donc parfaitement modulable en fonction de la demande en énergie sur le site de production.

Un autre intérêt est la diminution de la teneur en NOx, qui serait de 80 %, due à la diminution des niveaux de température atteints lorsque la vapeur est injectée au niveau du brûleur.

La variante « ISTIG » (Intercooler STIG) consiste à récupérer la chaleur du compresseur, ce qui permet d'augmenter les puissances électrique et thermique. L'ISTIG peut doubler la puissance d'une TAG au-delà de 50 % de rendement. Le problème est le coût de l'eau déminéralisée consommée par le système et relarguée dans l'atmosphère. Cependant, il est possible de récupérer totalement l'eau, avec un investissement modeste mais au prix d'un moindre rendement thermique.

1.7.2 Applications

Les turbines à biogaz sont soit :

- Des turbines à gaz > 1 MWe.
- Des micro-turbines : modules de 30kWe à 250 kWe.

Les turbines à gaz sont issues de l'adaptation de turbines standards sur gaz pauvres.

Les principaux constructeurs possèdent une gamme pouvant fonctionner au biogaz :

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

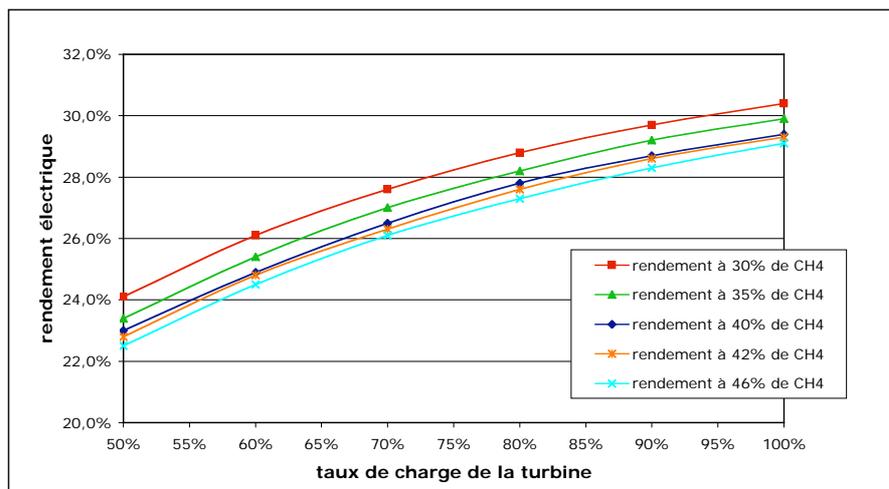


Turbine à gaz - S TEP
Achères (78)

Tableau 15 : Comparaison des conditions de fonctionnement d'une turbine et d'une microturbine

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

Figure 21 : Rendement d'une turbine Centrax en fonction de la charge à différents taux de CH₄



Source : Graphique Solagro d'après des données fournies par Centrax



Micro-turbines CET de Thieulloy l'Abbaye (80)

Les rendements des turbines peuvent être améliorés par la réalisation d'un cycle combiné (turbine à gaz + turbine à vapeur). Ceci est valable pour les sites de taille importante (4 MWe).

1.7.3 Comparaison turbine à gaz-moteurs

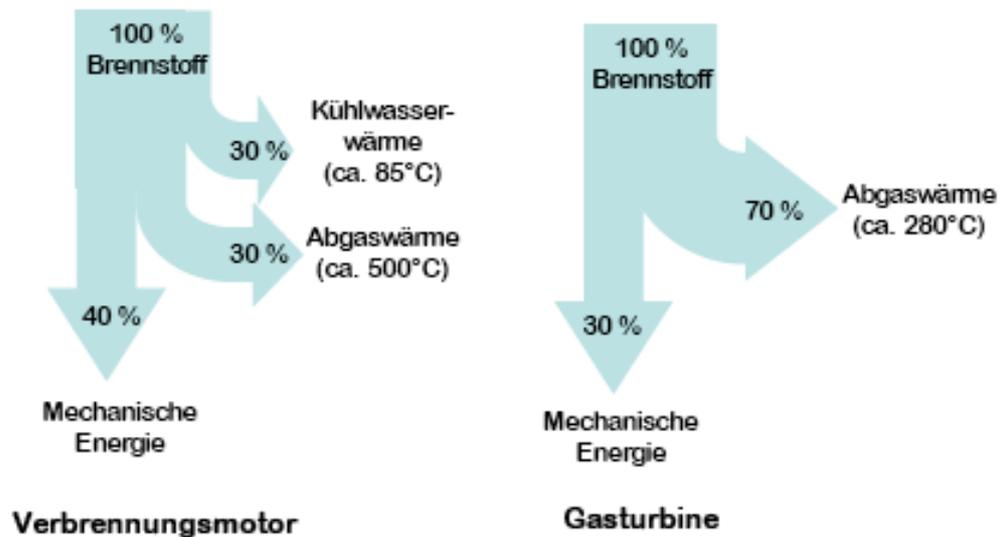
Les turbines présentent les avantages suivants par rapport aux moteurs à gaz :

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

En revanche, les turbines nécessitent une étape de compression avec purge des condensats. Les coûts d'investissements sont plus élevés que pour des moteurs.

a) Rendement et température de fonctionnement

Figure 22 : Rendement et température de fonctionnement d'un moteur et d'une turbine



Brennstoff : combustible.

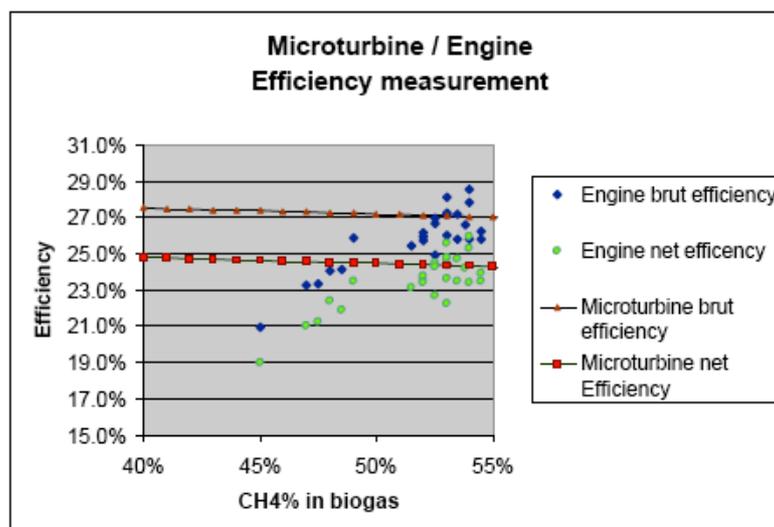
Abgaswärme : chaleur sur gaz d'échappement.

KühlwasserWärme : chaleur sur circuit de refroidissement.

Source : Schmellekamp Y, 2004

Si on a un besoin de vapeur, les turbines à gaz peuvent s'avérer plus intéressantes que les moteurs. Le niveau de température des gaz d'échappement offre la possibilité d'un couplage vapeur (voir cycles couplés).

Figure 23 : Comparaison du rendement moteur et micro-turbine en fonction de la teneur en méthane



(Source : Verdesis, 2002)

D'après le retour d'expérience sur un site CET en Italie, dans la même gamme de puissance, les turbines à gaz semblent être moins sensibles que les moteurs aux variations de la composition du

biogaz entrant. Le rendement de la turbine reste quasiment linéaire autour de 25 %, tandis que celui du moteur fluctue entre 19 % et 26 % pour une teneur en méthane variant de 40 à 50 %.

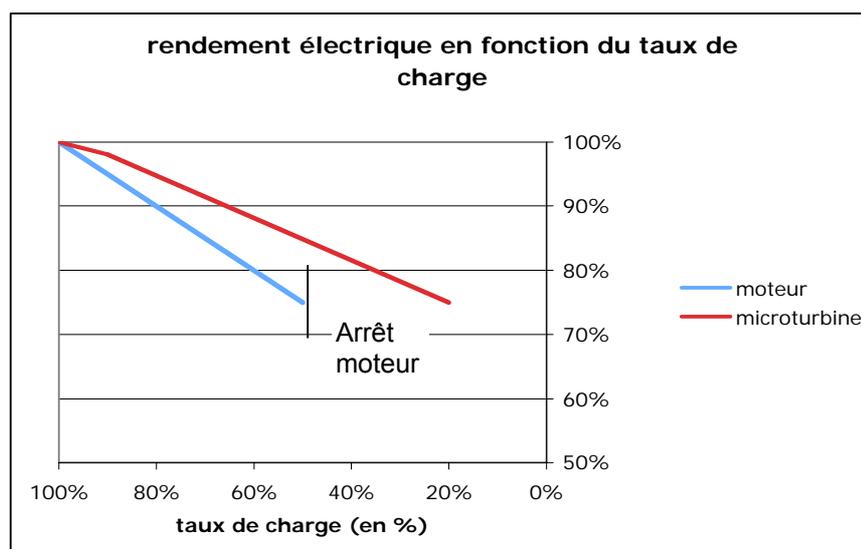
Ce graphique permet d'illustrer l'impact de la diminution du taux de méthane sur le rendement des machines, qui on le peut le constater est significatif dans le cas du moteur.

Cependant, il ne faut pas comparer les rendements des deux technologies en tant que tel. Sinon on pourrait croire que le rendement d'une microturbine est meilleur que celui d'un moteur à gaz. Dans ce cas précis, il s'agit d'un moteur de 250 kW qui fonctionne qu'à 64 % de sa charge nominale. Le rendement est donc de ce fait dégradé. La microturbine a une puissance électrique de 30 kW, elle fonctionne à sa charge nominale, son rendement correspond donc à son rendement nominal. Mais, ce graphique laisse penser que, sur un site où un moteur n'a pas un fonctionnement optimal, il serait intéressant d'installer une microturbine.

Le graphique ci-dessous présente la diminution du rendement électrique nominal avec la diminution du taux de charge nominal des moteurs et des microturbines.

On peut constater que le rendement descend à 75 % du rendement nominal quand le taux de charge est de 50 % pour les moteurs, alors que pour les microturbines il atteint cette valeur quand le taux de charge est de 20 %. Il faut également noter, que si le taux de charge est inférieur à 50 % on arrête les moteurs pour ne pas les endommager.

Figure 24 : Comparaison du rendement électrique d'une microturbine et d'un moteur en fonction du taux de charge



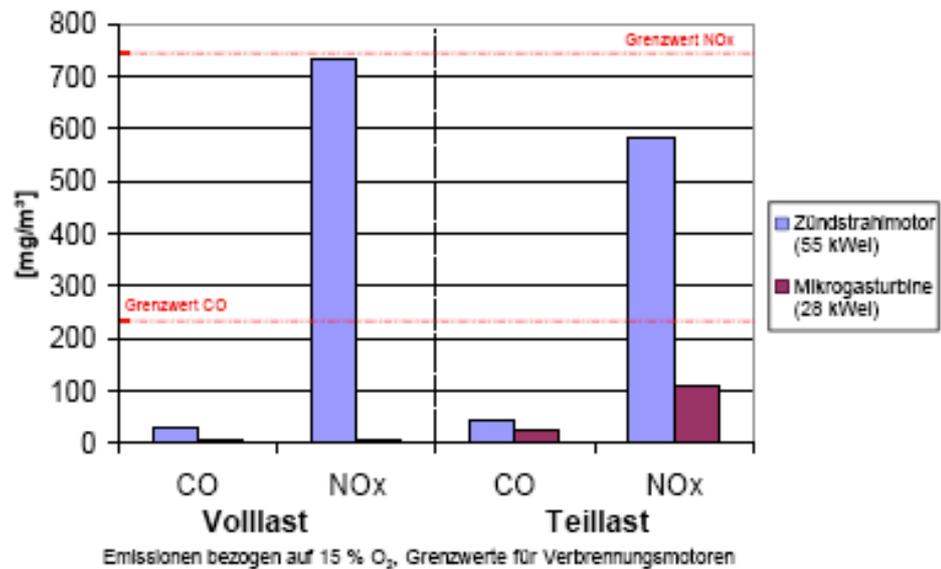
(Source : d'après Verdesis)

b) Emissions

Figure 25 : Comparaison des émissions entre un moteur dual-fuel et une microturbine pour une pleine charge et une charge partielle

Source : Schmeltekamp Y, 2004

Les émissions en CO et NOx sont bien moins élevées dans le cas de la microturbine que du moteur à injection.



Vollast : pleine charge ; Teillast : charge partielle

D'après cette étude, les émissions en CO et en NOx d'une microturbine sont environ dix fois plus faibles que celle d'un moteur dual fuel.

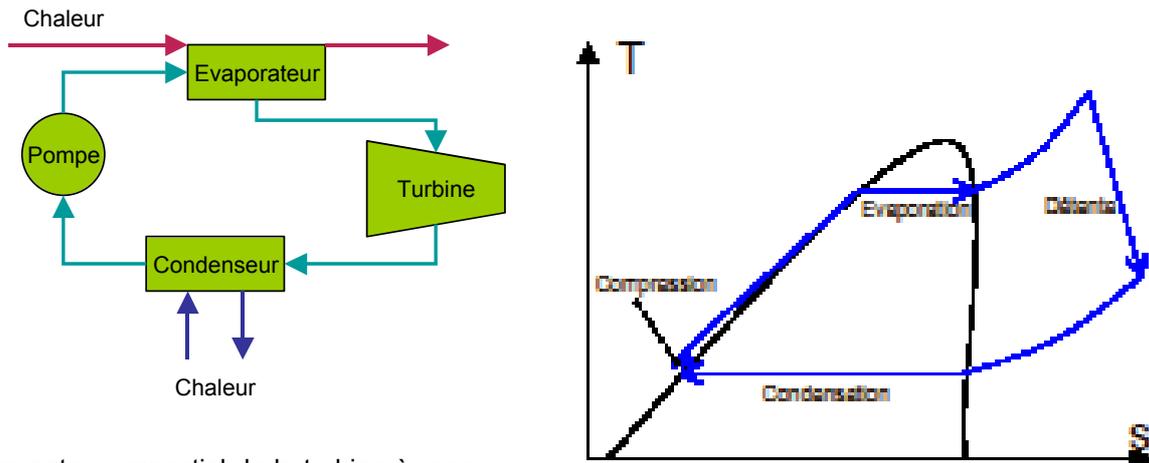
1.8 Les cycles de Rankine

1.8.1 La turbine à vapeur

a) Principe général

La production d'électricité peut être produite par une turbine à vapeur branchée sur une chaudière vapeur alimentée au biogaz.

Figure 26: Schémas de principe de la turbine à vapeur



L'avantage essentiel de la turbine à vapeur est que la chaudière qui l'alimente peut brûler toutes sortes de combustibles (fioul, gaz naturel, déchets, biogaz..).

Les équipements sont complexes, chers, mais connus et construits depuis de nombreuses décennies, ils sont en général très fiables et durables.

- Turbine à contrepression

Il s'agit d'une turbine dont l'échappement se fait dans un réseau de vapeur dont la pression est supérieure à la pression atmosphérique (la vapeur reste en phase gazeuse). On utilise cette technologie souvent pour détendre de la vapeur HP en MP (15 bars) ou BP (4 bars). Il est préférable d'avoir une pression de sortie la plus basse possible pour avoir le meilleur rendement possible. Ce type de turbine est utilisé lorsqu'on a besoin de vapeur en aval, pour un process ou un réseau de chauffage par exemple (la pression de sortie dépendra de l'utilisation).

L'inconvénient de cette turbine est le faible rendement électrique du cycle théorique, plus la pression de sortie est élevée plus le rendement est faible (par exemple, avec une pression de sortie de 3 bars, le rendement électrique global sera au mieux de 15-18 % selon la pression d'entrée.) En revanche, le niveau d'investissement est inférieur à celui d'une turbine à condensation.

- Turbines à condensation

Dans une turbine à condensation, la pression de sortie de la vapeur peut descendre jusqu'à 40 mbars environ, ce qui fait apparaître des condensats dans la turbine. Le rendement électrique global est meilleur que celui de la turbine à contrepression, puisqu'il peut atteindre 25 à 30 %. Le problème, c'est que la température de sortie est basse (30°C à 40mbars, 46°C à 100mbars, 80°C à 500mbars...). Pour pouvoir récupérer l'énergie thermique résiduelle, il faut donc disposer d'une source froide (chauffage basse température, préchauffage d'ECS, préchauffage d'eau pour vapeur de process...) Sinon, le rendement énergétique global de l'installation est mauvais. L'utilisation type d'une telle turbine simple est une centrale de production d'électricité sans valorisation de chaleur, ou avec une valorisation marginale.

b) Les facteurs de performance électrique :

La production d'électricité dépend principalement :

- du débit de vapeur turbiné ;
- de la pression de la vapeur à la sortie de la turbine ;
- des caractéristiques, pression et température de la vapeur à l'entrée ;
- du rendement isentropique de la turbine.

- Pression et température de la vapeur à l'admission :

Dans les centrales d'usines ou de chauffages urbains, les pressions courantes sont comprises entre 25 et 80 bars et les surchauffes entre 280 et 500°C.

- Rendement isentropique de la turbine :

Les rendements isentropiques des turbines varient de 85 % pour les machines perfectionnées à grand nombre d'étages, à 55 % pour les machines simples et peu coûteuses.

Pour les 2 derniers facteurs, plus ils sont élevés et plus on obtient d'électricité par tonne de vapeur, mais les investissements augmentent rapidement, les équipements deviennent plus complexes.

c) Les améliorations

- Surchauffe

Pour éviter d'avoir de la vapeur humide lors de la détente dans la turbine, on procède à une surchauffe de la vapeur à pression constante. Cette surchauffe permet également par ce biais d'améliorer le rendement.

- Resurchauffe

on peut aussi procéder à une ou plusieurs réchauffes, dans ce cas on renvoie de la vapeur partiellement détendue vers la chaudière où sa température est relevée de façon isobare. Cette technique permet d'avoir un meilleur rendement et plus de longévité mais pour un coût et une complexité plus élevés.

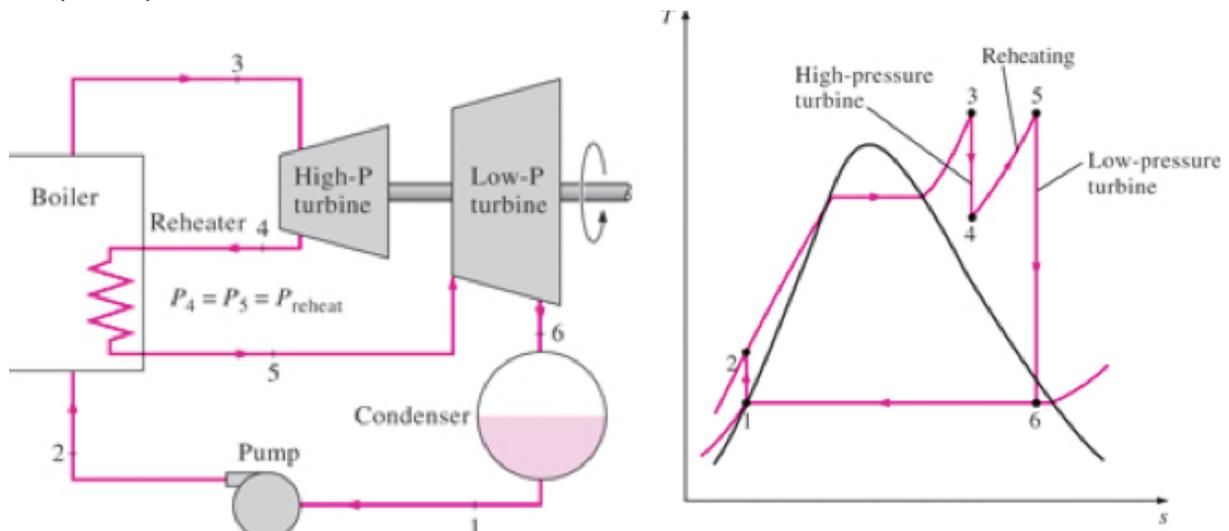


Figure 27 : Principe de la resurchauffe

Source : M.Lacroix, cours de l'université de Sherbrooke, cycle de puissance à vapeur

- Soutirage

On peut améliorer le rendement avec un ou plusieurs soutirages de vapeur à des étages déterminés de la turbine. La vapeur prélevée peut être envoyée au process ou peut servir à préchauffer l'eau provenant du condenseur qui alimente la chaudière. Dans ce dernier cas, cela réduit la production électrique mais le rendement est augmenté.

Plusieurs soutirages et réchauffages successifs sont possibles, mais les gains de rendement électrique sont décroissants. On peut de cette manière augmenter le rendement électrique de 5 %, cependant le procédé devient très coûteux (donc plutôt destiné aux installations de grosse puissance).

- Combinaison

Une turbine à contrepression peut être suivie d'une turbine à condensation. À la sortie de la turbine à contrepression, la vapeur peut être envoyée, vers un condenseur pour assurer des besoins de chauffage, vers un process quand il fonctionne, ou encore vers la turbine à condensation. Cette combinaison permet de gagner quelques points de rendement électrique, tout en utilisant de la vapeur. Il est possible d'aller plus loin en intercalant entre les deux turbines un surchauffeur qui va remonter la température de la vapeur à sa valeur initiale à la pression intermédiaire.

L'intérêt de ce cycle avec resurchauffe est que l'énergie thermique fournie lors de la resurchauffe se retrouve, au rendement de la seconde turbine près, entièrement sous forme d'électricité. Le rendement électrique global peut ainsi être amélioré de 5 à 8 % et peut atteindre, voire dépasser 30 %, mais les surcoûts sont importants et cette solution est réservée à des installations de forte puissance.

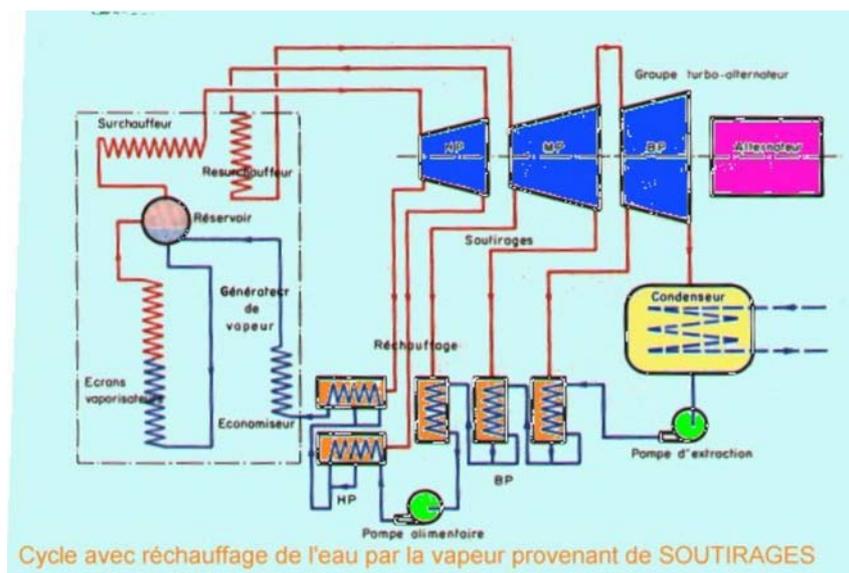


Figure 28 : Principe de la resurchauffe avec soutirage

Source : www.thermodynamique.com

- Turbine à vapeur supercritique

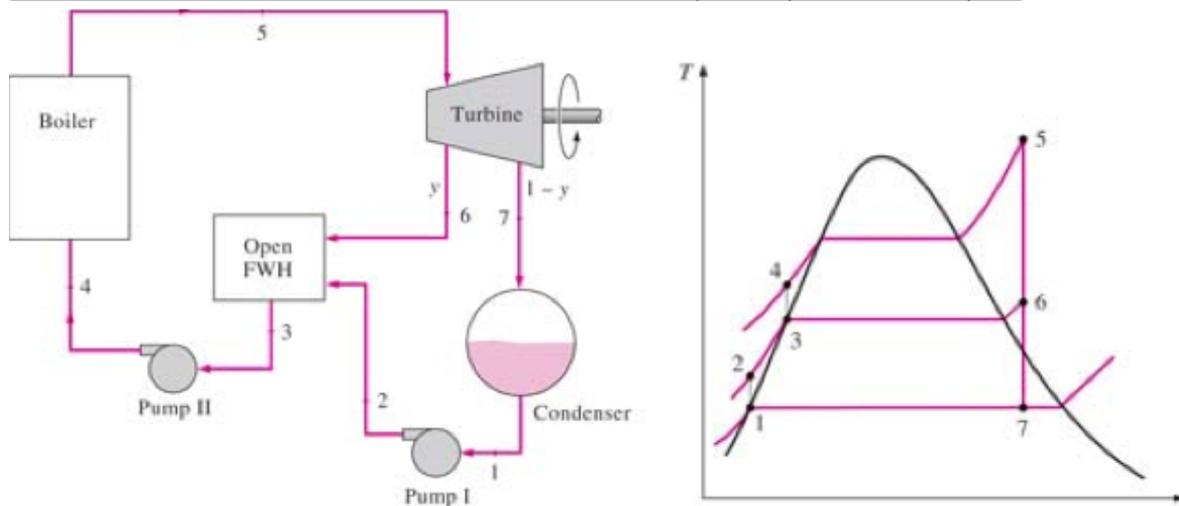
Dans une centrale supercritique, la pression de la vapeur surchauffée dépasse la valeur critique de 221 bar et 374.15°C. En pratique, on essaie d'augmenter la température et la pression de la vapeur, avec comme contrainte les limites de résistance des matériaux disponibles.

- Cycle à régénération

Il consiste à chauffer l'eau avant de l'admettre dans la chaudière afin de réduire la quantité de chaleur nécessaire pour la transformer en vapeur. Une partie de la vapeur turbinée évite le condenseur et est déviée vers un réchauffeur qui préchauffe l'eau avant son admission dans la chaudière. L'eau sortant du réchauffeur est saturée à la pression du réchauffeur.

Figure 29 : Principe d'un cycle à régénération

Source : M.Lacroix, cours de l'université de Sherbrooke, cycle de puissance à vapeur



d) Le cycle organique de Rankine (ORC)

Le cycle de Rankine est le cycle thermodynamique des turbines classiques à gaz ou à vapeur. La turbine utilise un fluide de travail (gaz de combustion ou vapeur) en expansion pour entraîner un générateur.

Le cycle organique est similaire au cycle de la turbine à vapeur, mais c'est un fluide organique à basse température d'évaporation qui est utilisé.

Les inconvénients de ces turbines sont qu'il est nécessaire de disposer d'une source de chaleur haute température. On utilise soit le gaz en direct, avec des rendements relativement faibles pour des moyennes puissances (de l'ordre de 25 %), soit de la vapeur, ce qui impose de disposer d'une source à haute température. En outre, le fluide vapeur est d'un emploi malaisé, et un traitement de l'eau est nécessaire.

"L'ORC ressemble beaucoup au cycle vapeur classique, mais présente la particularité de comporter deux circuits de fluides : un fluide caloporteur (huile thermique) et un fluide de travail (généralement à base de silicone). La chaudière produit de l'huile thermique à 300°C qui est envoyée dans l'évaporateur du turbogénérateur, d'où elle ressort entre 200 et 250°C. L'énergie thermique qu'elle contient encore peut être exploitée pour des besoins thermiques (eau chaude, eau surchauffée, vapeur saturée basse pression).

Le fluide organique sous pression qui s'est vaporisé dans l'évaporateur est injecté dans une turbine. Après détente, il traverse un régénérateur pour un pré-refroidissement puis un condenseur où sa chaleur latente de condensation est récupérée pour chauffer un réseau d'eau chaude. Il est ensuite recomprimé avant de passer dans le régénérateur, dernière étape du cycle.

La cogénération par cycle organique de Rankine présente plusieurs avantages sur la cogénération à vapeur. L'huile thermique à 300°C est sous forme liquide à pression atmosphérique, ce qui réduit les dangers et donc les coûts de l'installation. Comme son inertie thermique est importante, le fonctionnement est peu sensible aux variations de charge de la chaudière. La turbine tourne à faible vitesse (3000 tr/min) ce qui permet de la coupler directement à l'alternateur, sans réducteur de vitesse intermédiaire. Enfin, le fluide silicone reste gazeux durant toute la phase de détente dans la turbine, ce qui limite l'érosion et la corrosion des aubages. » (Source : Energie Plus, Janvier 2002).

Différents fluides peuvent être utilisés : CFC, silicones, ammoniac.

Les machines ORC demandent peu de maintenance, le fonctionnement peut être entièrement automatisé, les performances à charge partielle sont bonnes, les procédures de démarrage et d'arrêt sont simples, la disponibilité est généralement élevée. Les machines sont peu bruyantes (80 dB(A) à 1 m).

Le rendement d'une machine ORC est de 10 à 20 %, selon les niveaux de température de l'évaporateur et du condenseur. Une augmentation de la température en entrée d'évaporateur, ou une diminution au niveau de condenseur, augmente le rendement.

1.8.2 Les applications

a) Turbine à vapeur

En France, les utilisations de biogaz en chaudière vapeur sont essentiellement liées aux sites industriels équipés de digesteurs et ayant par ailleurs des besoins en vapeur. La consommation de biogaz en chaudière venant substituer une partie de la consommation de gaz. Une partie de la vapeur est parfois turbinée pour de la production d'électricité.

En région parisienne, la REP producteur historique de biogaz, le valorise en chaudière vapeur et recherche en continu des moyens d'optimiser sa production d'électricité par l'emploi en outre de cycle combiné.

b) Cycle ORC

La gamme des modèles disponibles va de 300 à 1000 kWe. Le seul constructeur européen est la société italienne TURBODEN et deux installations utilisent cette technologie : le réseau de chaleur de Bière en Suisse et un industriel du bois (STIA) à Admont en Autriche (Source : Energie Plus, Janvier 2002).

Parmi les installations les plus anciennes :

- Bière (CH), 1998, biomasse
- Un projet ORC (150 kWe, fluide : toluène) a été réalisé sur le CET de Stainkoeln en Groningue (NL) (voir http://www.energieprojecten.nl/stortgas/pr_stainkoeln.htm)
- **La société autrichienne Bios-bioenergy** compte depuis 1998 une trentaine d'expériences européenne dans le domaine **des cycles ORC associés à la valorisation énergétique de la biomasse** (en majorité bois) à partir des modèles turboden. <http://www.bios-bioenergy.at/en/references.html>.

Exemple : L'unité de Lienz avec une puissance électrique sur le cycle ORC d'1 MW et une mise en service en 2001.

Cette entreprise travaille également sur le développement et l'utilisation des moteurs Stirling associée à la valorisation de biomasse.

1.9 Cycle Stirling

1.9.1 Principe général

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

Les moteurs Stirling sont peu développés.

Figure 30 : Cycles thermodynamiques théorique pour un moteur Stirling

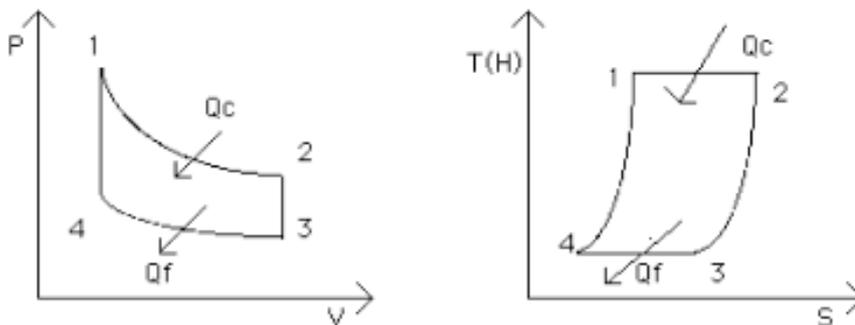
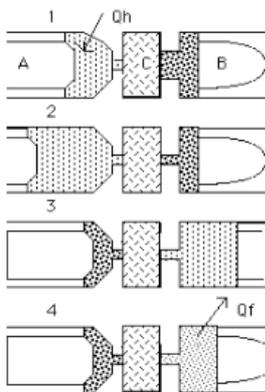


Figure 31 : Principe de fonctionnement d'un moteur Stirling



Il s'agit du cycle suivi par le moteur à combustion externe il fonctionne avec 2 sources de chaleur (ditherme). Le système est en général de l'air. Il est constitué de 2 isochores et de 2 isothermes au cours desquelles ont lieu les échanges de chaleur : les moteurs à air chaud basés sur ce cycle sont technologiquement complexes. Le moteur comprend 2 pistons A et B et 1 régénérateur C qui absorbe et restitue de la chaleur au cours du cycle.

Source :UCL

1.9.2 Les applications

Le principe de ces moteurs est la production d'électricité à partir d'une combustion constante et externe du biogaz, à une température et pression constante. Les émissions à l'échappement sont très faibles, de même que les coûts de maintenance. Les besoins de traitements du gaz sont identiques à ceux requis pour une chaudière. La pression requise est de l'ordre de 50-100 mbars.

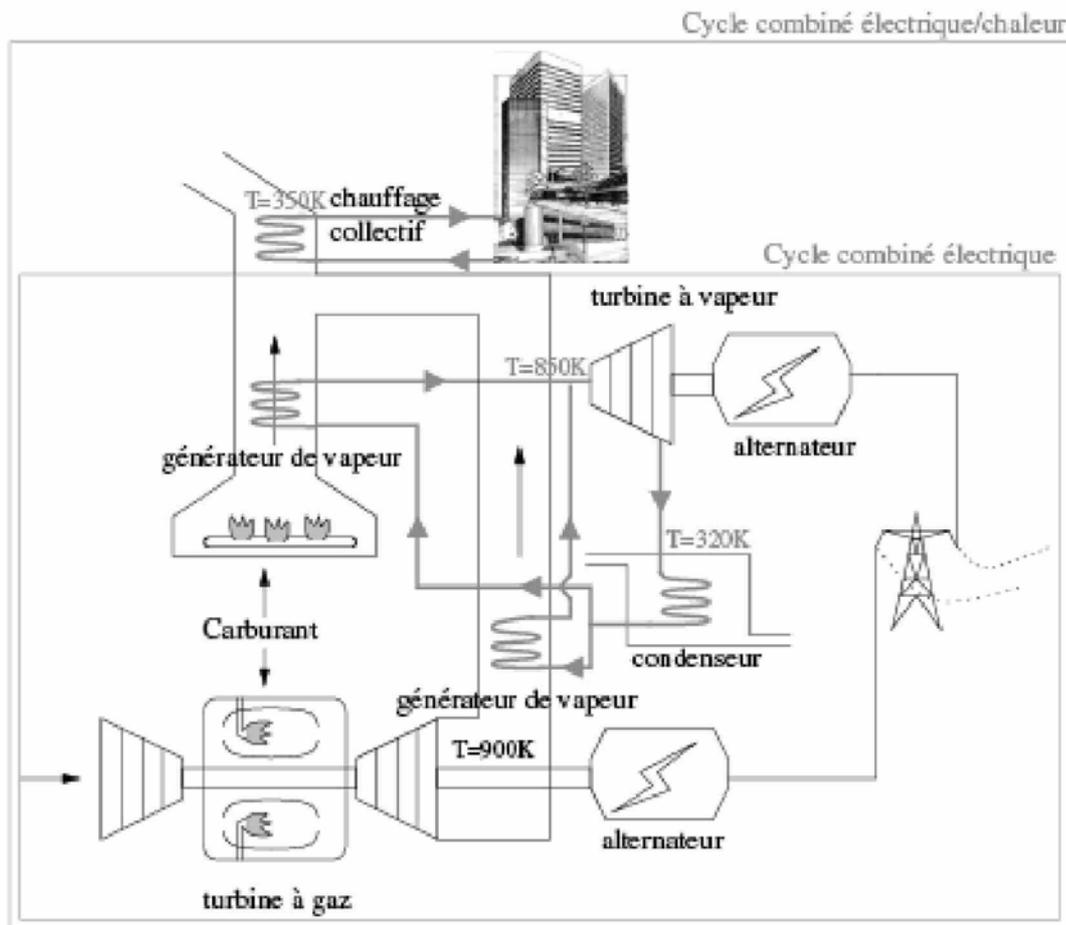
Pour les moteurs Stirling, la société STM Power Inc., propose des modules d'une puissance de 55 kWe. Des modèles de 75 à 250 kWe sont prévus pour les années à venir.

1.10 Cycles couplés

1.10.1 Couplage turbine à gaz-turbine à vapeur (cycle combiné)

Le cycle combiné consiste à associer à une turbine à gaz, une turbine à vapeur. La vapeur est produite par un générateur de vapeur fonctionnant avec les gaz d'échappement de la turbine et l'eau de refroidissement de l'étage de compression ainsi, dans le cas des gazéificateurs, avec l'eau de refroidissement des gaz en cas de traitement des gaz après refroidissement.

Figure 32 : Schéma de principe d'un cycle combiné



Source : UCL (Université Catholique de Louvain)

Le cycle combiné consiste à produire de l'électricité par une turbine à gaz, puis à alimenter une chaudière à vapeur avec les gaz de combustion. La chaudière vapeur à son tour alimente une turbine à vapeur.

Ce système permet d'obtenir des rendements globaux d'électricité très élevés. Il n'est à présent envisageable que pour de fortes puissances, de l'ordre de 10 MW électriques. La plus importante centrale de ce type est celle de FUTTSE au Japon avec une puissance installée de 2 000 MW. Elle est essentiellement alimentée en gaz.

Sur le CET de Claye Souilly, une turbine Solar produisant 10 MWel est couplée à une turbine à vapeur, montant la puissance du site à 25 MW.

1.10.2 Couplage cycle moteur à gaz-ORC

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

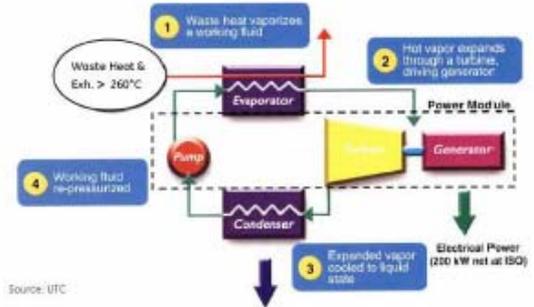
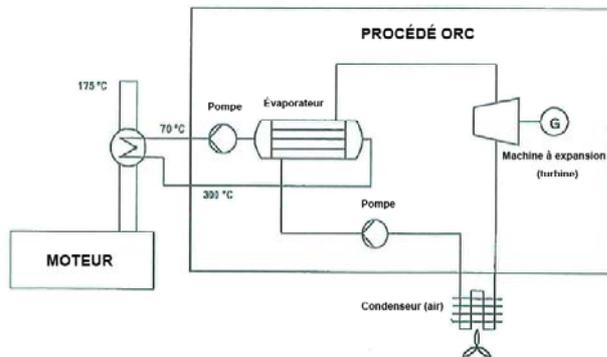


Bild 11: Schema ORC

Figure 33 : Principe du couplage moteur à gaz et cycle ORC

Sources : Steenhaut F., 2006- Herdin G., 2006

Exemple : Retour d'expériences Jenbacher (Source : Herdin G., 2006)

Figure 34 : Diagramme de bilan énergétique du couplage moteur-ORC (retour d'expérience)

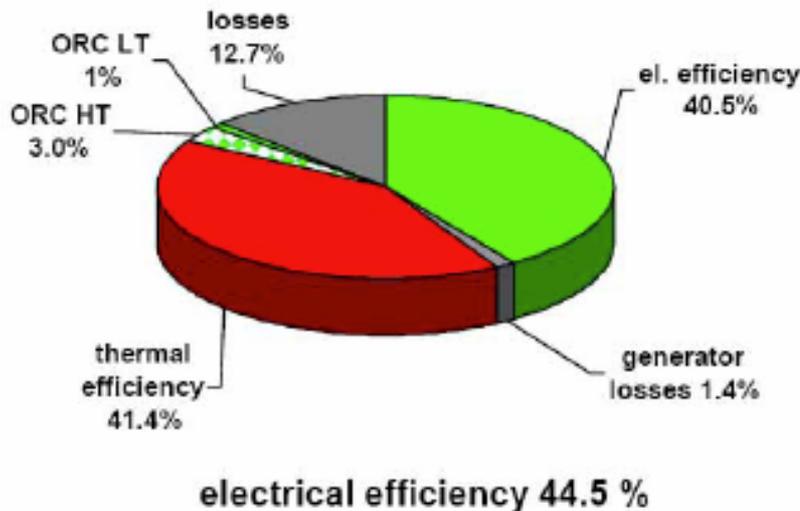
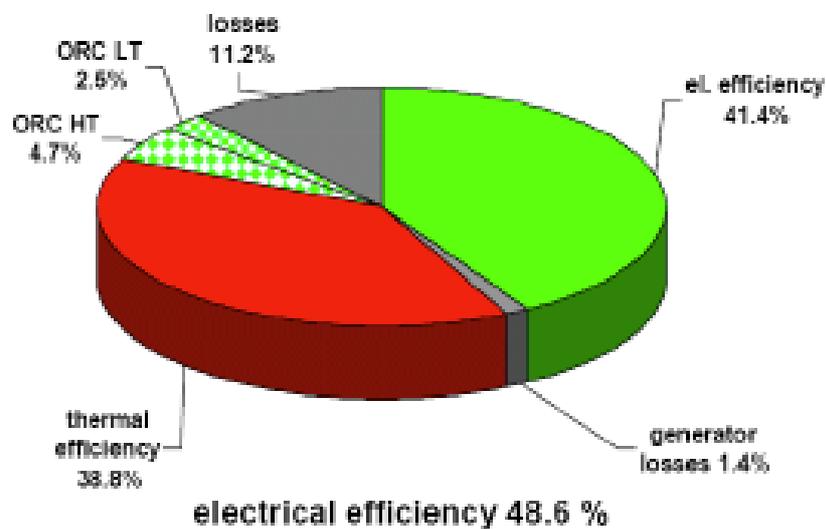


Bild 12: Einsatz eines „double ORC“ an einer Biogasanlage

D'après une expérience réalisée à partir d'un moteur biogaz de 1 MW couplé à un cycle ORC. Ce couplage permet de gagner 4 % sur le rendement électrique seul du moteur (voir la répartition sur le graphique ci-contre).

Selon Jenbacher, d'autres optimisations sont réalisables au niveau de la température de travail du cycle ORC et au niveau du rendement du moteur en lui-même. Un rendement global de 48,6 % est affiché comme objectif maximum à moyen terme (voir nouvelle répartition sur le graphique ci-après).

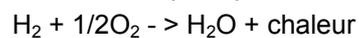
Figure 35 : Diagramme théorique réalisable de bilan énergétique du couplage moteur-ORC



1.11 Pile à combustible (PAC)

1.11.1 Principe général

Le principe général de la pile à combustible est le principe inverse de l'électrolyse :



Les réactions s'opèrent à :

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

Les différentes technologies diffèrent principalement selon le type d'électrolyse mis en jeu.

Les différentes technologies de piles à combustibles sont récapitulées dans le tableau suivant :

Tableau 16 : Les différentes technologies de piles à combustible

Type de pile	Alcaline	Acide polymère	Acide phosphorique	Carbonate fondu	Oxyde solide
Acronyme anglais	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Réaction anode	$H_2 + 2 OH^- \rightarrow 2 H_2O + 2 e^-$	$H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$	$H_2 \rightarrow 2 H^+ + 2 e^-$	$H_2 + (CO_3)^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2 e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2 e^-$
Réaction cathode	$\frac{1}{2} O_2 + H_2O + 2 e^- \rightarrow 2 OH^-$	$\frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2} O_2 + CO_2 + 2 e^- \rightarrow (CO_3)^{2-}$	$\frac{1}{2} O_2 + 2 e^- \rightarrow O^{2-}$
Électrolyte	Solution de potasse caustique	Polymère	Acide phosphorique	Sels fondus	Céramique
T, °C	Liquide 80	Solide 80	Liquide 200	Liquide 650	Solide 700 à 1000
Domaine d'utilisation	Espace, transports.	Portable, transports, stationnaire	Stationnaire, transports	Stationnaire	Stationnaire, transports
Gamme, kW	1 – 100	0,001 – 10.000	200 – 10.000	500 – 10.000	100 – 10.000
Rendement électrique, %	60 – 90	40 (gaz naturel) – 60 (hydrogène)	37 – 42	> 50 (gaz naturel)	50 – 55 (gaz naturel)
Combustible	H ₂ pur	H ₂	H ₂	Gaz naturel, gaz de synthèse, biogaz	Gaz naturel, gaz de synthèse, biogaz
Reformage in-situ, résistance impuretés	--	--	-	+	++
Spécifications		S < 1 ppm CO < 10-100 ppm	S < 1 ppm CO < 1 % N ₂ < 4 %	S < 1 ppm	S < 1 ppm
Agent oxydant	Oxygène	Air	Air	Air	Air
Durée de vie	-	+	-	-	+
Stade développement	Opérationnel Espace	Essais véhicules, cogénération, portable	Commercialisé	Pilote	Pilote

1.11.2 Piles à combustible et gaz de biomasse

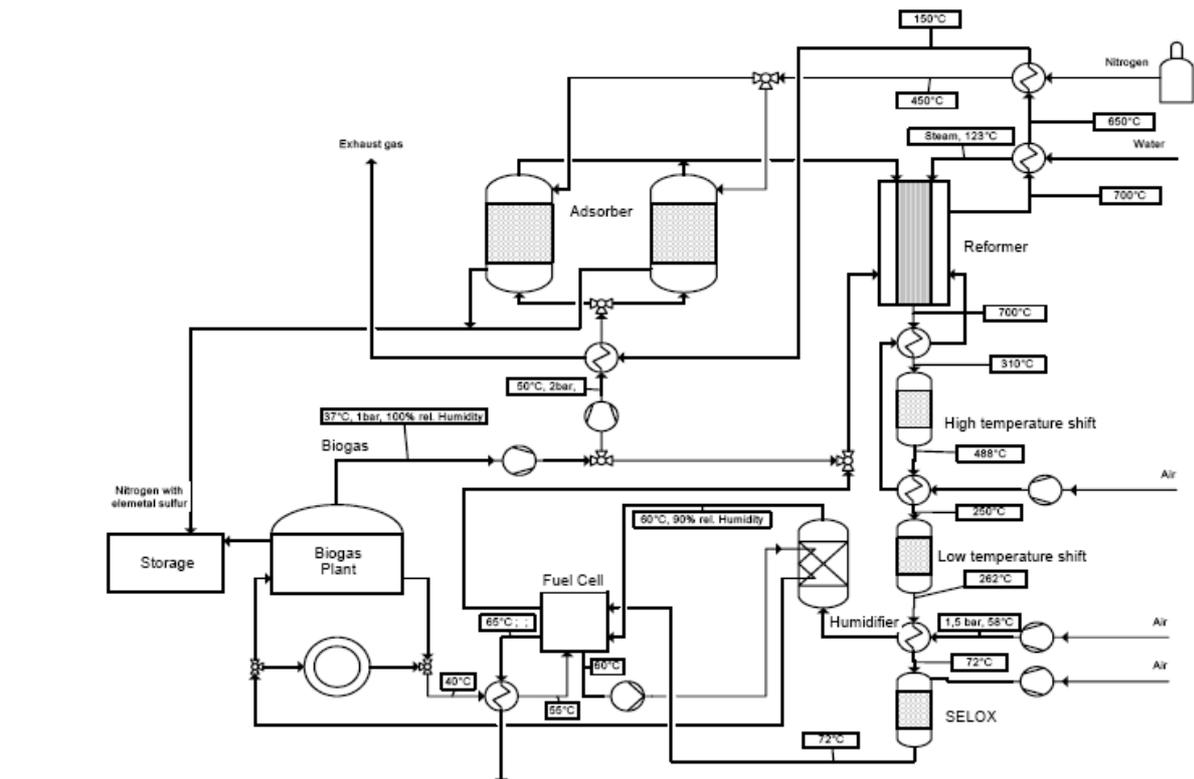
Les technologies à haute température (MCFC, SOFC) offrent la possibilité d'un réformage interne du biogaz brut et paraissent être les plus prometteuses pour l'utilisation de gaz de biomasse. Elles sont en revanche peu développées aujourd'hui. La PEMFC suscite alors un intérêt pour la valorisation du biogaz car c'est la technologie la plus développée mais elle nécessite une épuration de biogaz en qualité quasi gaz H. En effet, la technologie PEMFC est sensible au CO et SO₂. La part de CO a une forte influence sur la performance de la pile. Concernant le H₂S, il est montré que sa concentration déjà à un niveau de 2ppm influence rapidement dans le temps la performance des cellules. (Source : ref PAC03 et PAC 04).

a) La pile PEMFC

Ce type de pile est celui sur lequel sont actuellement concentrés les plus gros efforts de développement. Ce constat tient au fait que la pile PEM a été retenue par tous les grands constructeurs automobiles comme convertisseur électrochimique des véhicules légers du futur. Ces efforts de recherche visent à augmenter les performances et diminuer le coût, aussi bien de la pile elle-même que de ses périphériques. Les coûts de production devraient baisser à 50\$/kW.

Figure 36 : Exemple de procédé général envisagé dans le cadre d'utilisation de biogaz dans une PEMFC

(Source : Hohenwarter U., 2003-2004-2006)



b) La pile MCFC

De nombreux prototypes de quelques dizaines de kW à 2 MW ont été construits et testés depuis plusieurs années.

Par exemple : la filiale MTU de Daimler a testé un prototype de 280 kW depuis la fin 97 et propose depuis peu par le biais de l'entreprise MTU CFC un module spécifique biogaz de 250-300kW.

(Source : CFC-MTU,2007) Une unité de ce type est en service depuis 2006 à Leonberg en Allemagne
(Source : biopro, 2006)

c) La pile SOFC

Ce type de pile suscite actuellement un très grand intérêt compte tenu de ses performances présentes et potentielles ; en effet, le haut niveau de température des rejets thermiques (de l'ordre de 800°C) permet une valorisation intéressante au travers de cycles combinés (on peut attaquer une turbine à gaz en sortie de pile, puis valoriser thermiquement des rejets à 3-400 °C), ce qui conduit à un rendement électrique supérieur à 70 %. Il fait l'objet d'efforts importants aussi bien aux USA qu'au Japon dans le cadre du programme NEDO/Sunshine, et qu'en Europe avec l'aide des programmes européens 5^{ème} PCRD.

Deux grandes familles technologiques sont développées :

- La technologie cylindrique, dont Westinghouse est le leader.

- La technologie plane, plus complexe mais potentiellement plus compacte et peut-être plus économique car permettant de descendre la température de fonctionnement (grâce à des dépôts d'électrodes ultra-minces et permettant ainsi l'usage de matériaux métalliques meilleur marché) ; elle est développée aux USA, au Japon et en Europe, et les prototypes en test sont au niveau de quelques kW. Les acteurs européens sont : Sulzer, les laboratoires allemands de Jülich (qui ont repris récemment la technologie développée par Siemens) et Stuttgart, les laboratoires hollandais de ECN.

d) Synthèse

Les technologies de types AFC, PAFC ont été écartées pour des raisons de non compatibilité de la composition du biogaz par rapport au type de fonctionnement des cellules.

Tableau 17 : Synthèse des technologies Piles à combustible associées au biogaz

Type de pile	Etat du développement en utilisation biogaz	Gamme de puissance visée
PEMFC	Offre commerciale existante sur la pile seule à coupler avec un procédé de traitement du biogaz	200-400kW
MCFC	Offre commerciale spécifique biogaz sur un module de 300kW développement pour un module d'1 MW	300kW et 1 MW
SOFC	Recherche et développement sur des modules	Plusieurs MW

1.12 Chiffres clés : état actuel du développement

1.12.1 Applications et niveau de développement

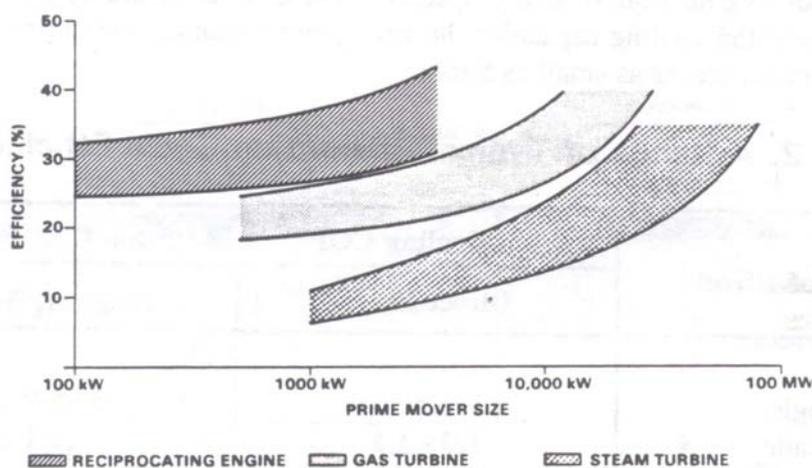
Le tableau ci-dessous résume la cible principale des différentes techniques recensées, et leur niveau de développement actuel.

Tableau 18: Niveau de développement des technologies de production d'électricité et gaz de biomasse

	Type de gaz de biomasse	Gamme de puissance	Niveau de développement
Moteurs à gaz à allumage commandé	Biogaz	>40kW	Commercialisation diffusion
Moteurs à gaz à allumage commandé	Gaz de gazogène	>300kW	En développement
Moteurs à gaz à allumage par injection	Biogaz	<300kW	Commercialisation diffusion
Turbine à gaz	Biogaz	>1 MW	Commercialisation diffusion
Microturbine	Biogaz	<200kW	En développement et diffusion
ORC	Tous	>1MW	En développement
Stirling	Tous	<300 kW	Recherche et développement diffusion
PAC	Biogaz	>250kW	Recherche et développement (une offre commerciale sur MCFC)

Le graphique ci-dessous indique le rendement obtenu pour les moteurs à gaz, les turbines à gaz et les turbines à vapeur, en fonction des rendements, et dans leurs plages de fonctionnement habituelles.

Figure 37 : Rendement électrique de moteurs, turbines à gaz et turbines à vapeur dans leur gamme de puissance



(Source : « Handbook of Biogas Utilization », US Department of Energy, Alabama, 1996)

Tableau 19: Comparaison thématique des turbines et des moteurs

(Sources : Turboméca « Gas engine-Gas turbine, Technical comparison » ; SWANA 93 ; ETSU 90)

	Turbine à gaz	Moteur à gaz
Gamme de puissance	1 à 100 MW	100 kW à 10 MW
Énergie Électrique	26 %-40 %	30 %-36 %
Énergie Thermique	76 % Gaz d'échappements 450-500°C	32 % gaz d'échappement 450-500°C 3 % circuit refroidissement huile, eau chaude à 80°C 20 % circuit refroidissement eau, eau chaude à 80°C 7 % circuit refroidissement intermédiaire, eau chaude à 30°C
Fonctionnement	Démarrage rapide, automatisme poussé	Démarrage rapide
Charge	Bon fonctionnement en charge partielle	Fonctionnement moyen en charge partielle
Maintenance	Réduite	Accrue
Fréquence de révision	30 000 heures	15 000 heures
Huile	Peu de consommation	Grande consommation
Durée de vie	20 ans	6-11 ans
Encombrement	Faible (70 -140 kWe/t de machine)	Grand (27 kWelec/t de machine)
Émissions gazeuses	Faible émission de NOx	Forte émission de NOx
Émissions sonores	Atténuation facile	Atténuation difficile
Sensibilité	Au soufre Aux métaux lourds A l'humidité	Aux composés halogénés Au soufre (1500-2500 ppm) A la faible concentration de méthane
Variations de concentration de méthane	Peu sensible	Sensible
Variations de charge ⁽¹⁾	Baisse de rendement	Peu sensible
Pré-traitements ⁽²⁾	Lavage des poussières, des sulfures et des gaz acides Compression (1 à 3 étages) élevée (10-15 bars) - refroidissement pour la purge des condensats Filtration	Séchage du gaz Filtration des poussières Compression (moins d'un bar) – refroidissement pour la purge des condensats
Coûts	Coûts d'investissements élevés Faibles coûts de fonctionnement	Faibles coûts d'investissement Coûts de fonctionnement élevés

Pour les turbines, le rendement électrique moteur passe de 26-40 % en charge totale à 13 %, à 25 % de charge. Pour les moteurs, le rendement électrique total passe de 28 % en charge totale à 23 %, à 25 % de charge (Charles Anderson, manager du département landfill gas recovery, Rust environment and infrastructures, PE, USA) : SWANA Landfill 23/25-03/1993, p297).

D'après ETSU, Landfill gas : Energy and Environment 90, October 1990, p317, Young, C.P., Blakey, N.C.

1.12.2 Production d'électricité issue de biogaz en Europe

La production d'électricité issue du biogaz est comptabilisée par l'organisation OBSERV'ER, qui publié régulièrement le baromètre européen des principales énergies renouvelables.

Tableau 20 : Production d'électricité à partir de biogaz en Europe

Pays	2005			2006*		
	Centrales électriques seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Electricité totale	Centrales électriques seules	Centrales fonctionnant en cogénération	Electricité totale
Allemagne	-	4 708,0	4 708,0	-	7 338,0	7 338,0
Royaume-Uni	4 296,5	393,5	4 690,0	4 589,1	407,9	4 997,0
Italie	967,1	230,9	1 198,0	996,1	237,8	1 233,9
Espagne	583,5	36,7	620,2	590,6	84,4	674,9
Grèce	179,0	-	179,0	578,6	-	578,6
Danemark	2,0	272,5	274,5	2,0	282,6	284,6
France	483,0	-	483,0	501,0	-	501,0
Autriche	43,2	26,4	69,7	372,6	37,2	409,8
Pays-Bas	-	286,0	286,0	-	286,0	286,0
Pologne	19,0	156,1	175,1	21,3	219,9	241,2
Belgique	149,7	90,3	240,1	146,6	90,6	237,2
Rép.Tchèque	52,3	108,5	160,9	50,9	123,8	174,7
Irlande	106,0	0,0	106,0	108,0	0,0	108,0
Suède	0,0	54,0	54,0	0,0	54,0	54,0
Portugal	26,7	8,0	34,7	25,2	7,4	32,6
Luxembourg	-	27,2	27,2	-	32,6	32,6
Slovénie	8,9	23,3	32,2	8,9	23,3	32,2
Hongrie	-	24,8	24,8	-	22,1	22,1
Finlande	0,9	21,4	22,3	0,9	21,4	22,3
Estonie	-	7,2	7,2	-	7,2	7,2
Slovaquie	-	4,0	4,0	-	4,0	4,0
Malte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UE	6 917,8	6 478,9	13 396,7	7 991,7	9 280,3	17 272,0

* Estimations Source : EurObservER 2007

(Certains chiffres sont à considérer avec précaution)

Source : Baromètre biogaz Euroobserver

Les deux principales sources d'électricité issue du biogaz sont :

- Les centres d'enfouissement au Royaume-Uni (818 MW pour 4,2 TWh en 2006)
- Le biogaz agricole en Allemagne (1270 MW en 2007 pour une production estimée de 6 TWh)

Une étude récente menée par SOLAGRO pour le compte de la Sustainable Landfill Foundation évalue le potentiel de développement de production électrique sur les CSD à l'horizon 2015-2020 suivant :

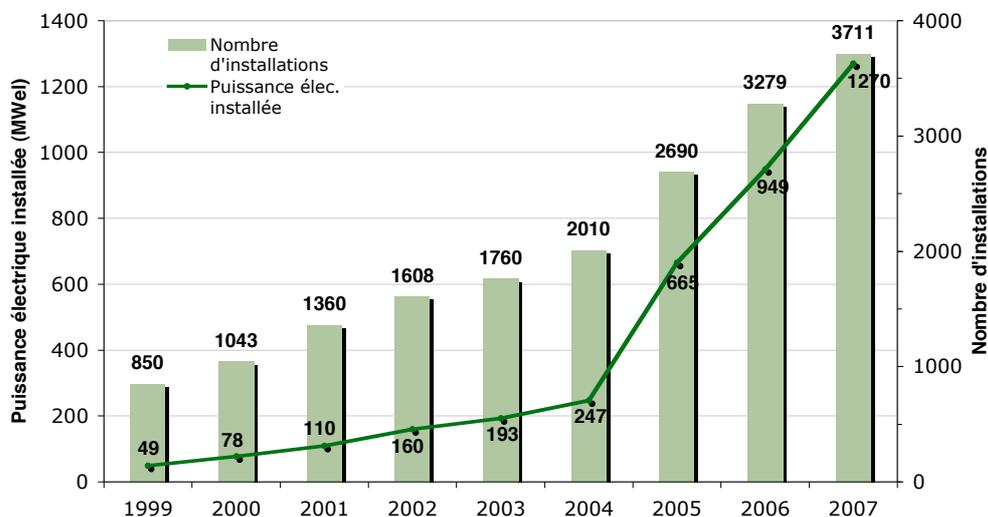
Tableau 21 : Potentiel de production d'électricité à partir de gaz de décharge en UK, Allemagne, Espagne, France horizon 2015-2020

En MW	Puissance installée	Potentiel supplémentaire
	2006	2015-2020
UK	800	+600
Allemagne	250	+0
Espagne	100	+180
France	100	+400

Le graphique suivant montre l'évolution de la puissance installée en Allemagne pour le biogaz agricole. Celle-ci est passée de 49 MW en 1999 à 247 MW en 2004, date des nouveaux tarifs qui ont provoqué une forte augmentation (300 MW de puissance supplémentaire installée par an) ; les

prévisions sont toutefois en net ralentissement, compte tenu de l'augmentation du prix des produits agricoles.

Figure 38 : Evolution de la puissance électrique installée pour le biogaz agricole en Allemagne



1.12.3 Zoom français

Production d'électricité à partir de biogaz chiffres 2006 publiés en 2007

Source : http://www.industrie.gouv.fr/energie/renou/textes/se_bilan2.htm

CSD : 440 GWh pour 100 MW installés

Step urbaines : 57 GWh

Méthanisation des déchets : 2 GWh

Step industrielles : 4 GWh

La technologie de production d'électricité la plus utilisée est le moteur.

En France, le développement de la méthanisation agricole est basée sur des moteurs de petite puissance (inférieures à 300 kW) essentiellement en dual-fuel.

2. Les procédés de traitement du biogaz et gaz de synthèse

2.1 Synthèse

2.1.1 Avantages et inconvénients des différents procédés

Tableau 22: Avantages et inconvénients des différentes techniques d'élimination des contaminants du biogaz

Techniques	Composés	Avantages	Inconvénients
Récupération de condensat le long d'une conduite	H ₂ O	Procédé peu coûteux.	Nécessité d'une canalisation de transport du gaz sur une distance minimale de 50 m avec une pente de 1 % minimum.
Séchage du gaz par refroidissement	H ₂ O	Simplicité de l'installation. La performance du séchage est directement lié à la température de refroidissement.	Plus la température de refroidissement sera basse, plus le procédé sera énergivore.
Séchage par glycol	H ₂ O	Régénération possible.	Besoin de chaleur pour la régénération.
Désulfuration biologique intégrée	H ₂ S	Technique peu coûteuse et facilement réalisable dans le cas de méthanisation en digesteur.	L'injection d'air peut avoir une incidence sur la qualité finale du biogaz.
Désulfuration biologique externe	H ₂ S	Aucun réactif n'est nécessaire. Demande énergétique limitée. Coûts de fonctionnement et d'investissement faibles. Adaptation aux variations de débit de gaz à traiter (débits de biogaz compris entre 500 et 20 000 m ³ /j).	Vidange et rinçage réguliers du réacteur biologique pour éviter l'encrassement et l'accumulation de soufre.
Désulfuration par injection de chlorure de fer	H ₂ S	Peu d'investissement et peu d'exploitation. Très intéressant pour des boues urbaines sur une station traitant le phosphore. Nombreuses applications sur les stations d'épurations.	Coûts des réactifs élevés. Technique spécifique au traitement des boues d'épuration.

Désulfuration par oxyde de fer	H ₂ S	Fonctionnement simple et efficace pour des concentrations moyennes d'H ₂ S dans le biogaz. Coût d'investissement peu élevé. Épuration en continu grâce au cycle épuration/régénération en parallèle. Nombreuses applications sur les stations d'épurations.	Difficulté d'automatisation, le procédé nécessite un savoir-faire. Régénération limitée. Installation sous forme de tour peut être encombrante. Dans la plupart des cas, le soufre élémentaire n'est pas récupérable économiquement. Coût élevé du réactif. La consommation de réactif dépend du débit de biogaz à traiter et de la teneur en H ₂ S.
Lavage NaOH	H ₂ S	Bonnes performances d'épuration (première phase du procédé Thiopac).	Pas de régénération possible. Grand volume d'eau souillée par sulfure de sodium. Coûts d'investissement et de maintenance importants.
Adsorption sur charbons actifs	H ₂ S, COV, siloxanes	L'adsorption sur charbon actif permet l'élimination de plusieurs composés contenus dans le biogaz.	La régénération est très coûteuse en énergie pour la récupération du soufre. Sans régénération, l'installation nécessite de très grands volumes de réactifs pour un fonctionnement de 6 mois.
Adsorption sur d'autres media Tamis moléculaires	H ₂ S, COV, siloxanes	Traitement adapté pour une épuration poussée. L'épuration se passe à température ambiante.	Coût prohibitif de la garniture à changer régulièrement, donc pas adaptée pour de gros débits de biogaz à traiter. Traitement réalisé sous pression (10 bars) d'où demande énergétique forte.
Silicagel	Siloxanes	Bonne capacité d'adsorption, bonnes performances.	Coût d'installation plus élevé que pour du charbon actif, mais plus rentable sur du long terme.
Lavage aux amines	H ₂ S, CO ₂	Procédé standard pour l'épuration du gaz naturel lors de l'extraction.	Procédé trop cher pour l'épuration du biogaz (consommable, conduites), il n'est pas adapté à l'échelle biogaz.

Il existe aussi des procédés de traitement du biogaz qui permettent d'épurer le gaz pour obtenir une qualité proche de celle du gaz naturel.

On trouve notamment le lavage à l'eau, un système à colonne d'absorption, qui est basé sur les différences de solubilité dans l'eau des différents composés du biogaz. Le procédé PSA est basé sur de l'adsorption avec variation de pression, qui utilise des adsorbants tels que le charbon actif et le zéolite. Le procédé selexol est un procédé d'adsorption par liquide qui permet d'éliminer le CO₂, l'H₂S et les vapeurs d'eau.

La filtration membranaire est une technique au stade de recherches, des unités pilotes sont étudiées. Cette technique permet de séparer les différents contaminants du biogaz. Il s'agit de membranes non poreuses, avec des perméabilités sélectives. Les composants du biogaz ayant différentes perméabilités, ils sont donc séparés par ce biais. Le processus est accéléré par des niveaux de pressions différents.

Toutes ces techniques sont très coûteuses et sont essentiellement adaptées pour l'épuration du biogaz qualité gaz naturel pour de l'injection réseau ou une valorisation en carburant.

2.1.2 Principales entreprises actives dans le traitement du biogaz

a) Entreprises proposant des traitements de l'H₂S

Verdesis (www.verdesis.net) : cette entreprise belge propose un système d'éponges ferrugineuses pour traiter l'H₂S spécifiquement. Ils ont également breveté un système d'élimination des COV. De plus, elle achète le média développé par AFT et propose un système de cuves mobiles avec une filtration multicouche permettant d'extraire les COV, l'H₂S et les siloxanes.

Cirmac bv (www.cirmac.com) : cette entreprise néerlandaise propose une épuration de l'H₂S en deux étapes pour des gaz de teneur en H₂S supérieure à 500 ppm. La première étape est le passage dans un bioréacteur (précipitation du soufre par des micro-organismes), la deuxième étape pour éliminer les 10 % d'H₂S restant est une adsorption sur charbon actif.

Sulfa Treat (www.sulfatreat.com) : cette entreprise américaine propose des unités de désulfuration clés en main pour tout type de gaz et notamment le biogaz de boues urbaines et de décharge.

Muche Anlagenbau GmbH (www.mucheinlagenbau.de) : cette entreprise allemande est spécialisée dans le stockage, l'épuration et l'élimination par torchère du biogaz de boues d'épuration. Leur unité de désulfuration traite des volumes de 10 à 20.000 m³/h de biogaz avec une teneur en H₂S jusqu'à 15.000 ppmV et donne des concentrations de sortie en H₂S de 5 à 100 ppmV.

Paques BioSystems (www.uop.com) : cette compagnie néerlandaise a créé puis développé le procédé THIOPAQ® pour épurer des gaz contenant de l'hydrogène sulfuré ou des SOx. En accord avec Paques, UOP développe aujourd'hui ce procédé pour l'industrie pétrochimique. Une première étape permet l'absorption de l'H₂S ou SOx dans une solution alcaline (bicarbonate de sodium) : H₂Sgaz + OH⁻ ->HS-liquide + H₂O. Cet effluent passe dans un bioréacteur où le soufre élémentaire est précipité par les thio-bactéries en présence d'oxygène : HS-liquide + 0,5O₂ ->S + OH⁻. Cette régénération n'est possible qu'avec un prétraitement d'absorption sur du bicarbonate de sodium.

Par ailleurs tous les constructeurs de digesteurs agricoles allemands proposent du traitement de l'H₂S, comme par exemple :

Lipp (www.lipp-system.de) : cette entreprise allemande, spécialisée dans le traitement des effluents d'élevage par méthanisation, développe depuis peu un procédé d'épuration biologique.

Par ailleurs, tous les constructeurs de digesteurs agricoles allemands proposent un traitement de l'H₂S.

b) Entreprises spécialisées dans le traitement des siloxanes

Applied Filter Technology (AFT) (www.appliedfiltertechnology.com) : cette société américaine est spécialisée dans le traitement des siloxanes. Elle vend système d'élimination des siloxanes basé sur un média composé de différents graphites polymorphiques. Elle propose également un système d'élimination des composés de soufre.

PpTek (www.pptek.co.uk) : cette société anglaise propose un procédé de traitement des siloxanes par adsorption, utilisant un média régénérable qui n'est pas à base de carbone. C'est un matériau qui « repousse » l'eau, contrairement au charbon. Il est donc moins vite saturé et peut absorber 10 fois plus de contaminants que le charbon ou le graphite. Le filtre peut fonctionner 3-5 ans avant d'être régénéré.

Siloxa (www.siloxa.com) : société allemande qui propose des solutions de schage du biogaz et surtout d'élimination des siloxanes pour des débits allant de moins de 100 m³/h à 2000 m³/h. Elle s'adresse aux installations agricoles, aux décharges, aux stations d'épuration, aux installations industrielles. Leurs solutions sont basées sur des systèmes d'adsorption sur charbon actif.

c) Entreprises basées sur l'épuration du biogaz qualité gaz naturel

Carbotech Analgenbau GmbH (www.an.carbotech.de) : cette entreprise allemande propose des procédés de désulfuration par adsorption sur du charbon actif et sur tamis moléculaire carboné (CMS). Détentrice de licence pour ses procédés, cette société est la seule en Europe à proposer des CMS à l'échelle industrielle. Son activité est largement basée sur l'épuration d'autres impuretés dans les gaz (CO₂, N₂, COV) par les procédés d'adsorption en mode AMT (Adsorption modulée en température) et AMP (Adsorption modulée en pression).

Schmack (www.schmack-biogas.com) : cette société allemande distribue le procédé Carbotech pour la purification du biogaz, mais ils proposent également des solutions pour le traitement du biogaz pour une valorisation moteur.

Haase (www.haase-energietechnik.de/en/Home) : société allemande qui distribue le procédé d'épuration du biogaz Carbotech. Elle propose également des systèmes de traitement du biogaz pour une valorisation électrique. Par exemple, un système de refroidissement de biogaz pour l'élimination d'eau avec une capacité jusqu'à 900 Nm³/h qui consomme environ 30 % d'énergie de moins que les systèmes de refroidissement avec deux circuits.

2.2 Revue détaillée des différentes techniques de traitement du biogaz

On étudie ici les principales techniques employées pour traiter le biogaz (en dehors des techniques d'épuration qualité gaz naturel).

2.2.1 Condensation le long des conduites

a) Composés concernés

Cette technique permet de séparer la vapeur d'eau, mais aussi les particules et l'H₂S piégés dans les condensats.

b) Principe

Il s'agit de la technique d'élimination de l'eau la plus simple : l'eau se condense lors du transport du biogaz dans les tuyaux avec une pente de 1 %. Des séparateurs diphasiques (pots à condensats) doivent être placés en chaque point bas de la tuyauterie pour récupérer les condensats. Les vidanges et l'entretien des conduites et des séparateurs doivent être fait régulièrement.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Cette technique est d'autant plus pratique lorsque les installations de valorisation du biogaz sont loin du point de production (dans le cas où on chercherait à faire une valorisation thermique, et donc où les moteurs ou turbines sont placés à proximité de locaux).

d) Eléments de coûts

Il est difficile d'avoir un coût spécifique du traitement avec cette technique étant donné que les installations font partie intégrante de la globalité de l'installation de valorisation électrique.

e) Etat du développement

D'après une étude menée en 2000 en Allemagne auprès de 375 sites, plus de 61 % des installations utilisent cette technique de condensation dans les conduites pour séparer les condensats (Source : HEI). Cette méthode, ne nécessitant pas de technologie sophistiquée, est donc très utilisée.

2.2.2 Séchage du gaz par refroidissement

a) Composés concernés

Le séchage par refroidissement permet de séparer l'eau et d'autres polluants passés sous forme liquide.

b) Principe

Cette technique utilise une source froide pour refroidir le gaz jusqu'à son point de rosée (environ +5°C), ce qui entraîne la condensation d'une partie de la vapeur d'eau. Un séparateur diphasique (un pot à condensat ou une purge peuvent suffire) permet ensuite de récupérer l'eau condensée.

La source froide peut être constituée d'un groupe frigorifique fonctionnant avec un fluide frigorifique, mais ce type d'équipement est consommateur d'énergie et entraîne donc des frais de fonctionnement importants. On peut aussi utiliser un échangeur air extérieur/biogaz pour refroidir le gaz, c'est beaucoup moins coûteux mais aussi moins performant.

Le séchage par refroidissement est également un prétraitement pour d'autres composés, tels que l'H₂S. Une partie des molécules peut se dissoudre dans l'eau et être évacuée avec les condensats.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Il s'agit de la technique la plus répandue avant valorisation électrique. En général c'est le minimum mis en place pour traiter le gaz. Il existe plusieurs constructeurs : TEFA, HITEMA...

d) Eléments de coûts

Les investissements de départ doivent comprendre les installations de réfrigération, les échangeurs de chaleur, une pompe et le stockage des condensats. Les coûts d'exploitation comprennent essentiellement le coût de l'énergie nécessaire au fonctionnement du groupe froid, ainsi que la maintenance.

Source : Wetter C., 2008

Besoin électrique d'une installation de traitement de 500 m³/h : 3,5 kWel
Coût d'investissement pour 500 m³/h (1 Mwe) : 25 000 €

Source : Kitto B., 2003

Coût d'investissement : pour 170 m³/h : 21 000 €
Mais l'étude précise que ce type de technologie est plus rentable pour les débits supérieurs à 500 m³/h.

e) Etat du développement

Cette technique est très développée, dans tous les pays et constitue la base du traitement du biogaz.

2.2.3 Réfrigération à -25°C

a) Composés concernés

Les vapeurs d'eau, les siloxanes, les composés halogénés et l'H₂S.

b) Principe

Le gaz est refroidi à -25°C. Les particules de contaminants se dissolvent avec l'eau.

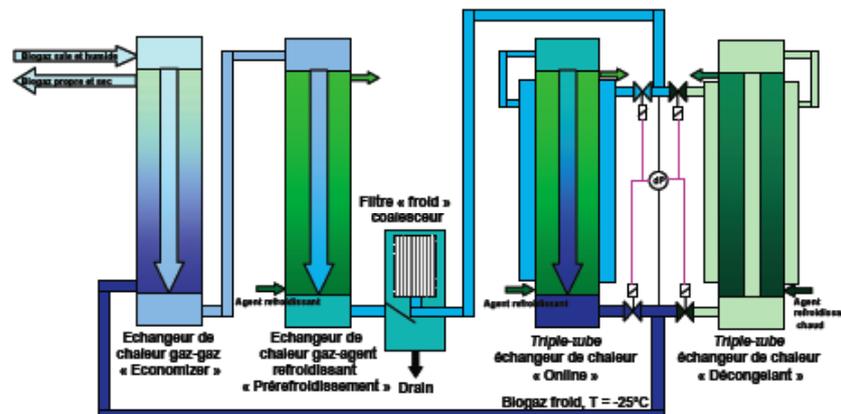


Figure 39 : Schéma d'un procédé de réfrigération
Source : Gas Treatment Service, document commercial

Ce système est fabriqué par Pioneer (USA), distribué en Europe par Gas Treatment Service. Le système de réfrigération permet d'éliminer 95 % des siloxanes et l'H₂S dissout dans l'eau. On peut ajouter en option une unité d'adsorption par charbon actif pour éliminer le reste des contaminants, la durée de vie du charbon actif est allongée puisqu'il y reste peu de contaminants à traiter.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Il y a peu de retour d'expériences pour le moment. Cette technologie est récente et commence à se développer aux Etats-unis. À Lancaster (UK), un site avec des microturbines Ingersoll Rand 250 kW, est équipé d'un système de réfrigération de ce type. D'après les retours d'expériences, l'installation

est efficace, leurs performances atteignent des valeurs <0,09ppmv de siloxanes. Mais les coûts énergétiques sont importants (*Source : Thimsen D., 2006*).

Cette technologie est également utilisée sur un centre de stockage de déchets aux Pays-Bas.

d) Eléments de coûts

Le coût d'investissement du système Pioneer pour un débit de 170 m³/h à 2 ppmv de siloxanes est d'environ 60 000 € (*Source : Kitto B.,2003*).

e) Etat du développement

Cette technologie est encore très peu développée.

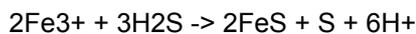
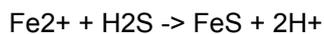
2.2.4 Injection de chlorure de fer

a) Composés concernés

Cette technique permet de traiter l'H₂S.

b) Principe

Cette technique consiste à injecter des sels ferriques (chlorure ferrique FeCl₂) dans le substrat afin de précipiter directement les sulfures dans le digestat. Les produits réactionnels, sulfure de fer et soufre sont insolubles. Ils sont évacués avec le digestat et n'ont pas d'effets négatifs sur le comportement d'épaississement et de déshydratation du digestat.



Comme le coût des sels ferriques est assez élevé, cette technique est intéressante, et est majoritairement pratiquée, sur des boues urbaines dans le cas où la station d'épuration a pour obligation de traiter le phosphore. Alors, l'ajout de sels ferriques est à double effet. Cette technique est utilisée sur la station d'épuration SIAAP Seine Aval (Achères).

Avec cette méthode, on peut obtenir un niveau de 5 à 200 ppmV d'H₂S selon les dosages.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Cette technique peut être utilisée dans les station d'épuration urbaines.

Tableau 23 : Exemples de traitement sur des stations d'épuration

(Source : dépliant commercial de la Société KRONOS ecochem : désulfuration du gaz de digestion avec des sels de fer)

Stations	Point de dosage	Sels de fer utilisé	Quantité de Fe	Quantité totale de produit	Objectif de traitement	Avant/après épuration
			g/m ³	g/m ³		ppmVV H ₂ S
140.000 hab. 12.000 m ³ /j	Décanteur	Sulfate-chlorure ferrique	8,8	71	1,2,3	4000 / 30
2,3Millions hab. 600.000 m ³ /j	Epaississeur	Sulfate-chlorure ferrique	2,5	20	3	1500 / 200
310.000 hab. 56.000 m ³ /j	Clarificateur primaire	Sulfate-chlorure ferrique	2,2 3,7	18 30	1,3	1200 / 400 1200 / 5
90.000 hab. 30.000 m ³ /j	Boue de retour	Solution de chlorure ferreux	3,4	38	1,3	900 / 15
350.000 hab. 62.000 m ³ /j	Boue de retour	Sulfate ferreux	19,2	106	2,4,1,3	1000 / 1

1 : lutte contre le gonflement de la boue

2 : précipitation des phosphates

3 : désulfuration du biogaz

4 : amélioration de la filtration

d) Eléments de coûts

Les coûts d'investissement de cette technique sont faibles, puisque cela nécessite seulement une pompe doseuse et un conteneur.

Pour une installation moteur de 500 kWel, 25 t/an de chlorure de fer sont nécessaires. Les coûts de fonctionnement peuvent donc être relativement élevés.

e) Etat du développement

Cette technique est maîtrisée, elle est utilisée depuis plusieurs dizaines d'années.

2.2.5 Réaction sur lit d'oxydes métalliques

a) Composés concernés

L'H₂S

b) Principe

Ce procédé de désulfuration consiste à faire passer le biogaz à travers un lit de réactifs qui sont, soient des oxydes ou hydroxydes métalliques, soient un milieu poreux recouvert d'une couche d'oxydes ou d'hydroxydes métalliques, principalement de fer, mais aussi d'oxydes de zinc ou de manganèse. On utilise souvent de la paille d'hydroxyde de fer ou des copeaux de bois imprégnés d'oxyde de fer,

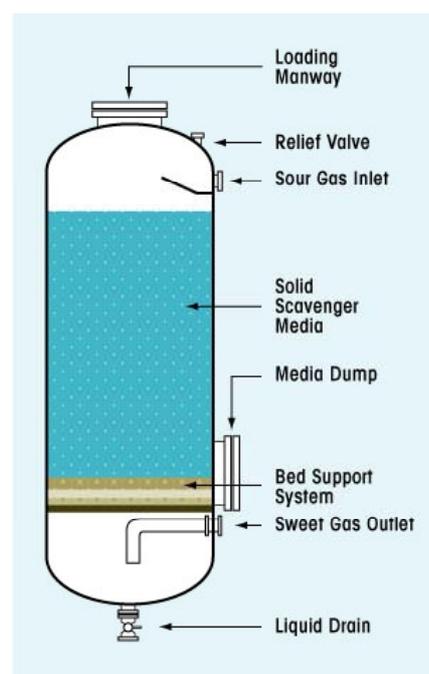


Figure 39 : Schéma d'un lit d'oxydes métalliques

(Source : Graubard D., 2007)

qui ont un ratio surface sur volume plus élevé et sont donc plus efficaces. Environ 20 grammes de sulfure d'hydrogène peuvent être capturés par 100 grammes d'oxyde de fer imprégnés sur des copeaux. Il existe aussi des améliorations telles que les éponges ferrugineuses, qui ont une capacité d'adsorption plus importante grâce à leur surface de contact plus élevée.

Cette réaction est endothermique, une température minimale de 12°C est préconisée pour un l'apport d'énergie suffisant, et est optimale entre 25 et 50°C. Cette réaction ne nécessite pas d'être réalisée sur gaz sec mais la condensation doit être empêchée, par le chauffage de la colonne, afin d'éviter la formation d'amas et de diminuer la surface réactive.

Afin de récupérer les réactifs, une régénération doit avoir lieu : il s'agit d'une oxydation. On le régénère en faisant circuler de l'air dans le lit. Au bout de plusieurs cycles de régénération et généralement lorsque le taux de chargement en soufre élémentaire est de 25 % en poids de la masse épurante, celle-ci est remplacée. Habituellement, les installations possèdent deux réacteurs : pendant que le premier désulfurise le biogaz et le deuxième est régénéré avec de l'air.

Le problème de cette technologie est que la régénération est très exothermique et peut, si le flux d'air et la température ne sont pas attentivement contrôlés, déclencher une auto-inflammation. Ainsi, souvent les installations de petite échelle ou celles qui ont des niveaux bas de H₂S, choisissent de ne pas régénérer l'oxyde de fer sur place.

Avec cette technique, on peut traiter des gaz avec des concentrations de H₂S allant de 1000 à 5000 ppm et il est possible d'obtenir une teneur inférieure à 1 ppm en sortie de traitement.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Cette technique peut être utilisée sur les stations d'épuration urbaine, les installations de méthanisation d'effluents industriels et de biodéchets et les centres d'enfouissement techniques.

Après des années d'expérience, on peut dire que cette technique est aboutie, le niveau de développement est élevé.

d) Eléments de coûts

À partir de résultats d'enquêtes, l'HEI (*Hornbacher D., 2005*) a réalisé des courbes de tendance des coûts spécifiques d'investissement, d'exploitation ainsi que de l'ensemble des coûts. En fonction du débit, on peut ainsi avoir une estimation du coût par m³ de biogaz produit par an (sur une base de 8700 heures de fonctionnement).

On peut constater que les coûts d'investissements sont faibles, mais que les coûts d'exploitations sont assez importants. Il faut donc étudier la rentabilité à long terme de cette technique, lors du choix du traitement.

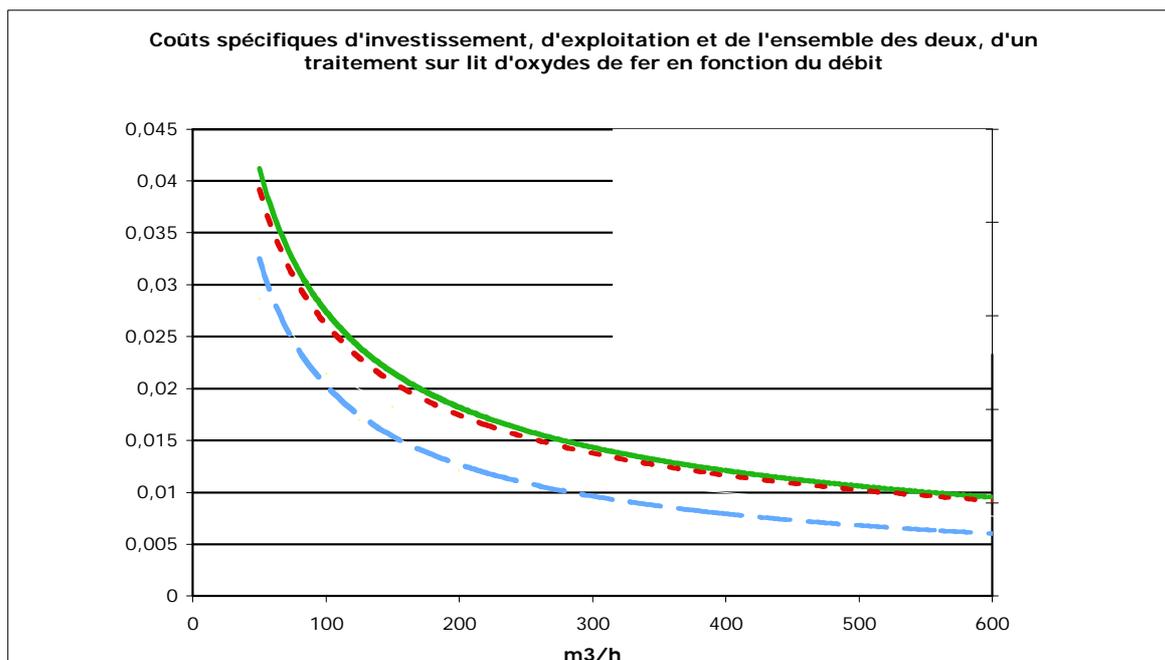


Figure 40 : Graphique des coûts d'un traitement sur lit d'oxydes de fer
Source : Solagro d'après l'étude HEI

La société Merichem vend un procédé à base de céramique imprégnée d'oxyde de fer. Ce procédé permet de traiter 25 à 135 kg de soufre par jour. Le coût de l'installation peut aller de 10000 € à 32000 €. Les coûts de maintenance peuvent aller de 4,2 € à 8,4 € par kg de soufre. Elle vend également un procédé à base de fer (sous la forme Fe³⁺) tenu en solution par des agents chélateurs. Cette technique permet de traiter 135 kg à 15,24 tonnes de soufre par jour. Le coût de l'installation peut aller de 318 000 € à 1,3 million d'euros. Les coûts de maintenance s'élèvent à 0,28 € à 8,43 € par kg de soufre.

e) Etat du développement

C'est une technique qui existe depuis plusieurs dizaines d'années et qui maintenant est aboutie.

2.2.6 Techniques biologiques internes : ajout d'air ou d'oxygène

a) Composés concernés

L'H₂S

b) Principe

Cette technique est basée sur la transformation de l'hydrogène sulfuré en soufre élémentaire par les bactéries autotrophes capables d'oxyder les composés soufrés. Ces micro-organismes ubiquistes, à pH neutre, de la famille des Thiobacilles (*Thiobacillus oxydans*) ont besoin d'oxygène, d'un substrat organique, de nutriments (N, P, K) et d'éléments traces (Fe, Co, Ni). Tous ces éléments, excepté l'oxygène, se retrouvent dans le substrat de la méthanisation (digestat) ou dans les jus de déshydratation. Une quantité suffisante d'oxygène pur ou d'air permettra l'épuration de l'hydrogène sulfuré selon la réaction suivante : $H_2S + 0,5 O_2 \rightarrow S + H_2O$.

L'ajout d'air ou d'oxygène directement dans le digesteur est la plus simple des techniques de désulfuration. La bactérie thiobacilli présente naturellement dans le biogaz, réagit avec l'H₂S. Deux sous-produits résultent de la réaction : l'hydrogène et des dépôts de soufre sur la surface du digestat. On peut extraire le soufre pour ensuite l'utiliser en agriculture.

La quantité d'air nécessaire dépend de la stœchiométrie des réactions de digestion. En pratique, l'apport d'air correspondant à 3 à 8 % en volume de la production journalière du biogaz permet d'éliminer 95 à 99 % d'H₂S du biogaz.

Plusieurs facteurs peuvent modifier le taux de réduction, comme la température, la quantité d'air ajouter, le temps de réaction... Par ailleurs, lorsque l'on ajoute de l'air dans le biogaz, il faut réaliser des mesures de sécurité pour éviter le surdosage d'air. En effet, ce procédé peut provoquer la formation d'un mélange de gaz explosif (limites d'explosion : 5-15 % de méthane dans l'air).

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Il s'agit de la technique la plus utilisée car elle est la moins coûteuse et la plus simple à mettre en place, mais elle ne peut être mise en place que sur des digesteurs. On peut noter que selon une enquête réalisée en 1999 [Oheimb 1999 d'après l'étude HEI], 91,5 % des installations de méthanisation à la ferme en Allemagne sont équipées de technologies d'ajout d'air interne.

D'après l'étude menée par l'organisme HEI, les conditions optimales sont : une quantité d'air nécessaire (de 3 à 5 % de la quantité de biogaz produite), et une surface spécifique nécessaire de 1 m² pour un débit biogaz de 20 m³ / jour. Avec cette technique, une réduction de 2000-3000 ppm à 50-100 ppm est réalisable.

d) Eléments de coûts

Les coûts d'investissement s'élèvent à environ 4000 € (pour la pompe, le doseur, l'équipement du digesteur,...).

e) Etat du développement

Sur les petites installations, cette technique est très développée. Elle est utilisée depuis plusieurs dizaines d'années.

2.2.7 Filtre biologique

a) Composés concernés

L'H₂S

b) Principe

La recherche continue de techniques d'épuration plus économiques a conduit à l'investigation des procédés microbiologiques. Ces procédés peuvent opérer à température ambiante et à pression atmosphérique. Les coûts d'exploitation et de fonctionnement (réactifs, énergie nécessaire, catalyseurs...) sont largement limités par rapport à ceux des autres procédés. Ils sont basés sur le même principe que les techniques biologiques internes : ce sont des micro-organismes (thiobacilles) qui dégradent l'H₂S en présence d'oxygène.

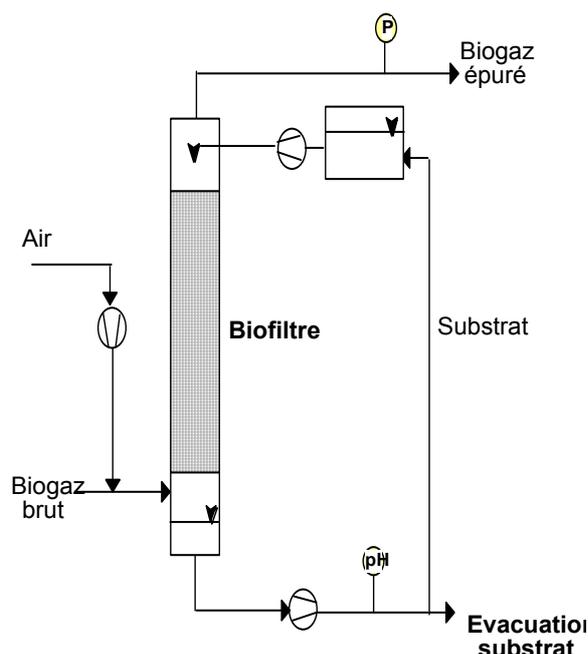


Figure 41 : Schéma de principe de l'épuration biologique

Source : Schweigkofler A., 2000

L'installation d'épuration biologique est une colonne à garnissage dans laquelle circulent à contre-courant le biogaz et de l'air comprimé (fonction du débit de gaz à traiter) et le substrat (généralement issu des jus de filtration). Le substrat est renouvelé régulièrement afin de maintenir des ressources en carbone pour les bactéries et d'éviter la concentration en soufre qui abaisserait le pH et entraînerait la production d'H₂SO₄ (produit fortement corrosif). En effet, à pH acide, d'autres bactéries chimiotrophes du soufre dégradent, en présence d'oxygène, le soufre de la manière suivante :



La colonne est lavée régulièrement par injection d'eau pendant 30 minutes. Si la dégradation est stoppée au début de la phase de lavage, elle retrouve son taux maximal rapidement (50 minutes après le début du lavage).

Les conditions de dégradation de l'hydrogène sulfuré sont les suivantes : une température de 20°C, un pH neutre (entre 6 et 8), un milieu humide, 20 m³/j.m² de biogaz et un débit de substrat recommandé entre 0,5 et 0,75 m³/m².h.

Le rendement épuratoire peut atteindre 99 % (de 95 à 99 %) suivant la teneur initiale d'H₂S (de 1500 à 5000 ppmV) c'est-à-dire abaisser la teneur d'H₂ à moins de 200 ppm. La gamme de débit de biogaz traité est importante, de 500 à 20 000 m³/j.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Cette technique peut être utilisée sur les stations d'épuration urbaines, les installations de méthanisation d'effluents industriels et de biodéchets.

D'après l'étude de l'UCL (Tchouate Héteu P., 2007): « Schneider et al ont développé un filtre biologique [de ce type]. Pendant les quatre premières semaines d'utilisation, ce filtre biologique a permis d'éliminer la totalité de H₂S contenue dans le biogaz (200 à 2000 ppm). Après, la capacité de réduction était limitée à 60 % à cause d'une baisse du pH dans le lit du filtre qui entraîne la mort des bactéries fixatrices de soufre. En maintenant le pH au-dessus de 6,5 et la température dans le filtre au-dessus de 20°C on retrouve des capacités de réduction de H₂S supérieures à 90 %. »

La société Köhler & Ziegler utilise dans leurs installations, de capacité comprise entre 25 m³/heure et 350 m³/heure, un système basé sur cette méthode biologique, qui réduit le taux de H₂S jusqu'à moins de 100 ppm à partir d'un biogaz de concentration de 1500 à 3000 ppm de H₂S, avec une consommation propre de 1 kW.

Le problème de cette technique est qu'il faut maintenir une teneur en H₂S stable et un débit constant, parce que le milieu doit rester optimal pour le développement des bactéries. Les variations peuvent les détruire. Cette technique n'est donc pas souvent mise en place, mais elle reste une solution envisagée sur les sites à forte teneur en H₂S.

Le procédé Thiopaq® combine un lavage à la soude avec une régénération biologique. Le biogaz circule dans une tour à contre courant, où est en contact avec une solution à base de soude. La réaction, qui a lieu autour de pH 8-9, est la suivante : $\text{H}_2\text{S}_{\text{gaz}} + \text{OH}^- \rightarrow \text{HS}^-_{\text{liquide}} + \text{H}_2\text{O}$. Le liquide est ensuite régénéré dans un bioréacteur par des bactéries. Le sulfure est oxydé en soufre élémentaire : $\text{HS}^- + 1/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{S}^0 + \text{OH}^-$. Ce procédé permet de traiter des débits allant de 200 à 2500 Nm³/h.

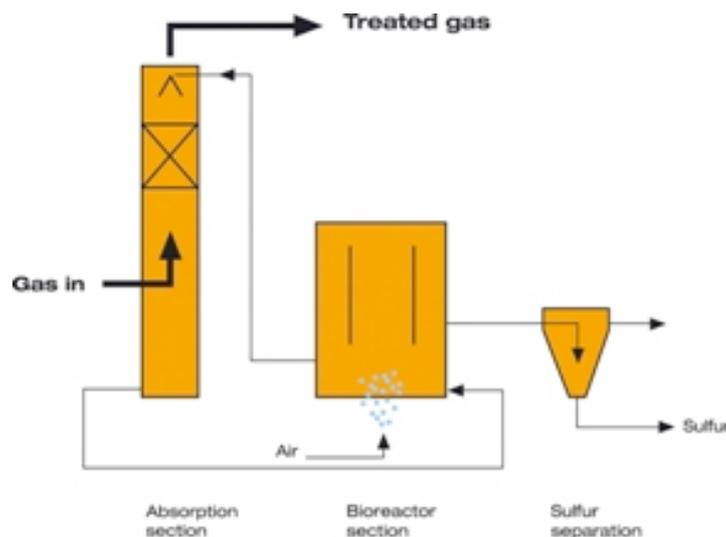


Figure 42 : Schéma du procédé Thiopaq®

Source : <http://www.paques.nl/?pid=57>

Plusieurs instituts et entreprises développent des installations de laboratoire et des unités pilotes, ce qui montre l'intérêt porté pour cette technique. Les recherches dans ce domaine devraient permettre d'améliorer les performances. Les entreprises référencées pour la recherche et développement de cette technique sont : Lipp, SH-Umwelt, Schmack, Atzevus, Profactor.

d) Eléments de coûts

Les courbes de tendances réalisées par l'HEI montrent que les coûts d'investissements sont élevés mais, pour de grosses installations, cette technique peut être économiquement intéressante du fait du coup d'exploitation relativement bas.

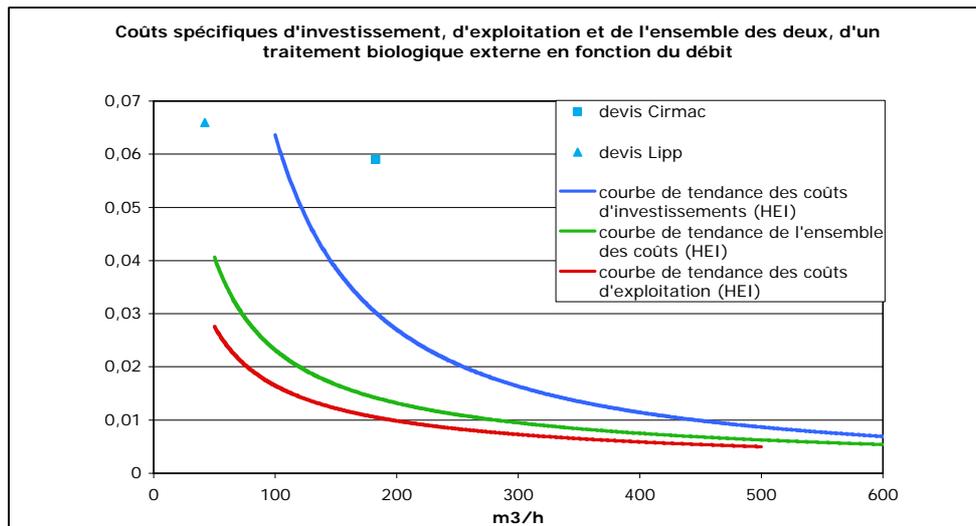


Figure 43 : Graphique des coûts d'un traitement biologique externe
Source : Graphique Solagro d'après l'étude réalisée par l'HEI et les devis ci-dessous

Lipp GmbH, devis pour un débit journalier 1.000 m³ biogaz/j à 58 % de CH₄ et 3.000 ppmV d'H₂S. Pour une épuration jusqu'à 100 ppmV, le coût d'investissement de l'installation s'élève à 24.000 € HT, soit 23 €/m³ biogaz/j.

CIRMAC, devis pour un débit journalier 4.400 m³ biogaz/j à 50 % de CH₄ et 6.000 ppmV d'H₂S. Pour une épuration jusqu'à 100 ppmV, le coût d'investissement de l'installation s'élève à 95.000 € HT, soit 22 €/m³ biogaz/j.

e) Etat du développement

Cette technique est peu utilisée, elle nécessite beaucoup de suivi et de rigueur au niveau de la composition du biogaz. C'est un processus difficilement maîtrisable.

2.2.8 Adsorption sur charbon actif ou graphite

a) Composés concernés

Les composés qui peuvent être éliminés par adsorption sur charbon actif sont principalement l'H₂S, les composés halogénés (Cl, Fl) et les siloxanes.

b) Principe

Le traitement par charbon actif est basé sur le principe de l'adsorption. En effet, le charbon actif peut être sous la forme de grains (de 0,2 mm à 5 mm), de poudre (<0,18 mm) ou pellets de carbone. Il est issu du bois, du charbon, de coques de noix de coco... La spécificité du charbon actif est qu'il présente une très grande surface interne (qui peut aller de **700 à 1500 m²/g**). Les pores de cette structure constituent ainsi un volume d'adsorption important. Lorsque le gaz passe à travers le lit de charbon actif, les particules à éliminer (comme l'H₂S ou les siloxanes) vont être attirées dans les cavités. Elles vont se fixer au charbon actif jusqu'à ce qu'il soit saturé. **La capacité d'adsorption du charbon actif peut varier de 0,1 kg de soufre par kg de charbon à plus de 0,6 kg de soufre par kg de charbon s'il s'agit de charbon actif imprégné.**

Le charbon actif peut être imprégné par de l'iodure de potassium (KI) ou de l'hydroxyde potassium (KOH) ou d'acide sulfurique (H₂SO₄) pour augmenter l'efficacité de ce procédé. En effet, une fois fixées sur le charbon actif, les particules vont réagir avec la substance imprégnée. D'après une thèse sur l'« adsorption de polluants gazeux sur des filtres de charbon actif » (Fiani Emmanuel, 2000), seule l'imprégnation de KOH a de bonnes performances pour éliminer l'H₂S.

Le charbon actif peut être régénéré. La méthode la plus utilisée est la régénération thermique. Le charbon actif saturé passe dans un four à haute température (environ 800°C). Les particules fixées sur le charbon sont désorbées et oxydées. Le charbon actif retrouve de cette manière ces propriétés et peut être réutilisé.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

L'adsorption sur charbon actif est utilisée sur les stations d'épuration urbaines, les installations de méthanisation d'effluents industriels et de biodéchets, et les centres d'enfouissement technique.

La société Applied Filter Technology commercialise un procédé par adsorption par graphite polymorphe pour traiter les siloxanes.

A Santa Cruz, suite à des problèmes de fonctionnement sur un moteur Waukesha de 820 kW, le procédé SAGTM de AFT a été installé pour traiter les siloxanes (mesurés entre 1.5 et 3.0 ppmv)

Sur ce cas, on voit clairement l'intérêt de mettre en place une unité de traitement, d'autant plus que grâce aux économies de maintenance réalisées, l'unité de traitement est payée en quasiment un an.

Tableau 24 : Comparaison des fréquences de maintenance après l'installation d'un traitement d'AFT

	Avant	Après	Économies par an
Arrêt du moteur (pertes de performance)	3-6 semaines par an	1-3 semaines à 28 000 heures	6 000 \$
Maintenance des têtes et des valves de cylindre	5000-8000 heures	28 000 heures	75 000 \$
Bougies d'allumage	≈500 heures	1200-1500 heures	2 500\$
Vidange d'huile	500-750 heures	1500 heures	11 700\$
Total économisé	---	---	95 200\$

Source : AFT, 2006

Applied Filter Technology explique que, mettre en place une unité de traitement des siloxanes permet d'améliorer les points suivants :

- La durée de vie des bougies d'allumage de 3 à 4 fois.
- La restauration du moteur passant de 6000 à 40000 heures de fonctionnement.
- La durée de vie des tubes d'échangeur augmentée de 300-400 %.
- La disponibilité du moteur augmentée de 75 % à 92 %.
- La fréquence des vidanges d'huile passant de 500 à 2000 heures.

L'entreprise SILOXA commercialise également un procédé d'adsorption des siloxanes par charbon actif, dont l'objectif est d'avoir moins de 1 mg de siloxanes /m³. Elle dispose d'un retour d'expérience sur six installations de biogaz, où les huiles moteurs ont été analysées avant et après le filtre à charbon actif. La valeur moyenne de la teneur en siloxanes dans les huiles moteurs est de 105 mg/kg avant traitement et 5mg/kg après traitement. Sur deux sites, la teneur en siloxanes après traitement atteint 0,4 mg/Nm³.

L'entreprise PpteK (UK) a aussi développé un média composé de différents types de graphites qui filtre les siloxanes. Ce média a la particularité d'avoir une très grande capacité d'adsorption, du fait de sa résistance aux interférences de l'H₂S et de l'eau. On voit par exemple que l'installation d'une telle unité sur un site a permis de diviser par deux la concentration de silicium dans l'huile.

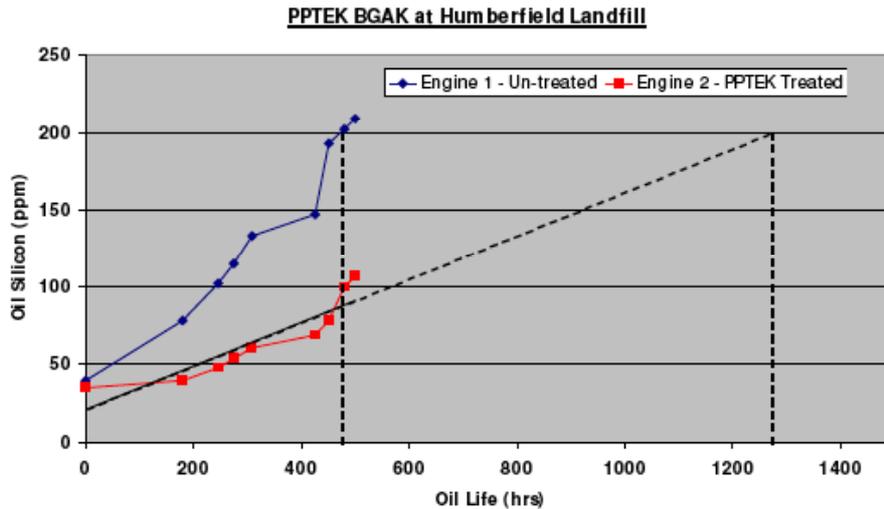


Figure 44 : Comparaison de la durée de vie de l'huile avec ou sans un traitement PpteK
 Source : *Biogas Treatment, Paul Griffin*

d) Eléments de coûts

D'après l'étude allemande « *ATZ Entwicklungszentrum* » sur le traitement de l'H₂S, le charbon actif non imprégné a une capacité de charge de seulement 0,12 kgS/kg avec un prix d'environ 3 €/kg, alors que le charbon actif imprégné à 10% a une capacité de charge de 0,62 kgS/kg et coûte environ 8 €/kg. Le coût par kilo de soufre extrait est donc plus intéressant avec du charbon actif imprégné à 10 % ou à 2 % (même si la capacité de charge est moins élevée pour du charbon actif imprégné à 2 %, le coût spécifique est quasiment le même).

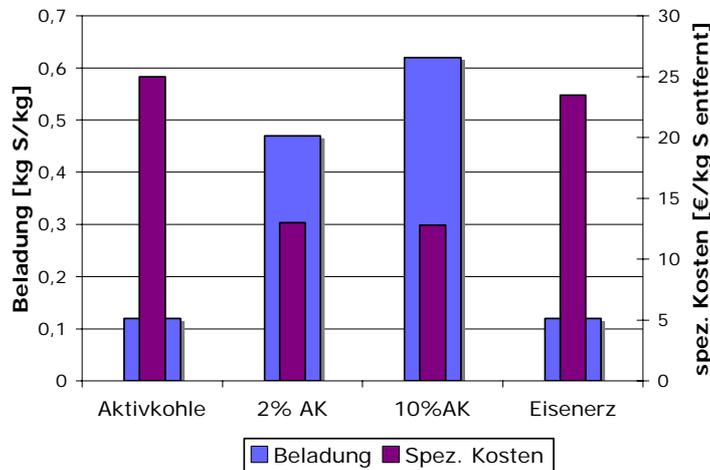


Figure 45 : Graphique comparant la charge et le coût spécifique de différents charbons actifs et du minerai de fer
 (Source : *ATZ Entwicklungszentrum, 2004*)

- Beladund : chargement du réactif
- Spez.Kosten : coût spécifique
- Einsenerz : minerai de fer
- AK, Aktivkohke : charbon actif

Un retour d'expérience, fait par l'entreprise SILOXA sur une installation avec deux moteurs de 294 kW et un traitement de siloxanes à partir de charbon actif, permet de voir les coûts engendrés par l'installation de l'unité de traitement et les économies réalisées :

Tableau 25 : Coûts d'exploitation avant et après l'installation d'un traitement de siloxanes

Installation der SILOXA- Gasreinigung	vorher		nachher	
	Kosten [€/a]		Kosten [€/a]	
Olwechsel und Zusatzarbeiten	alle 500 h		alle 1.000 h	
200 l, 2 €/l	6.400		3.200	
12 Kerzen, 40 €/St	7.680		3.840	
8 h, 50 €/h	6.400		-	
Überholung der Zylinderköpfe	10.000			
Summe I (2 x 294 kW, MDE)	60.960		14.080	
Störungsbeseitigung (zusätzl.)				
40 h, 50 €/h	2.000		-	
Aktivkohle (Fullservice)			5.850	
AfA (7 a)			5.086	
Summe II	62.960		25.016	

Source : Beese J.

Olwechsel : vidange d'huile, zusatzarbeiten : maintenance, überholung des zylinderköpfe : changement de culasse, störungsbeseitigung : réparation des pannes, aktivkohle : charbon actif, vorher : avant, nachher : après, kosten : coûts, Afa : annuités.

Le coût de l'installation de l'unité de traitement est de 35600 € (5086 € sur 7 ans) pour une économie annuelle de 37.944 €. En moins d'une année, les économies réalisées sur la maintenance permettent de rembourser le coût d'installation du traitement.

Les courbes de tendance, réalisées par l'HEI d'après des données de deux fournisseurs (Schmack et Horstmann), montrent que les coûts pour un traitement par charbon actif sont entre 0,2 c€/ et 2 c€/m³. Les coûts des cuves Verdesis sont aussi compris entre 1 et 2c€/ m³, voire moins s'il y a peu de polluants.

e) Etat du développement

Il s'agit d'une technique très développée, mais on cherche toujours à augmenter les capacités du charbon actif (par des mélanges, de l'imprégnation...).

2.2.9 Adsorption sur glycols

a) Composés concernés

L'eau, mais aussi les composés soufrés.

b) Principe

Sur la figure ci-dessous, le principe de l'absorption sur glycol est schématisé. Le gaz humide rentre à contre courant dans la cuve de Triéthylène glycol (TEG). Le TEG chargé d'eau est dirigé vers le régénérateur où il est reformé, puis par le cycle de retour il est renvoyé dans la cuve de glycol.

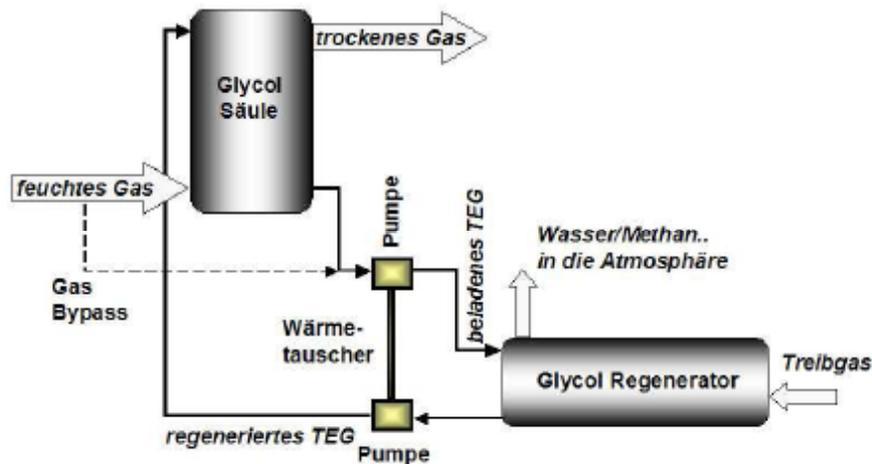


Figure 46 : Schéma d'un procédé de traitement par absorption sur glycols
Source : Hornbachner D., 2005.

Feuchtes gas : gaz humide, trockenes gas : gaz sec, beladenes TEG : TEG chargé.

C'est un procédé qui nécessite une source chaude pour la régénération (schématisé sur la figure par « treibgas »).

c) Eléments de coûts

Dans le cas d'une interprétation des installations de 150 m³ / h, les coûts s'élèvent à environ 1,9 c€/m³ et à 500 m³ / h à environ 0,86 c€/m³ (*Source : Hornbachner D., 2005*).

2.2.10 Adsorption sur Silica gel

a) Composés concernés

Les composés concernés par adsorption sur silica gel sont essentiellement les siloxanes, mais on peut aussi utiliser du silica gel pour éliminer l'eau.

b) Principe

Le principe est le même que celui de l'adsorption sur charbon actif. La différence vient seulement du média utilisé dans le lit, à la place du charbon actif on utilise de la zéolithe, du silica gel...

Pour le silica gel, les études menées par *M. Schweigkofler et R. Niessner (2000)* montrent que le silica gel a une bonne efficacité d'adsorption des siloxanes, plus de 100 mg/g. Mais il est important que le gaz soit d'abord séché pour obtenir une bonne efficacité du silica gel. Il peut être simplement séché par réfrigération ou aussi par adsorption sur silica gel (lit pressurisé à 5 bar, ce qui permet d'atteindre le point de condensation de -50°C), technique qui montre de très bons résultats.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

À Calabasas (près de Los Angeles), une installation de traitement des siloxanes par adsorption a été mise en place. Plusieurs médias ont été testés, afin d'évaluer leur efficacité : du charbon actif de noix de coco, du graphite actif et du silica gel. Les résultats sont beaucoup plus performants pour le silica gel : les siloxanes apparaissent trois à quatre fois plus tard dans les prélèvements après traitements. Son efficacité est donc plus longue que celle des autres médias testés.

d) Eléments de coûts

D'après le retour d'expérience de Calabasas :

	Charbon	Silica gel
Coût \$/kg	\$1,54	\$2,64
Coût de maintenance \$/kWh	\$0,0060	\$0,0021

Source : McDannel M.

e) Etat du développement

Cette technique est encore en développement. Le silica gel est un matériau encore peu utilisé, mais qui, d'après les premiers retours d'expériences, a de bonnes capacités. Les recherches sur de nouveaux médias adsorbants sont continues. Des expérimentations sur le charbon de noix de coco ont notamment donné de bons résultats (expérience à Calabasas par exemple).

2.2.11 Adsorption sur tamis moléculaire

a) Composés concernés

Selon le tamis moléculaire, il est possible d'éliminer différents composés : l'eau, l'H₂S, les composés halogénés, les siloxanes.

b) Principe

Les tamis moléculaires sont des matériaux cristallins (structure cristalline d'alumino-silicates ou zéolithes, tamis moléculaire au carbone) présentant une grande porosité. Si la plupart des cristaux contenant de l'eau se détruisent lorsque cette eau est éliminée, par chauffage par exemple, les tamis moléculaires au contraire se maintiennent. Les « trous » ainsi formés confèrent des forces d'attraction envers d'autres molécules notamment les molécules polaires (H₂S, H₂O, mercaptans et à un degré moindre, le CO₂) qui sont adsorbées. L'eau est adsorbée en priorité, il est donc nécessaire d'abaisser la teneur en eau afin de ne pas surdimensionner les quantités de tamis.

Différents tamis moléculaires sont utilisés en fonction des impuretés à enlever dans le biogaz.

La régénération s'effectue par élévation de température ou par passage d'un courant de gaz chaud. La garniture doit être changée une fois par an environ. La valorisation du soufre élémentaire n'est économiquement pas réalisable. Il est préférable d'avoir deux unités parallèles pour fonctionner en continu (que l'un prenne la relève de l'autre pendant la régénération des pastilles). Ce type de traitement est très performant, il permet d'obtenir une déshydratation très poussée, qui ne se justifie que rarement pour la valorisation électrique du biogaz.

Avec cette technique, la teneur en H₂S peut être réduite jusqu'à moins de 1 ppmV.

c) Retours d'expériences : domaine d'application

Cette technique peut être utilisée sur les stations d'épuration urbaine, les installations de méthanisation d'effluents industriels et de biodéchets et les centres d'enfouissement techniques.

d) Eléments de coûts

Carbotech Analgenbau GmbH, pour un débit journalier 3.360 m³ biogaz/j à 58 % de CH₄ et 5.000 ppmV d'H₂S. Pour une épuration jusqu'à 3 ppmV, le coût d'investissement de l'installation s'élève à 195.000 € HT, soit 58 €/m³ biogaz/j.

e) Etat du développement

Technique encore peu utilisée.

2.2.12 Tableau de synthèse

Tableau 26 : Synthèse des traitements du biogaz

Technique	Composés	Éléments de coût	État du développement	Commentaire
Condensation dans les conduites	Eau (+ polluants piégés)	Inv : ↘↘↘ Exp : ↘↘↘	Très développée	Bien si l'unité de valorisation est loin du centre de production de biogaz.
Refroidissement À + 5°C	Eau (+ polluants piégés)	Inv : ↗ Exp : ↗	Très développé	
Réfrigération À -25 °C	Siloxanes, eau, composés halogénés, H ₂ S)	Inv : ↗↗ Exp : ↗↗	Peu développé	Adapté s'il y a beaucoup de polluants à éliminer.
Injection de chlorure de fer	H ₂ S	Inv : ↘↘ Exp : ↗↗	Très développé	Adapté sur les stations d'épuration (avec phosphate encore plus intéressant).
Réaction sur lit d'oxydes métalliques	H ₂ S	Inv : ↗ Exp : ↗↗	Très développé	
Système biologique interne	H ₂ S	Inv : ↘↘ Exp : ↘↘	Très développé sur les installations à la ferme	Adapté pour les petits débits.
Filtre biologique	H ₂ S	Inv : ↗↗ Exp : ↘	Encore en cours d'amélioration	Adapté pour les gros débits ou les fortes concentrations et si on peut valoriser le soufre élémentaire.
Adsorption sur charbon actif	H ₂ S, composés halogénés, siloxanes	Inv : ↗ Exp : ↗↗↗ Verdisis propose de la location : pas d'investissements	Très développé	Adapté s'il y a peu d'H ₂ S à traiter. Pas suffisant s'il y a des siloxanes et de l'H ₂ S à traiter.
Adsorption sur silica gel /	Siloxanes	Inv : ↗↗ Exp : ↗↗	Début de développement	
Tamis moléculaire	Siloxanes, eau, composés halogénés, H ₂ S	Inv : ↗↗↗ Exp : ↗↗	Peu utilisé	Encore trop cher pour une valorisation électrique du biogaz.

2.3 Techniques de traitement des goudrons issus de la gazéification : Le procédé OLGA

2.3.1 Principe du procédé

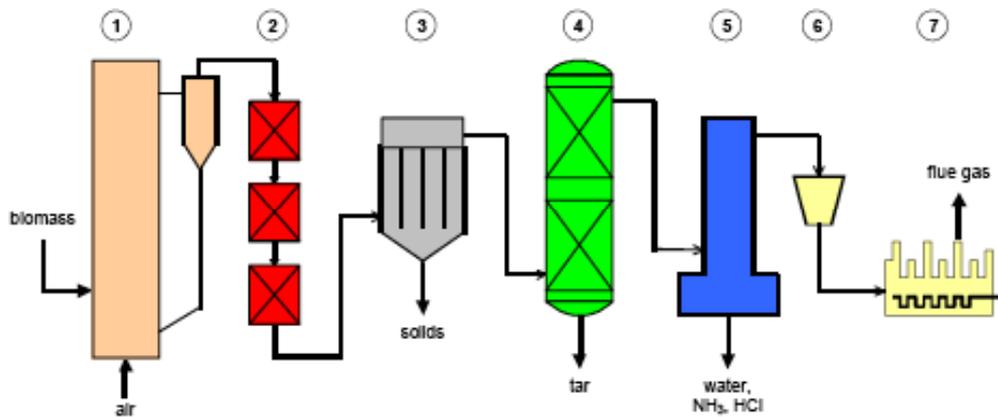


Figure 47 : Schéma de fonctionnement du procédé OLGA

(Source : ECN, 2005)

Le principe du procédé OLGA, développé par l'ECN (Energy research Centre of the Netherlands), est schématisé ci-dessus. La biomasse est gazéifiée dans le gazogène (1). Avant d'être lavés, les gaz sortants sont envoyés dans un échangeur (2), pour être refroidis. La température doit rester supérieure à 350°C pour éviter que les goudrons condensent. Une fois refroidis, les gaz passent par un cyclone (3) qui permet de séparer les particules solides (plus de 90 % des solides sont éliminés). Les goudrons sont séparés par un lavage à l'huile (4). L'eau, l'ammoniac sont ensuite condensés (5). Les gaz ainsi nettoyés passent dans un compresseur (6) avant d'être envoyés au moteur à gaz (11).

Ce procédé peut aussi inclure un filtre électrostatique qui permet de capter les aérosols, qui condensent aux parois (comme sur l'unité pilote de Moissannes).

2.3.2 Retour d'expérience

Pour le moment, il y a trois installations pilotes de ce procédé. La première, un pilote de laboratoire permet de traiter 2 Nm³/h et a plus de 1400 heures de fonctionnement. L'ECN a ensuite développé un pilote à l'échelle industrielle de 200 Nm³/h qui a plus de 900 heures de fonctionnement. La dernière est installée sur le site pilote de Moissannes, qui a été mise en service en 2006. Elle a une capacité de 2000 Nm³/h.



Figure 48 : Photo de l'unité OLGA à Moissannes

Source : Solagro

D'après les tests de l'ECN, le procédé OLGA peut permettre de diminuer la concentration totale de goudrons de 7 g/m³ à 50 mg/m³.

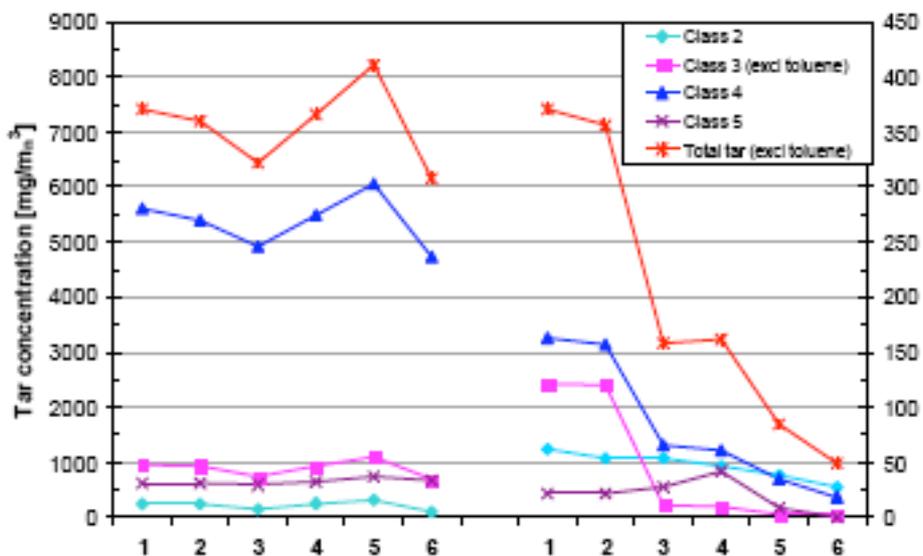


Figure 49 : Résultat de l'élimination de goudrons dans six conditions pendant le programme de test du procédé pilote OLGA. A gauche : concentrations en entrée. A droite : concentrations en sortie.

Source : ECN, 2004

La figure suivante montre les performances expérimentales mesurées avec le procédé OLGA. Elles sont comparées avec un système basic de lavage humide des gaz, avec ou sans filtre électrostatique (ESP).

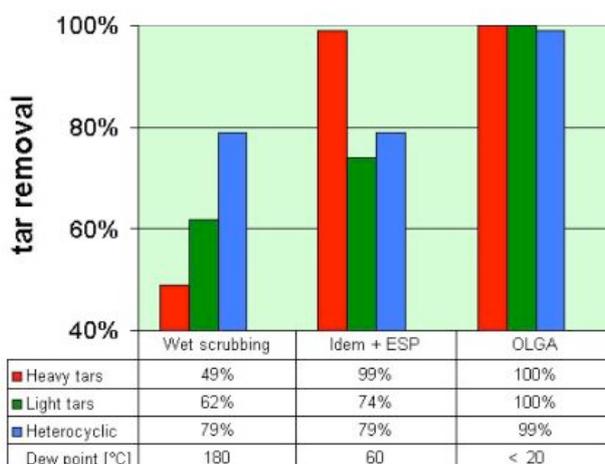


Figure 50 : Comparaison des performances du procédé OLGA avec le lavage humide basic

Source : ECN, 2004

Le procédé OLGA obtient des résultats excellents. Mais il faut rappeler que ces expérimentations ont été réalisées avec un gazogène à lit fluidisé, type de gazogène qui produit peu de goudrons.

2.3.3 Eléments de coût

Les coûts d'investissement spécifique dépendent fortement de la taille de l'installation comme le montre la courbe ci-dessous établie par l'ECN.

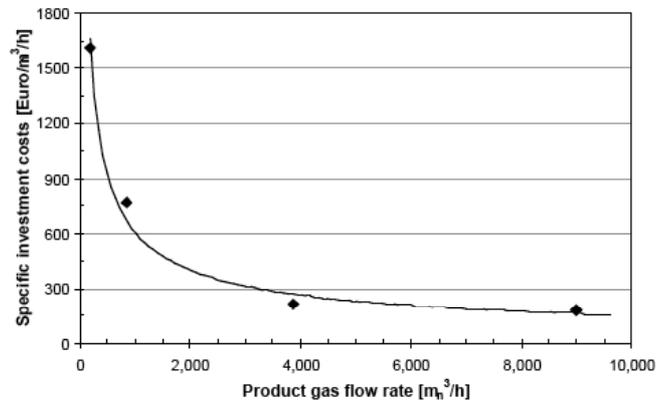


Figure 51 : Coûts d'investissement spécifique d'OLGA en fonction du débit de l'installation

Source : ECN, 2005

Les coûts opérationnels comprennent les consommations d'électricité (des pompes, ...), la consommation d'huile nécessaire pour le lavage des goudrons. Ils s'élèvent à 0,67 c€/kWhel.

2.3.4 Etat du développement

Ce procédé a été développé à l'échelle de pilote industriel. Mais il n'y a pas encore de retour d'expérience.

3. Étude économique, énergétique et environnementale

Cette partie fera l'étude des différents paramètres qui influencent un projet de valorisation de biogaz d'un point de vue économique, énergétique et environnemental. Le but est de repérer quels sont les meilleurs choix à prendre pour optimiser le projet sur ces trois aspects.

Avertissement :

Les installations de valorisation du biogaz présentent des aspects qualitatifs et quantitatifs variables selon :

- le mode de production du biogaz (usine de méthanisation, centre de stockage de déchets, station d'épuration, méthanisation à la ferme) ;
- la taille de l'installation (quantité de biogaz produite) ;
- les conditions environnementales (pluviométrie, température...) ;
- ...

Les contraintes sont donc spécifiques à chaque site. Ainsi, la quantité de méthane, la concentration de polluants dans le biogaz, la distance à un consommateur de chaleur, la place sur le site, la faisabilité du raccordement électrique sont autant d'exemples de contraintes liées à la mise en œuvre d'une installation de valorisation du biogaz.

Par conséquent, il faut garder à l'esprit que les résultats de cette étude économique, énergétique et environnementale sont des indications de base qui ne peuvent se substituer à une étude d'un projet à réaliser.

Les résultats peuvent être comparés entre eux, mais il ne faut en aucun cas les appliquer à des projets existants.

3.1 Méthodologie

3.1.1 Les paramètres variables

Les paramètres variables sont les caractéristiques de l'installation, telles que :

- le type de technologie
- la puissance installée
- le rendement électrique et le rendement thermique
- la disponibilité du biogaz et des machines
- le taux de valorisation thermique
- la production de gaz par mois (à savoir si la production est stable, oscillante ou s'il y a des pics importants de variation)

C'est l'influence de ces paramètres sur le bilan énergétique qui va être étudiée.

Par ailleurs, d'autres paramètres vont influencer le bilan économique de l'installation :

- la présence d'une unité de traitement du biogaz
- la composition du biogaz en COV, H₂S et siloxanes
- la consommation électrique des équipements annexes

L'étude de différents scénarios permet d'analyser l'impact de ces paramètres sur le bilan économique, le bilan énergétique et le bilan gaz à effet de serre.

3.1.2 Calcul de la production électrique

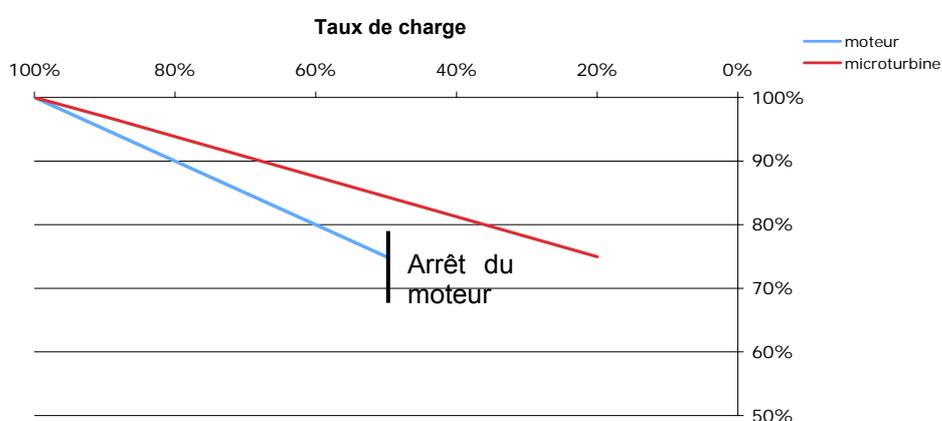
La puissance électrique effective dépend de la capacité de la machine à convertir l'énergie primaire en énergie électrique, elle dépend donc du rendement électrique net de la machine (consommation des auxiliaires déduite).

$$P_{\text{élec}} = P_{\text{prim}} \times \eta_{\text{élec}}$$

Par ailleurs, il faut savoir que le rendement des machines se dégrade s'il elles ne fonctionnent pas à leur charge nominale. Par exemple, pour un moteur, qui aurait un rendement nominal de 37 %, avec un taux de charge de 80 %, le rendement serait dégradé à 90 % du rendement nominal, c'est à dire 33,3 %.

De plus, les moteurs ne fonctionnent pas à moins de 50 % de leur charge nominale et les microturbines à moins de 20 % de leur charge nominale. Il faut prendre en compte cette dégradation du fonctionnement des machines.

Variation des rendements électriques en fonction du taux de charge



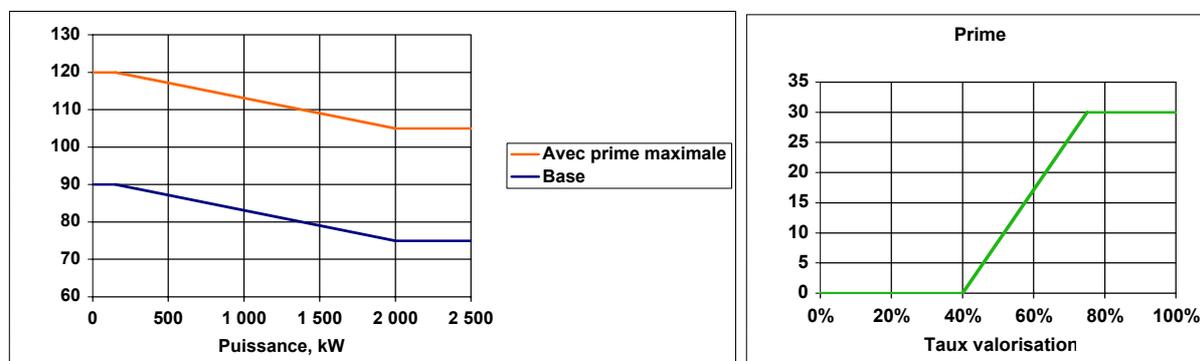
Enfin, pour connaître l'électricité produite, il faut prendre en compte le nombre d'heures de fonctionnement de l'installation, soit la disponibilité du biogaz et des machines.

$$E_{\text{elec}} = P_{\text{élec}} \times \text{dispo}_{\text{biogaz}} \times \text{dispo}_{\text{machine}} \times 8760$$

3.1.3 Éléments économiques

a) Les tarifs d'achat

D'après l'arrêté du 10 juillet 2006, les tarifs d'achat de l'électricité comprennent une composante de base, liée à la puissance électrique de l'installation, et une prime indexée sur l'efficacité énergétique de l'installation. Le tarif de base peut aller de 75 à 90 €/MWh et la prime peut s'élever jusqu'à 30 €/MWh.



Ces tarifs sont actualisés chaque année. En 2008, le tarif de base va de 81 à 98 €/MWh et la prime d'efficacité peut s'élever jusqu'à 33 €/MWh.

b) Estimation des investissements

Le prix du groupe électrogène est fonction de sa puissance. Il va de 2.000 €/kWe pour des petites puissances (quelques dizaines de kWe) à 700 €/kWe pour des grosses puissances. Dans le groupe électrogène, on comprend : le moteur, le container, l'armoire de contrôle et la station d'huile de lubrification.

Le graphique suivant a été établi à partir de **données issues de consultations**. On peut ainsi estimer le coût du moteur en fonction de sa puissance.

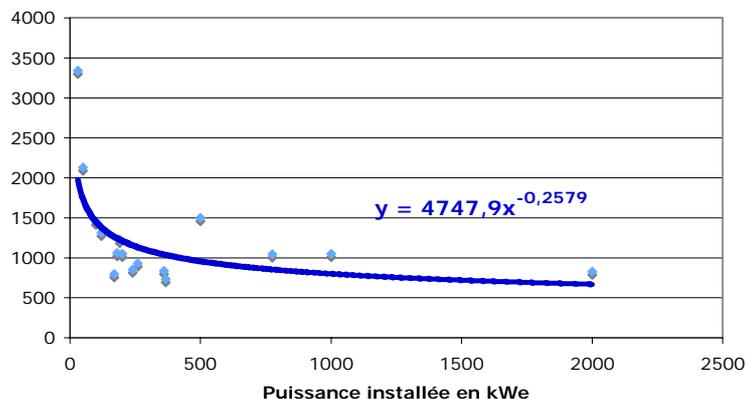


Figure 52 : Évolution du coût des moteurs à gaz en fonction de leur puissance

Pour les microturbines, le prix est très variable. En effet, en fonction de la puissance des microturbines et de leur nombre, le coût au kWe peut varier du simple au triple. C'est-à-dire de 700 €/kWe pour une C1000 (5*200 kW) à 3 000 €/kWe pour une C30 seule.

Pour les équipements périphériques (séparateur de condensats, compresseurs, aérothermes, baie d'analyse...), on peut estimer leur coût autour de 20 % du prix du moteur ou des microturbines.

À ces coûts s'ajoutent ceux des équipements de traitement du biogaz, comme les cuves de charbon actif et les groupes de réfrigération.

Il existe des cuves de charbon actif de différentes tailles. On peut estimer le coût d'une cuve de 20 m³ à environ 70 000 €. Le graphique ci-dessus permet d'avoir une estimation du prix d'un groupe froid pour un débit de biogaz donnée, il a été établi à partir de consultation.

Dans le cas présent, où l'on exploite 100 TJ de biogaz par an, c'est-à-dire environ 700 m³/h, le coût du groupe froid s'élève à environ 60 000 €.

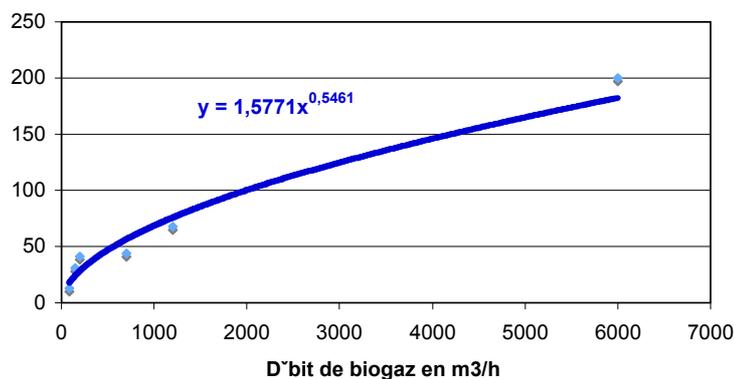


Figure 53 : Variation du coût du groupes froid en fonction du débit

À cela, il faut encore ajouter les frais de raccordement électrique. Ceux-ci peuvent varier énormément en fonction des sites. Dans le cadre de cette étude, le coût de raccordement a été fixé à 200.000 €, mais il s'agit d'un élément neutre pour les comparaisons qui vont être analysées.

Le génie civil est estimé à 30.000 €. Un poste « imprévu » est évalué à 5 % du montant des investissements, afin d'avoir une marge de manœuvre.

Enfin, les frais d'études et l'assistance à maîtrise d'ouvrage ont été estimés à 5 % du montant des investissements.

Par ailleurs, lorsqu'il y a une valorisation thermique, il faut ajouter le coût du réseau (environ 250 € par mètre linéaire de canalisation d'eau chaude), le coût de la pompe estimée à environ 800 € par kW installé et les équipements annexes qui s'élèveraient à environ 7 000 €.

c) Estimation des coûts d'exploitation

- Achat du biogaz

La présente étude se limite à l'analyse économique de l'unité de production d'électricité à partir de biogaz, et non à l'analyse de l'intégralité d'une installation de méthanisation.

Si l'on tient pas compte d'un coût de production du biogaz, alors les bilans économiques sont très favorables, mais ils ne reflètent pas la réalité d'un projet.

Nous avons donc comptabilisé un coût fictif de mise à disposition du biogaz, identique pour toutes les filières, bien que dans la pratique celui-ci varie d'une filière et d'un site à l'autre.

Le montant de cette rémunération de production de biogaz est fixé arbitrairement dans cette étude à 7 €/MWh primaire.

Ce prix se situe entre celui qui est versé aux gestionnaires de CET, de STEP ou d'usine de méthanisation de déchets ménagers lorsqu'il y a rémunération du biogaz, et le coût de production des installations de biogaz agricole.

- Conduite

Pour la conduite de l'installation, il faut compter environ une heure par jour, à 30 € l'heure.

La maintenance des moteurs coûte entre 15 et 25 €/MWh, celle des microturbines est autour de 13 €/MWh. Les coûts de maintenance comprennent les consommables tels que l'huile de lubrification, les filtres, les bougies..., la maintenance préventive (contrôle, nettoyage...), les entretiens annuels et l'entretien général des 40 000h.

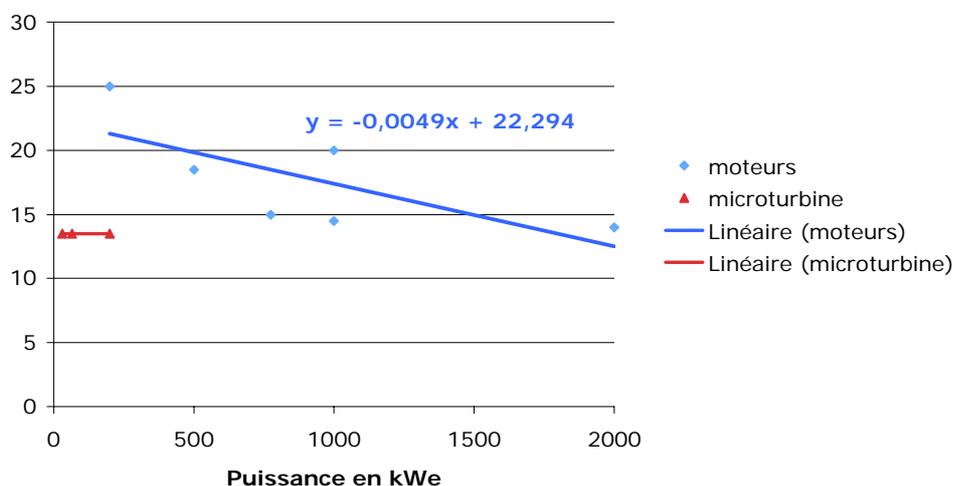


Figure 54 : Coût de maintenance des moteurs et microturbines en fonction de la puissance

- Huile

Afin de voir l'impact de l'huile, nous avons fait une estimation de la consommation. On considère que la consommation s'élève à 0,5 g/kWh s'il y a un traitement en amont du biogaz et 1 g/kWh s'il y en a pas, la fréquence des vidanges étant divisée par 2. Le coût de l'huile est d'environ 3 €/kg (d'après des retours d'exploitants).

- **Charbon actif**

La consommation de charbon actif peut être estimée en connaissant la quantité de polluants à éliminer par an et la capacité d'adsorption. Le charbon actif a une capacité d'adsorption de l'H₂S d'environ 0,45 kgS/kg (d'après l'étude allemande ATZ, 2004), des siloxanes d'environ 0,05 kgSi/kg (d'après Schweigkofler M, 2000) et nous avons estimé à la capacité d'adsorption des COV environ équivalente à celle de l'H₂S, c'est à dire 0,45 kgCOV/kg. Pour l'étude, nous avons considéré un prix des charbons actifs de 6 €/kg (prix moyen car le prix du charbon actif varie avec la qualité du charbon).

Ainsi, si on a un débit de 640 m³/h de biogaz avec 1200 mg/m³ d'H₂S, la quantité totale par an d'H₂S à éliminer est d'environ 6200 kg. Ce qui nécessite quasiment 13 800 kg de charbon actif.

- **Fioul**

Nous avons considéré la consommation de fioul à la limite autorisée par l'arrêté du 2 octobre 2001, soit 20 % de l'électricité produite. Le prix du fioul a été fixé à 0,8 €/L (prix en février 2008, source DGEMP-DIREM).

- **Renouvellement du matériel**

Le renouvellement du matériel (à environ 8 ans pour les machines) est pris en compte. On comptabilise en charges annuelles des provisions pour renouvellement sur 15 ans des machines de production d'électricité et de traitement du biogaz.

- **Assurances**

Enfin, parmi les dépenses d'exploitation, il faut aussi inclure les assurances, dont le prix a été estimé à 1,5 % des investissements.

- **Dépenses non comptabilisées**

Nous n'avons pas comptabilisé les dépenses telles que taxe professionnelle et impôts, qui dépendent de nombreux paramètres dont la forme juridique du producteur.

3.1.4 Éléments pour l'analyse énergétique

Le bilan énergétique consiste à calculer les économies nettes de ressources énergétiques non renouvelables permises par le projet de valorisation de biogaz.

Pour réaliser l'analyse énergétique des différents scénarios, il faut ainsi faire la balance entre l'énergie primaire qui a été consommée et l'énergie primaire qui a été économisée.

a) Énergie économisée

La production d'électricité à partir de biogaz permettra d'éviter la consommation de ressources énergétiques qui aurait été nécessaire en l'absence de cette production de biogaz. Cette analyse s'appuie sur le « Scénario énergétique de référence DGEMP – OE¹ (2008) », 28 Avril 2008.

Ce document présente un scénario énergétique national dit « de référence à caractère tendanciel », c'est-à-dire un scénario décrivant la situation énergétique à différents horizons (2020, 2030) si aucune autre mesure que celles décidées avant 2008 n'était adoptée (en particulier les mesures issues du Grenelle de l'Environnement).

Selon ce scénario, la production brute d'électricité passera de 575 TWh aujourd'hui à 692 TWh en 2020, soit 118 TWh supplémentaire, dont 28 TWh nucléaires, 43 TWh d'origine fossile et 47 TWh d'origine renouvelable (principalement éolien).

¹ Observatoire de l'Energie de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, MEEDADT. Voir <http://www.industrie.gouv.fr/energie/prospect/textes/prospective-2030-2050.htm>

Production, TWh	2006	2020	Différence
Nucléaire	450	478	28
Thermique fossile	59	103	43
Renouvelables	65	112	47
Total	575	692	118

Parmi les objectifs prioritaires de la politique énergétique nationale figurent la lutte contre le changement climatique, la diminution de la facture énergétique, notamment les importations de pétrole et de gaz, et le respect des Directives européennes comme la Directive concernant la production d'électricité renouvelable.

La production d'électricité renouvelable est donc encouragée, en substitution prioritairement à l'électricité d'origine fossile. Chaque kWh électrique d'origine renouvelable permettra donc l'économie in fine d'un kWh électrique d'origine fossile (y compris via les échanges avec les pays tiers de l'Union Européenne).

L'étude DGEMP indique la répartition des puissances installées pour chaque type de ressource :

Puissance, GW	2006	2020	Différence
Nucléaire	63,3	65,4	2,1
Charbon	6,5	2,9	-3,6
Centrales à gaz à cycle combiné	1	12,8	11,8
Fioul	4,5	5,1	0,6
Turbine à combustion fioul et gaz	0,8	8,9	8,1
Autre thermique non ENR	8,7	8	-0,7
Total thermique	21,5	37,7	16,2
Thermique ENR	0,5	0,9	0,4
Hydraulique	25,5	25,5	0
Eolien	1,4	17,1	15,7
Photovoltaïque	0	0,5	0,5
Total ENR non thermiques	27	44,147	16
TOTAL	112	146	35

On constate que les principales technologies appelées à se développer, pour le thermique fossile, sont les centrales à gaz à cycle combiné (CCG) et les turbines à combustion à gaz (et secondairement à fioul), alors que le charbon devrait régresser.

Les centrales à cycle combiné sont des systèmes dont le rendement électrique moyen atteint 57,1 %², tandis que le rendement des TAC (Turbines à Combustion) est de 34,7 %.

La puissance installée ne reflète que partiellement la production, car chaque système fonctionne sur un régime différent. Notamment, les CCG fonctionnent en semi-base tandis que les TAC fonctionnent en pointe, donc sur une durée moins longue.

Pour simplifier, on considérera dans la suite de l'étude qu'une installation de production d'électricité ex-biogaz permet d'éviter une production par une centrale thermique à gaz d'un rendement moyen de 50 %.

Par exemple, la production annuelle de 10 TJ électriques permettrait d'économiser 20 TJ de gaz naturel (énergie finale), soit 22 TJ d'énergie primaire (la consommation d'énergie nécessaire à l'extraction, au traitement et au transport du gaz naturel, est d'environ 10 % de l'énergie finale).

En ce qui concerne la production de chaleur, on considérera dans la suite de l'étude qu'une installation de valorisation du biogaz qui produit de la chaleur (vapeur ou eau chaude) permet d'éviter une production par une chaudière à gaz naturel de rendement de 90 %.

² Source : Coûts de référence de la production électrique, étude DGEMP – DIDEME, Décembre 2003. Voir http://www.debat-energies.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a10.htm

Par exemple, la production de 10 TJ de chaleur permettrait d'économiser 11,1 TJ de gaz naturel (énergie finale), soit 12,2 TJ d'énergie primaire.

b) Énergie consommée

L'installation de valorisation de biogaz nécessite des équipements auxiliaires consommateurs d'énergie, ainsi que des consommables ayant nécessité des dépenses d'énergie pour leur fabrication, leur transport et leur élimination.

Il s'agit notamment : de la réfrigération (qui consomme de l'électricité), du traitement (consommation de charbon actif), de la compression (consommation d'électricité et pour les compresseurs de microturbines d'huile de lubrification), du moteur (consommation électrique des auxiliaires, consommation d'huile de lubrification, consommation de fioul pour les moteurs dual-fuel) et de la pompe de circulation dans la cas d'une valorisation de la chaleur sous forme d'eau chaude.

- **Électricité :**

L'électricité est comptabilisée de la même façon que précédemment : on admet que l'électricité consommée proviendra des moyens supplémentaires de production, c'est à dire d'un mix CCG et TAG ; ou bien on déduit la consommation des auxiliaires de la production d'électricité, pour obtenir une production nette. Le résultat est identique dans les deux cas.

1 kWh consommé = 2,2 kWh d'énergie primaire

- **Fioul domestique :**

Pour le fioul domestique, on peut considérer que 46,7 MJ d'énergie sont mobilisés par kg de fioul (en prenant en compte l'extraction, le transport, le raffinage et la distribution)³ soit 43,4 MJ par litre de fioul.

- **Huile de lubrification :**

La consommation d'énergie pour la production d'huile de lubrification est de 50 MJ par kg.

- **Charbon actif :**

Les dépenses énergétiques pour la production de charbon actif dépendent du taux de recyclage. Le charbon actif neuf nécessite 0,9 kg équivalent pétrole de charbon et le charbon actif recyclé 0,36 kg-ep par kg (transport compris)⁴, soit 7,92 MJ par kg de charbon actif.

- **Moteur :**

Il faut également prendre en compte l'énergie dépensée pour la fabrication du moteur. N'ayant pas de données d'analyses de cycle de vie sur la fabrication de moteur, nous pouvons seulement calculer l'énergie dépensée par kg d'acier. En effet, le contenu énergétique d'un kilo d'acier travaillé est de 63 MJ (estimation haute)⁵.

3.1.5 Éléments pour l'analyse environnementale

Il s'agit ici des éléments pris en compte pour effectuer le bilan gaz à effet de serre d'une installation. Le calcul se limite aux émissions de gaz carbonique.

³ Source : *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants*, ADEME, DIREM, 2002

⁴ ⁹ Source : *Economical and ecological comparison of granular activated carbon (GAC) adsorber refill strategies* Peter Bayer, Edda Heuer, Ute Karl, Michael Finkel, in *Water Research* 39 (2005) 1719–1728.

⁵ *Guide des facteurs d'émissions*, ADEME, 2007, p117

a) Émissions évitées

Précédemment, nous avons considéré que la production d'électricité ou de chaleur par une installation de biogaz évitait la production de cette énergie par une installation au gaz naturel. Il en va de même pour les émissions de CO₂. La combustion de gaz naturel génère 57 kg de CO₂ par GJ.

b) Émissions

Les consommations des auxiliaires induisent des émissions de CO₂. En effet, pendant la fabrication et le transport de chaque consommable, il y a eu des émissions de gaz à effet de serre qu'il faut prendre en compte dans notre analyse.

- Électricité : 0,456 kg de CO₂ par kWh⁶
- Fioul domestique : 3,16 kg de CO₂ par litre de fioul⁷
- Huile de lubrification : 2,92 kg de CO₂ par kg d'huile⁸
- Charbon actif : 1,17 kg de CO₂ par kg de charbon actif⁹

3.2 Exemple de bilan

Cet exemple illustre la méthode et les résultats obtenus pour un bilan économique, énergétique et environnemental.

Nous avons donc choisi de faire des bilans comparatifs d'une installation qui valoriserait 100 TJ de biogaz par an. Comme sur la plupart des sites de production de biogaz, la quantité de biogaz produite n'est pas souvent stable, nous avons réparti la quantité de biogaz de la façon suivante :

mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	somme
TJ	7,5	8	8,5	9	9,5	9	8,5	8	7,5	8	8	8,5	100

Ensuite, il faut choisir les caractéristiques de l'installation, les principales sont les suivantes :

	machine 1	machine 2	quantité de COV éliminée par le traitement
puissance installée	1300 kWe	0	0 mg/m ³ CH ₄
rendement constructeur	37,0%	0,0%	0 mg/m ³ CH ₄
rendement réel	35,2%		0 mg/m ³ CH ₄
disponibilité machine	95%		0 mg/m ³ CH ₄
disponibilité biogaz	95%		
rendement thermique	45%		
taux de valo thermique	0%		

Ici, il s'agit d'une installation avec un moteur à gaz de 1300 kWe, sans valorisation thermique et sans traitement du gaz.

Le « rendement réel » est le rendement moyen sur l'année calculé en fonction du taux de charge de la machine. Le « taux de valo thermique » est la part de chaleur qui est valorisée par rapport à la chaleur totale qui est produite.

Avec ces informations, on peut calculer la quantité d'électricité produite par mois. On peut constater que le taux de charge du moteur varie en fonction des mois, du fait de la variation de la quantité de méthane à valoriser. Le rendement réel du moteur est calculé en fonction du taux de charge, comme on l'a vu précédemment, ici 35,2 %.

^{6 7 8} Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France, CITEPA,2008

		Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	moyenne	somme
débit méthane		m3/h	282	333	319	349	357	349	319	300	291	300	310	319		
puissance primaire		kW	2802	3310	3176	3475	3550	3475	3176	2989	2896	2989	3089	3176		
		TJ	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	9,0	8,5	8,0	7,5	8,0	8,0	8,5		100 TJ/an
moteurs																
moteur 1	taux de charge	%	80%	94%	90%	99%	100%	99%	90%	85%	82%	85%	88%	90%	90%	
	rendement réel	%	33,3%	35,9%	35,2%	36,8%	37,0%	36,8%	35,2%	34,2%	33,7%	34,2%	34,8%	35,2%	35,2%	
	puissance effective machine1	kWe	932	1189	1119	1279	1300	1279	1119	1024	977	1024	1074	1119	1119	
puissance primaire restante		kW	0	0	0	0	36,22	0	0	0	0	0	0	0		
moteur 2	taux de charge	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	rendement réel	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	puissance effective machine2	kWe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Elec produite	MWh/mois	626	721	751	831	873	831	751	687	635	687	698	751	737	8842	MWh/an
consommation des auxiliaires	MWh/mois	31	36	38	42	44	42	38	34	32	34	35	38	37	442	MWh/an
Elec vendue	MWh/mois	594	685	714	789	829	789	714	653	603	653	663	714	700	8400	MWh/an
rendement net	%	30%	32%	32%	33%	33%	33%	32%	31%	30%	31%	31%	32%	31,7%		
Production de chaleur	MWh/mois	767	883	920	1018	1069	1018	920	842	778	842	855	920		10833	MWh/an
chaleur valorisée	MWh/mois	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 MWh/an

Ce scénario permet de produire environ 8,8 GWh par an, avec un taux de charge du moteur d'environ 90 %. La consommation des auxiliaires d'un moteur est estimée à environ 5 % de l'électricité produite, donc l'électricité vendue s'élève à 8,4 MWh par an. Le rendement net de l'installation est calculé : c'est le rapport entre l'électricité vendue et l'énergie primaire entrante. Ici, il est en moyenne de 31,7 % sur l'année.

On peut ensuite réaliser le bilan économique.

Le tarif d'achat de l'électricité est calculé d'après les formules données par l'arrêté du 10 juillet 2006, il est fonction de la puissance installée et du taux de valorisation énergétique. Sachant que la puissance installée est de 1300 kWe et que le taux de valorisation énergétique est de 38 %. Ici, on obtient un tarif de 88 €/MWh.

Puissance		1300 kW			
Taux de valorisation		38%			
	Année 0		Actualisation		
	2006		2008		
ICHTTS	132,8		141,3	mai 2008	
PPEI	109,4		121,3	juin 2008	
Coefficient K			1,0864		
€/MWh					
base max < 150 kW	90		98		
base min > 2 MW	75		81		
prime efficacité	0		0		
tarif prime de Base	81		88		
tarif total	81		88		€/MWh

source: <http://www.indices.insee.fr/>

Actualisation annuelle : $L = 0,3 + 0,3 \times \text{ICHTTS1}/\text{ICHTTS1o} + 0,4 \times \text{PPEI} / \text{PPEIo}$

On cherche ensuite à estimer les coûts des investissements et des dépenses d'exploitation.

Investissements	quantité	unité	€/unité	k€	Dépenses exploitation	quantité	unité	€/unité	k€/an
machine1	1300	kWe	813	1056	mise à disposition du biogaz	26410	MWh	7	185
machine2		kWe	0	0	conduite 1h/jour	365	h	30	11
pré traitement gaz (groupe froid)				57	maintenance moteur 1+2	8842	MWh		154
charbon actif		cuve	0	0	<i>dont huile:</i>	8842	kg	3	27
équipements périphériques				211	renouvellement matériel				74
Raccordement élec				200	conso charbon actif	0	kg	5	0
génie civil				30	conso de fioul lourd	0	L	0,8	0
imprévus				78	assurances				26
Etudes/AMO				78	Total dépenses exploitation				477
Total investissements valo gaz				1710	Produits	quantité	unité	€/unité	k€/an
pompe de circulation		0 kW	800	0	Vente Elec base	8400	MWh	88	736
canalisation eau chaude		0 ml	250	0	Prime efficacité	0	MWh	0	0
équipements				0	Vente chaleur	0	MWh	35	0
Total investissements valo chaleur				0	Total produits				736
Total investissements				1710					

On remarque que c'est le moteur qui représente la plus grosse partie de l'investissement (62 %). En ce qui concerne le raccordement électrique, comme on l'a vu précédemment, il peut varier énormément. On a pris ici un coût 200 k€, qui comprendrait le transformateur BT/HTA et quelques centaines de mètres de câble électrique et les modifications du poste source. Cette somme peut être rapidement atteinte, elle est donc assez réaliste.

Parmi les dépenses d'exploitation, la maintenance et l'entretien du moteur prennent une part considérable, près de 32 % (hors mise à disposition du biogaz 53 %).

Les produits sont calculés en fonction des tarifs d'achat de l'électricité, avec ou sans prime d'efficacité. On peut également ajouter la vente de la chaleur, si elle est valorisée. Sachant que dans le cadre de cette étude, nous avons estimé le prix de la chaleur à 35 €/MWh de chaleur.

On peut ensuite établir le bilan économique sur 15 années d'exploitation. On peut considérer qu'il y aura une inflation d'environ 3 % chaque année. Les annuités sont calculées pour un taux d'emprunt sur 15 ans de 6 %. Le taux d'actualisation est fixé à 4 %.

année		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	moyenne
Elec produite	MWh		8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842	8842
Elec vendue	MWh		8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400	8400
chaleur valorisée	MWh/an		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
inflation 3%		100%	103%	106%	109%	112%	115%	118%	121%	124%	127%	130%	133%	136%	139%	142%	145%	
actualisation 4%		100%	104%	108%	112%	117%	122%	127%	132%	137%	142%	148%	154%	160%	167%	173%	180%	
CHARGES	k€	450	463	477	490	504	517	531	544	558	571	585	598	612	625	639	652	558
charges fixe	k€	296	305	313	322	331	340	349	358	367	376	384	393	402	411	420	429	
charges variable	k€	154	159	163	168	173	177	182	187	191	196	200	205	210	214	219	224	
PRODUITS	k€	736	752	767	783	798	814	829	844	860	875	891	906	922	937	953	968	860
Elec	k€	736	752	767	783	798	814	829	844	860	875	891	906	922	937	953	968	
prime efficacité	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
vente chaleur	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EBE	k€	286	288	290	292	294	296	298	300	302	304	306	308	310	312	314	316	302
Annuités	k€		-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	-176	
Résultat net annuel	k€		112	114	116	118	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	126
résultat net cumulé	k€		112	227	343	461	581	703	827	953	1081	1211	1343	1477	1613	1751	1891	
RN actualisé	k€		108	106	103	101	99	97	94	92	90	88	86	84	82	80	78	92
RNC actualisé	k€		108	214	317	418	517	613	707	800	889	977	1063	1147	1228	1308	1385	

TRI sur 10 ans	11%
TRI sur 15 ans	15%
TRB	6,0 ans

Dans le cas présent, le projet serait intéressant : le Taux de Rentabilité Interne est de 15 %, le Temps de Retour Brut est de 6 ans et le Résultat Net Cumulé actualisé est d'environ 1,4 millions d'euros sur 15 ans.

Ensuite, on réalise le bilan énergétique et environnemental.

On calcule les consommations liées à l'exploitation de l'installation. Dans ce cas précis, il n'y a pas de consommation de fioul ni de charbon actif. L'énergie primaire dépensée chaque année s'élèverait à environ 4TJ et il y aurait environ 230 tonnes de CO₂ émises.

Exploitation

	Nom composant	Unité	Quantité /an en "unité"	Energie Primaire/unité en TJ/"unité"	Facteur d'émission en kgCO ₂ eq/unité	Energie primaire dépensée par an en TJ	Emissions de CO ₂ équivalente par an en Tonne de CO ₂ eq
consommables	huile de lubrification	kg	8842	5,00E-05	2,92	0,44	25,8
	charbon actif	kg	0	1,51E-05	1,17	0,00	0,0
	fioul	L	0	4,26E-05	3,16	0,00	0,0
	électricité	kWh	442119	7,92E-06	0,456	3,50	202
	Total					3,94	227

Nous avons également cherché à évaluer l'impact énergétique et environnemental du groupe électrogène. Il n'y a pas d'analyse de cycle de vie disponible sur ce sujet, mais on peut approcher l'énergie primaire et les émissions de CO₂ dépensées en prenant en compte la quantité d'acier travaillé utilisé.

investissements

machine 1	kg	11043	6,30E-05	0,067	0,70	0,74
machine 2	kg	0	6,30E-05	0,067	0	0,00
Total					0,70	0,74
amorti sur 15 ans					0,046	0,049

On peut constater que l'impact du contenu énergétique du moteur reste faible par rapport à l'ensemble des autres postes de consommation, il représente environ 1 % des dépenses énergétiques primaires et moins de 0,1 % des émissions de CO₂. Donc même si ces valeurs sont sous-évaluées, on peut estimer que cela n'a pas un impact important sur le bilan, les quantités de consommables étant conséquentes.

Cette installation produit de l'énergie. Comme, nous l'avons expliqué précédemment, on peut considérer qu'une installation de production d'électricité ex-biogaz permet d'éviter une production par une centrale thermique à gaz d'un rendement moyen de 50 %. Et la chaleur valorisée issue de l'installation biogaz évite que cette quantité de chaleur ne soit produite par une chaudière à gaz naturel de rendement de 90 %. Il faut donc calculer quelle quantité d'énergie primaire serait consommée par une telle installation et quelles seraient les émissions de CO₂ équivalentes.

Produits

Nom	MWh/an	TJ/an	Energie primaire non renouvelable économisée en TJ/an	Emissions de CO2 évitées en Tonne CO2eq/an
Electricité	8842	32	70	3992
Chaleur	0	0	0	0
Total			70	3992

ie : énergie primaire consommée si on avait du les produire avec un centrale à gaz de rendement 50%
ie: énergie primaire consommée si on avait du les produire avec une chaudière gaz naturel de rendement 90%

On peut établir un bilan :

Synthèse

Poste	TJ	%	Poste	tonne CO2eq	%
énergie économisée total	70	100%	émissions économisées	3992	100%
électricité	70	100%	électricité	3992	100%
chaleur	0	0%	chaleur	0	0%
énergie dépensée total	4,0	5,70%	émissions dépensée	227	5,70%
électricité	3,50	5,00%	électricité	202	5,1%
huile de lubrification	0,44	0,63%	huile de lubrification	26	0,65%
charbon actif	0,00	0,00%	charbon actif	0,00	0,00%
fioul	0,00	0,00%	fioul	0	0,0%
amortissement investissements	0,046	0,07%	amortissement inv	0,049	0,001%
énergie primaire économisée	66,0		émissions évitées	3764	
équivalence /personne	361		équivalence /personne	459	

On peut constater que cette installation permettrait d'économiser 66 TJ d'énergie primaire, soit l'équivalent de la consommation de 360 personnes, et elle permettrait d'éviter quasiment 3 800 tonnes de CO₂, soit les émissions que produisent 460 personnes.

On peut remarquer que l'énergie dépensée pour le fonctionnement de l'installation représente 5,7 % de l'énergie économisée par la valorisation du biogaz, ce qui n'est pas insignifiant.

Cette étude montre les intérêts qu'un tel projet pourrait avoir aussi bien sur le plan économique, qu'énergétique et environnemental.

Pour les comparaisons qui vont être étudiées dans la suite de l'étude, nous reprendrons qu'une synthèse de ces résultats sous la forme suivante :

			cas 1
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz
	puissance	kWe	1300
	rendement élec constructeur		37%
	rendement élec dégradé		35%
	dispo machine		95%
	dispo biogaz		95%
	rendement thermique		45%
	taux de valo thermique		0
	COV	mg/m ³ CH ₄	0
	H ₂ S	mg/m ³ CH ₄	0
siloxanes	mg/m ³ CH ₄	0	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8842
	Electricité vendue	MWh/an	8400
	rendement global net	%	31,7%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	70
	énergie dépensée	TJ	3,99
	énergie réelle économisée	TJ	66,0
	ratio économies/dépenses		16,6
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO ₂ eq	3992
	émissions dépensées	tonneCO ₂ eq	225
	émissions réelles évitées	tonneCO ₂ eq	3767
	ratio économies/dépenses	%	16,8
Bilan économique	investissements	k€	1710
	part du poste machine	%	62%
	charges annuelles	k€/an	558
	part du poste consommable	%	5%
	produits annuel	k€/an	860
	résultat net annuel actualisé	k€/an	92
	RNC actualisé	k€	1385
	TRI sur 15ans		15%
TRB	ans	6,0	

Explication de chacun des termes :

- **Type de machine** : technologie de production d'électricité (moteur à gaz, microturbine ou moteur dual fuel)
- **Rendement élec constructeur** : rendement électrique de la machine donné par les constructeurs
- **Rendement élec dégradé** : rendement électrique moyen de la machine dégradé en fonction du taux de charge
- **Dispo machine** : taux de disponibilité de la centrale de production d'électricité sur l'année
- **Dispo biogaz** : taux de disponibilité du biogaz sur l'année
- **Rendement thermique** : rendement thermique de la machine donné par les constructeurs
- **Taux de valo thermique** : quantité de chaleur valorisée par rapport à la quantité produite
- **COV, H₂S, siloxanes** : quantité de ces polluants qui est éliminée par le traitement du gaz
- **Production électrique** : quantité de MWh par an qui est produite par l'installation
- **Électricité vendue** : quantité de MWh qui est vendue (c'est-à-dire la production électrique moins la consommation des auxiliaires)
- **Rendement global net** : énergie vendue par rapport à l'énergie apportée par le biogaz
- **Énergie économisée** : énergie primaire qui correspond à l'énergie primaire consommée si l'électricité produite par l'installation serait produite par une centrale thermique à gaz
- **Énergie dépensée** : énergie primaire qui est consommée par l'utilisation des consommables et du moteur
- **Énergie réelle économisée** : énergie primaire économisée moins énergie primaire dépensée
- **Ratio économies/dépense** : énergie réelle économisée / énergie dépensée

- **Émissions économisées** : émissions de CO₂ qui correspondent aux émissions générées si l'électricité produite par l'installation serait produite par une centrale thermique à gaz
- **Émissions dépensées** : émissions de CO₂ générées par l'installation
- **Émissions réelles économisées** : émissions économisées moins émissions dépensées
- **Investissements** : coût de l'installation
- **Part du poste machine** : part du groupe électrogène dans les investissements
- **Charges annuelles** : coût d'exploitation moyen sur les 15 ans d'exploitation
- **Part du poste consommable** : part des consommables (charbon actif, fioul, électricité, huile) dans les coûts d'exploitation
- **Produits annuel** : produits générés par la vente d'électricité moyen sur 15 ans
- **Résultat net annuel actualisé** : bénéfices (produits – charges – annuités) générés chaque année actualisés (avec un taux d'actualisation de 4 %)
- **RNC actualisé** : bénéfices générés sur 15 ans d'exploitation actualisés
- **TRI sur 15 ans** : taux de rentabilité interne calculé sur 15 ans
- **TRB** : temps de retour brut

Nous rappelons que toutes les comparaisons suivantes sont basées sur un gisement de biogaz de 100 TJ par an.

3.3 Étude de l'influence de la puissance installée

Le dimensionnement de l'installation va influencer la production d'électricité pendant toute la phase d'exploitation. Il est donc important que ce dimensionnement soit bien étudié au départ.

Dans le cas présent, on peut comparer les bilans d'une installation avec différentes puissances installées, afin d'analyser les conséquences d'un sous dimensionnement ou d'un surdimensionnement.

Les cinq cas étudiés ont les mêmes caractéristiques, hormis les puissances électriques des moteurs, qui vont de 1000 kWe à 1400 kWe.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4	cas 5
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz				
	puissance	kWe	1400	1300	1200	1100	1000
	rendement élec constructeur		37%	37%	37%	37%	0,37
	rendement élec dégradé		35%	35%	35%	35%	35%
	dispo machine		95%	95%	95%	95%	95%
	dispo biogaz		95%	95%	95%	95%	95%
	rendement thermique		45%	45%	46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0	0	0	0	0
	COV	mg/m3CH4	0	0	0	0	0
	H2S	mg/m3CH4	0	0	0	0	0
siloxanes	mg/m3CH4	0	0	0	0	0	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8555	8842	8896	8607	7906
	Electricité vendue	MWh/an	8127	8400	8451	8176	7511
	rendement global net	%	31%	32%	32%	31%	29%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	68	70	70	68	63
	énergie dépensée	TJ	3,9	4,0	4,0	3,9	3,6
	énergie réelle économisée	TJ	63,9	66,0	66,4	64,3	59,1
	ratio économies/dépenses		16,5	16,6	16,6	16,6	16,6
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	3862	3992	4016	3885	3569
	émissions dépensées	tonneCO2eq	218	225	226	219	201
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3645	3767	3790	3667	3368
	ratio économies/dépenses	%	16,8	16,8	16,8	16,8	17
Bilan économique	investissements	k€	1789	1710	1630	1547	1463
	part du poste machine	%	62%	62%	61%	60%	59%
	charges annuelles	k€/an	553	558	558	550	532
	part du poste consommable	%	5%	5%	5%	5%	4%
	produits annuel	k€/an	824	860	874	854	792
	résultat net annuel actualisé	k€/an	63	92	109	106	80
	RNC actualisé	k€	951	1385	1629	1590	1205
	TRI sur 15ans		12%	15%	17%	18%	16%
TRB	ans	6,9	6,0	5,5	5,5	5,9	

On peut constater, que le cas avec le moteur de 1200 kWe est celui qui produirait le plus d'électricité. C'est également celui qui économiserait le plus d'énergie primaire, qui éviterait le plus d'émission de CO₂. Dans cette configuration, c'est a priori l'installation avec un moteur de 1200 kWe qui serait la mieux dimensionnée. De plus le TRI est de 17 % ce qui est très bon.

Avec un moteur de 1200kW, la production électrique sera plus importante qu'avec un moteur de 1300 ou 1400 kW, même si la puissance électrique installée est plus faible. Ceci s'explique par le fait que le rendement électrique se dégrade lorsque le moteur ne fonctionne pas à pleine charge. Donc plus on est proche de la charge nominale, plus le rendement électrique est bon. Le graphique ci-dessous montre la puissance délivrée par ces moteurs allant de 1000 kWe à 1400 kWe installés mois par mois (l'aire verte représentant le potentiel de production si on le moteur installé serait à 37 % de rendement électrique en permanence).

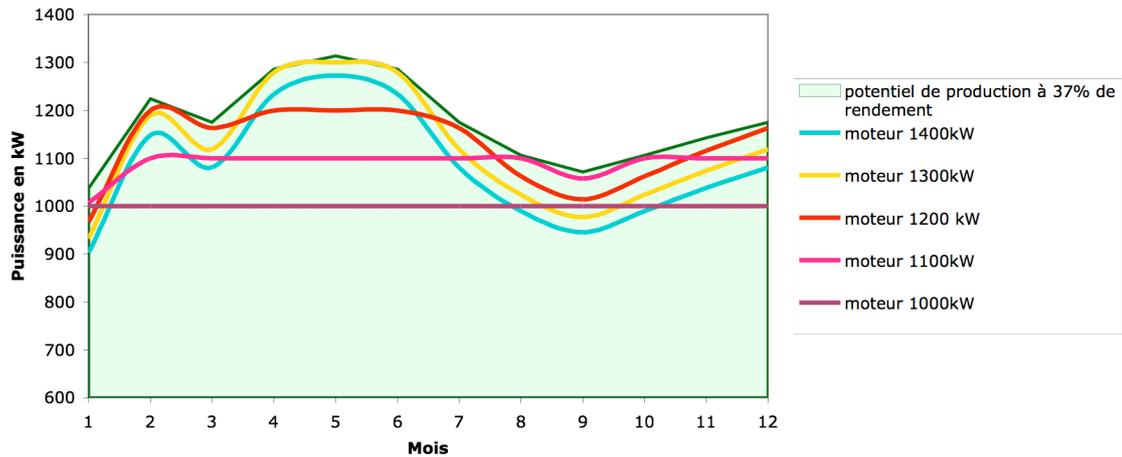


Figure 55 : Puissance produite par des moteurs de différentes puissances électriques installées

Par ailleurs, on remarque que, dans le cas d'un sous dimensionnement à 1000 kWe, le TRI perd 2 % par rapport à un dimensionnement de 1200 kWe. Dans le cas du surdimensionnement à 1400 kWe, le TRI perd 4 %. Le surdimensionnement a donc plus d'impact sur l'économie du projet qu'un sous dimensionnement. Ceci s'explique par le fait que l'investissement est plus important pour le moteur de 1400 kWe que pour celui de 1000 kWe.

On peut également envisager de mettre deux moteurs en parallèle. La configuration la plus souvent rencontrée est une répartition 2/3 -1/3 de la puissance. Ce qui, dans notre cas, donne un moteur de 800 kWe et un moteur de 400 kWe.

			cas 1	cas 2
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz
	puissance	kWe	1200	800+400
	rendement élec constructeur		37%	37%
	rendement élec dégradé		35%	35%
	dispo machine		95%	95%
	dispo biogaz		95%	95%
	rendement thermique		46%	47%
	taux de valo thermique		0%	0%
	COV	mg/m ³ CH ₄	0	0
	H ₂ S	mg/m ³ CH ₄	0	0
siloxanes	mg/m ³ CH ₄	0	0	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8896	8915
	Electricité vendue	MWh/an	8451	8470
	rendement global net	%	32%	32%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	70	71
	énergie dépensée	TJ	4,0	4,0
	énergie réelle économisée	TJ	66,4	66,7
	ratio économies/dépenses		16,6	16,7
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO ₂ eq	4016	4032
	émissions dépensées	tonneCO ₂ eq	226	227
	émissions réelles évitées	tonneCO ₂ eq	3790	3805
	ratio économies/dépenses	%	16,8	16,8
Bilan économique	investissements	k€	1630	1678
	part du poste machine	%	61%	62%
	charges annuelles	k€/an	558	566
	part du poste consommable	%	5%	5%
	produits annuel	k€/an	874	876
	résultat net annuel actualisé	k€/an	109	101
	RNC actualisé	k€	1629	1509
	TRI sur 15ans		17%	16%
TRB	ans	5,5	5,7	

On peut constater qu'avec une configuration avec deux moteurs en série, la production électrique est légèrement plus importante, mais le TRI et le résultat net cumulé sont un peu plus faible.

De façon générale, cette configuration a des avantages à ne pas négliger. En effet, avoir deux moteurs en série permet une plus grande flexibilité. On peut arrêter le plus petit moteur lorsque le débit de gaz n'est pas assez élevé. Les variations de débit pouvant être importantes, cette souplesse permet d'avoir toujours un moteur en fonctionnement avec un bon taux de charge. Cette configuration permet aussi d'avoir toujours un moteur en fonctionnement lorsque l'autre est en réparation. Il est ainsi souvent conseillé de placer deux moteurs en série.

3.4 Étude de l'influence du rendement de la machine

Comme on l'a vu dans cette étude, le rendement des machines (moteurs ou turbines) peut varier de plusieurs points. Il varie en fonction du constructeur mais aussi de la puissance.

Il est évident que plus le rendement sera élevé, plus le bilan économique, énergétique et environnemental sera bon.

Pour les moteurs de 1200 kWe, le rendement électrique peut varier d'environ 35 % à 41 %.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz
	puissance	kWe	1200	1200	1200	1200
	rendement élec constructeur		35%	37%	39%	41%
	rendement élec dégradé		33%	35%	37%	39%
	dispo machine		95%	95%	95%	95%
	dispo biogaz		95%	95%	95%	95%
	rendement thermique		46%	46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0	0	0	0
	COV	mg/m3CH4	0	0	0	0
	H2S	mg/m3CH4	0	0	0	0
siloxanes	mg/m3CH4	0	0	0	0	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8401	8896	9247	9424
	Electricité vendue	MWh/an	7981	8451	8784	8953
	rendement global net	%	30,2%	32,0%	33,3%	34,0%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	67	70	73	75
	énergie dépensée	TJ	3,8	4,0	4,2	4,2
	énergie réelle économisée	TJ	62,7	66,4	69,1	70,4
	ratio économies/dépenses		16,6	16,6	16,6	16,6
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	3793	4016	4174	4254
	émissions dépensées	tonneCO2eq	214	226	235	240
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3579	3790	3939	4015
	ratio économies/dépenses	%	16,8	16,8	16,8	16,8
Bilan économique	investissements	k€	1630	1630	1630	1630
	part du poste machine	%	61%	61%	61%	61%
	charges annuelles	k€/an	547	558	566	570
	part du poste consommable	%	5%	5%	5%	5%
	produits annuel	k€/an	825	874	910	948
	résultat net annuel actualisé	k€/an	81	109	130	154
	RNC actualisé	k€	1216	1629	1944	2313
	TRI sur 15ans		15%	17%	19%	21%
TRB	ans	6,1	5,5	5,0	4,6	

Ce qu'il faut noter, c'est qu'une différence de 2 points de rendement entraîne une perte d'environ 2 % du TRI.

Sur le plan énergétique et environnemental, une différence de 2 points de rendement entraîne une différence de 4 % sur l'énergie primaire économisée et les émissions évitées.

3.5 Étude de l'influence de la disponibilité du biogaz et des machines

La production d'électricité est également influencée par la disponibilité du gaz et celle de la machine.

En effet, il arrive qu'il n'y ait plus d'arrivée de gaz du fait d'une défaillance en amont. Sur une installation avec un digesteur, elle peut être provoquée par un retard au niveau de l'alimentation du digesteur en biomasse par exemple. Sur une décharge, on voit souvent des variations dans le débit et le taux de méthane du fait de la variété des déchets enfouis. la disponibilité du biogaz est en général compris entre 98 % et 90 %.

Les machines qui produisent l'électricité ne sont pas non plus toujours disponibles, que ce soit des moteurs ou des turbines. Les arrêts pour maintenance ou pour réparation impactent la production d'électricité. Chaque heure où le machine est à l'arrêt est une heure de production d'électricité en moins. En général, la disponibilité des moteurs à gaz est comprise entre 97 % et 90 %. Celle des microturbines est entre 98 % et 94 %. Les microturbines ont pour avantages d'être souvent en série, donc quand l'une est en panne, les autres peuvent continuer à produire de l'électricité.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4	cas 5
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz				
	puissance	kWe	1200	1200	1200	1200	1200
	rendement élec constructeur		37%	37%	37%	0,37	0,37
	rendement élec dégradé		35%	35%	35%	35%	35%
	dispo machine		95%	95%	95%	92%	90%
	dispo biogaz		98%	95%	92%	98%	90%
	rendement thermique		46%	46%	46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0	0	0	0	0
	COV	mg/m3CH4	0	0	0	0	0
	H2S	mg/m3CH4	0	0	0	0	0
siloxanes	mg/m3CH4	0	0	0	0	0	
P production électrique	production électrique	MWh/an	9177	8896	8615	8887	7984
	Electricité vendue	MWh/an	8718	8451	8184	8442	7585
	rendement global net	%	32,0%	32,0%	32,0%	31,0%	30,3%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	73	70	68	70	63
	énergie dépensée	TJ	4,1	4,0	3,9	4,0	3,6
	énergie réelle économisée	TJ	68,5	66,4	64,3	66,4	59,6
	ratio économies/dépenses		16,6	16,6	16,6	16,6	16,5
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	4143	4016	3889	4012	3604
	émissions dépensées	tonneCO2eq	233	226	219	226	203
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3909	3790	3670	3786	3401
	ratio économies/dépenses	%	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
Bilan économique	investissements	k€	1630	1630	1630	1630	1630
	part du poste machine	%	61%	61%	61%	61%	61%
	charges annuelles	k€/an	571	558	544	565	526
	part du poste consommable	%	5%	5%	5%	5%	5%
	produits annuel	k€/an	901	874	846	873	784
	résultat net annuel actualisé	k€/an	119	109	98	103	67
	RNC actualisé	k€	1785	1629	1474	1543	1000
	TRI sur 15ans		18%	17%	16%	17%	13%
TRB	ans	5,2	5,5	5,7	5,6	6,6	

La comparaison de ces différents cas nous apprend qu'une **différence de 3 % de disponibilité** (que ce soit du biogaz ou de la machine, cela a le même impact) entraîne une perte de près de 280 MWh/an d'électricité, **soit une perte d'environ 1 % sur le TRI**.

La différence entre un bon site, où la production de gaz serait stable et où il n'y aurait pas problème de fonctionnement des machines, et un site où les disponibilités seraient mauvaises, peut être considérable même si les caractéristiques des sites sont au départ identiques.

3.6 Comparaison avec et sans traitement du biogaz amont

Mettre un système de traitement de l'H₂S et des siloxanes en amont des machines permet d'améliorer le taux de disponibilité, de diminuer la fréquence des vidanges, mais cela a aussi un impact sur le bilan économique du projet. Cette comparaison permet de mesurer les effets de la mise en place d'un traitement.

Dans cette étude, nous avons considéré que le gain de disponibilité du moteur est de 5 % avec un traitement du biogaz, et la fréquence de vidange est divisée par deux, il n'y a donc besoin de deux fois moins d'huile de lubrification.

Le deuxième cas correspond à un gaz où les concentrations en COV, H₂S et siloxanes sont relativement faibles. Le quatrième cas correspond à un gaz où il y a beaucoup de contaminants. Le troisième cas étant un intermédiaire.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz
	puissance	kWe	1200	1200	1200	1200
	rendement élec constructeur		37%	37%	37%	37%
	rendement élec dégradé		35%	35%	35%	35%
	dispo machine		90%	95%	95%	95%
	dispo biogaz		95%	95%	95%	95%
	rendement thermique		46%	46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0	0	0	0
	COV	mg/m3CH4	0	300	700	1000
	H2S	mg/m3CH4	0	600	1200	2000
siloxanes	mg/m3CH4	0	20	40	70	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8428	8896	8896	8896
	Electricité vendue	MWh/an	8006	8451	8451	8451
	rendement global net	%	30,3%	32,0%	32,0%	32,0%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	66,7	70,5	70,5	70,5
	énergie dépensée	TJ	3,8	3,9	4,0	4,1
	énergie réelle économisée	TJ	62,9	66,6	66,5	66,3
	ratio économies/dépenses		16,6	17,1	16,6	16,1
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	3805	4016	4016	4016
	émissions dépensées	tonneCO2eq	214	221	230	240
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3590	3795	3786	3776
	ratio économies/dépenses	%	16,8	17,2	16,5	16
Bilan économique	investissements	k€	1630	1652	1663	1784
	part du poste machine	%	61%	60%	60%	56%
	charges annuelles	k€/an	547	583	629	684
	part du poste consommable	%	5%	8%	13%	18%
	produits annuel	k€/an	828	874	874	874
	résultat net annuel actualisé	k€/an	83	88	54	5
	RNC actualisé	k€	1238	1326	815	75
	TRI sur 15ans		15%	15%	12%	7%
TRB	ans	6,1	5,9	6,9	9,1	

La première analyse que l'on peut porter est que l'utilisation de charbon actif n'impacte pas de façon considérable le bilan énergétique. Même si la consommation de charbon actif est importante, jusqu'à plus de 22 tonnes par an dans le quatrième cas, la diminution de la consommation de l'huile de vidange permet de compenser. En effet, dans le cas 1, l'huile représente 0,42 TJ de dépenses énergétiques. Dans le cas 2, la part de l'huile est de 0,22TJ et celle du charbon actif de 0,1TJ. Donc s'il y a peu de polluants à traiter, un traitement peut permettre de faire moins de dépenses énergétiques. Dans le cas 4, la part du charbon actif est de 0,34TJ, cette dépense reste donc relativement faible. D'autant plus que le gain de disponibilité apporté par la mise en place d'un traitement permet de produire plus d'énergie. Donc le bilan global de l'énergie primaire économisée par l'installation est meilleur lorsqu'il y a un traitement du biogaz.

De même pour le bilan des émissions de CO₂.

Il est clair que du fait de la consommation de charbon actif, les charges annuelles sont plus importantes avec un traitement du biogaz, elles peuvent augmenter de près de 50 %. La différence de TRI est très importante entre le cas où il n'y a pas de traitement et le cas où il y a une quantité importante de polluants éliminés.

Néanmoins, dans cette simulation, on ne prend pas en compte les incidents importants qui nécessiteraient de grosses réparations, comme il est arrivé sur de nombreux sites sans traitement du gaz. Ces incidents impactent l'économie des projets de la diminution de par la disponibilité mais aussi de par le coût des réparations. Il faut prendre ces considérations en compte.

De plus, d'un point de vue énergétique et environnemental, le traitement est positif. Il permettrait de faire plus d'économie d'énergie primaire et d'éviter plus d'émissions de CO₂.

De façon générale, la production d'électricité est rentable, même si la mise en place d'un traitement diminue les bénéfices de l'installation.

3.7 Étude de l'influence de la valorisation thermique

Sur les moteurs comme sur les turbines, il est possible de récupérer de l'énergie thermique. Cependant, la valorisation thermique n'est pas systématiquement mise en place et il n'y a pas forcément de débouchés thermiques à proximité du site de valorisation du biogaz.

Pourtant, valoriser la chaleur a non seulement un impact énergétique et environnemental positif mais cela permet également de bénéficier de meilleurs tarifs d'achats de l'électricité. En effet, plus le rendement énergétique global de l'installation est élevé plus le tarif d'achat est intéressant, grâce à la prime d'efficacité énergétique.

La valorisation de 30 % de la chaleur permet d'augmenter le tarif d'achat de l'électricité de 89 à 100 €/MWh. Pour 60 % de valorisation de la chaleur, le tarif est à 113€/MWh, et pour 90 % il est à 121 €/MWh (le maximum).

Il faut ajouter que dans cette analyse, nous avons considéré que la chaleur était achetée par une entreprise ou une collectivité à 35 €/MWh de chaleur.

Le tableau suivant permet de comparer différentes situations : sans valorisation thermique et avec valorisation thermique de différents pourcentages de la chaleur totale produite. En effet, lorsqu'il y a une valorisation de la chaleur, il est fréquent que les débouchés thermiques ne permettent pas la valorisation de toute la chaleur, mais seulement d'une partie. Dans les trois cas où une partie la chaleur est valorisée, nous avons estimé dans les investissements le coût d'un réseau d'eau chaude de 2 km.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz
	puissance	kWe	1200	1200	1200	1200
	rendement élec constructeur		37%	37%	37%	0,37
	rendement élec dégradé		36%	36%	36%	36%
	dispo machine		95%	95%	95%	95%
	dispo biogaz		95%	95%	95%	95%
	rendement thermique		46%	46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0%	30%	60%	90%
	COV	mg/m3CH4	0	700	700	700
	H2S	mg/m3CH4	0	1200	1200	1200
siloxanes	mg/m3CH4	0	40	40	40	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8896	8896	8896	8896
	Electricité vendue	MWh/an	8451	8137	7824	7510
	rendement global net	%	32,0%	32,0%	32,0%	32,0%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	70	85	99	114
	énergie dépensée	TJ	4,01	6,48	8,97	11,45
	énergie réelle économisée	TJ	66,4	78,4	90,4	102,4
	ratio économies/dépenses		16,6	12,1	10,1	8,9
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	4016	4840	5664	6488
	émissions dépensées	tonneCO2eq	226	371	512	653
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3790	4469	5152	5835
	ratio économies/dépenses	%	16,8	12,1	10,1	8,9
Bilan économique	investissements	k€	1630	2286	2314	2343
	part du poste machine	%	61%	44%	43%	42%
	charges annuelles	k€/an	558	641	641	642
	part du poste consommable	%	5%	13%	13%	13%
	produits annuel	k€/an	874	1092	1318	1490
	résultat net annuel actualisé	k€/an	109	158	320	443
	RNC actualisé	k€	1628	2363	4795	6638
	TRI sur 15ans		17,3%	17%	27%	33%
TRB	ans	5,5	5,6	3,9	3,2	

Sur le plan énergétique, on peut se rendre compte, que la consommation d'électricité augmente avec l'augmentation du taux de valorisation thermique. En effet, le réseau d'eau chaude à mettre en place nécessite l'utilisation d'une pompe, dont la puissance augmente avec la quantité d'eau à transporter et la longueur du réseau.

Par exemple, valoriser 30 % de la chaleur produite, représente ici (dans le cas d'une installation de 100 TJ de biogaz) près de 3 300 MWh/an. Pour transporter cette chaleur sous forme d'eau chaude, il faut compter une pompe d'environ 36 kW. Pour valoriser 90 % de la chaleur, il faut une pompe d'environ 100 kW.

Cependant, on peut voir que même si les consommations électriques sont plus importantes, la valorisation thermique permet de faire plus d'économies énergétiques et environnementales. Par exemple, la valorisation de 30 % de la chaleur qui est produite permet d'augmenter de près de 18 % l'énergie économisée et les émissions de CO₂ évitées par le projet.

Sur le plan économique, on peut noter que plus il y a de valorisation thermique, plus l'économie du projet est bonne. Entre un projet qui ne ferait pas de valorisation thermique et un projet où on valorise 90 % de la chaleur, le TRI peut se voir doubler. Le fait de valoriser de la chaleur peut s'avérer très intéressant, puisque non seulement le prix d'achat d'électricité augmente grâce à la prime d'efficacité, mais aussi on peut bénéficier du prix d'achat de la chaleur par un tiers.

Aussi bien d'un point de vue énergétique, environnemental ou économique la valorisation thermique est bénéfique.

Sur le graphique ci-dessous, on peut voir le Taux de Rentabilité Interne d'une installation valoriserait 90% de la chaleur produite en fonction de la longueur du réseau d'eau chaude mis en place. Pour une installation de 1200 kW par exemple, on peut s'apercevoir qu'il n'est plus économiquement intéressant de mettre en place de la valorisation thermique si le réseau d'eau chaude fait plus de 4,6 km. Pour une installation plus petite, de 400 kW, il faut un réseau de moins de 3,3 km pour que le projet ait un TRI d'au moins 10 %.

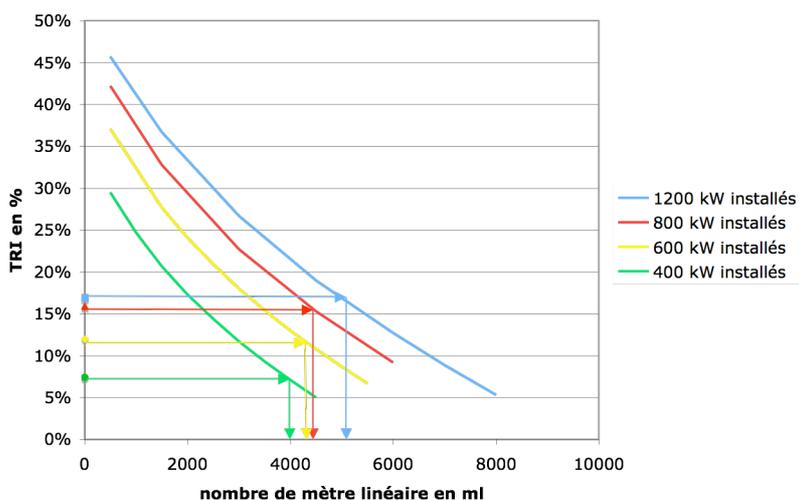


Figure 56 : Graphique représentant le TRI d'une installation valorisant 90 % de la chaleur en fonction de la longueur du réseau pour différentes puissances installées

Par ailleurs, il est également possible de transporter le biogaz par canalisations vers des sites où il y aurait un besoin de chaleur, plutôt que de transporter la chaleur. D'autant plus que les canalisations de transport de biogaz sont nettement moins chères que celles pour transporter la chaleur, qui nécessitent d'être calorifugées. La réglementation est toute fois un plus plus contraignante pour transporter du biogaz.

3.8 Comparaison entre moteurs et microturbines

Afin de comparer les microturbines et les moteurs, il faut d'abord fixer les caractéristiques de cas comparables.

Il est intéressant de voir la différence entre un cas où serait installé un moteur sans traitement du biogaz, un autre où il y aurait un moteur avec un traitement du gaz et enfin un cas avec des microturbines avec un traitement du gaz puisque le traitement est nécessaire dans ce cas.

Le cas 1 correspond donc à un moteur de 1300 kW sans installation de traitement.

Le cas 2 correspond à un moteur de 1300 kW avec un traitement du biogaz, et donc une meilleure disponibilité du moteur, puisqu'il y a dans ce cas moins de vidange et maintenance.

Le cas 3 correspond à une installation de 5 microturbines de 200 kW en parallèle, soit une C1000 (le rendement des microturbines étant moins bon, la puissance installée est plus faible). Le traitement du biogaz serait identique à celui du cas 2, et la disponibilité des machines, dans ce cas, est encore meilleure, puisque les microturbines ont une disponibilité un peu plus longue que celle des moteurs.

			cas 1	cas 2	cas 3
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz	microturbine
	puissance	kWe	1200	1200	200*5
	rendement élec constructeur		37%	37%	33%
	rendement élec dégradé		36,2%	36,2%	32,9%
	dispo machine		90%	95%	98%
	dispo biogaz		95%	95%	95%
	rendement thermique		46%	46%	46%
	taux de valo thermique		0	0	0
	COV	mg/m3CH4	0	700	700
	H2S	mg/m3CH4	0	1200	1200
siloxanes	mg/m3CH4	0	40	40	
Production électrique	production électrique	MWh/an	8428	8896	8054
	Electricité vendue	MWh/an	8006	8451	6846
	rendement global net	%	30,3%	32,0%	25,5%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	67	70	64
	énergie dépensée	TJ	3,8	4,0	9,8
	énergie réelle économisée	TJ	62,9	66,5	54,0
	ratio économies/dépenses		16,6	16,6	5,5
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	3805	4016	3636
	émissions dépensées	tonneCO2eq	214	230	560
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	3590	3786	3076
	ratio économies/dépenses	%	16,8	16,5	5,5
Bilan économique	investissements	k€	1630	1663	1405
	part du poste machine	%	61%	60%	57%
	charges annuelles	k€/an	547	629	562
	part du poste consommable	%	5%	13%	13%
	produits annuel	k€/an	828	874	722
	résultat net annuel actualisé	k€/an	83	54	12
	RNC actualisé	k€	1238	815	180
	TRI sur 15ans		15%	12%	8%
TRB	ans	6,1	6,9	8,5	

La première chose que l'on peut constater est que, d'un point de vue énergétique, les microturbines ont un bilan moins bon que celui des moteurs.

En effet, le cas avec microturbines produirait environ 4,4 % de moins d'électricité que le cas 1 et 9,5 % que le cas avec un moteur et du traitement du biogaz. Ceci dû au fait que les microturbines ont un moins bon rendement électrique et que de ce fait la puissance installée est plus faible.

De plus, on peut constater que les dépenses énergétiques sont quasiment deux fois plus importantes dans le cas des microturbines. Ceci s'explique par le fait qu'une installation avec des microturbines consomme plus d'électricité pour l'alimentation des auxiliaires. **Dans le cas des microturbines, l'électricité consommée par les auxiliaires représente environ 15 % de l'électricité produite, alors que pour les moteurs seulement 5 %.** Cette différence s'explique par le fait que les microturbines nécessitent une pression de 6 bars en entrée, il y a donc une consommation électrique importante pour la compression. Et également, la réfrigération du gaz après compression, demande de l'énergie pour le refroidir de 90°C à 5°C. De ce fait le rendement global de l'installation n'est que de 25,5 % avec les microturbines, alors qu'avec un moteur, il est de 30,3 % voire 32 % dans le cas où il y a un traitement.

Donc, d'une part la production d'énergie est plus faible dans le cas des microturbines et d'autre part les dépenses sont plus élevées. Le bilan énergétique des microturbines est donc moins bon de 14,2 % par rapport au cas avec un moteur sans traitement et 18,7 % par rapport au cas avec traitement.

Le même bilan peut être établi sur les émissions de CO₂.

En ce qui concerne le bilan économique, une première remarque peut être faite sur les investissements. En effet, les investissements seraient moins importants (d'environ 15 %) pour une C1000 que pour un moteur de 1200 kW. Il faut cependant noter que pour des plus petites puissances, les investissements pour les microturbines seraient plus élevés que pour les moteurs.

Les charges annuelles sont également plus faibles pour les microturbines que pour le moteur (lorsqu'il y a dans les deux cas un traitement au charbon actif). Ceci s'explique par le fait que la maintenance des microturbines est moins chère que celle des moteurs et qu'il y a moins de consommation d'huile de lubrification.

Bien que les investissements et les charges sont moins élevés pour le cas avec microturbines, le TRI est moins élevé, 8 % pour les microturbines contre 15% dans le cas 1 du moteur sans traitement du biogaz et 12 % dans le cas du moteur avec traitement. **Sur le plan économique, l'installation de microturbines aurait donc une moins bonne rentabilité, du fait de la production électrique moins importante.**

On peut donc conclure, que d'un point de vue énergétique, les moteurs sont plus favorables que les microturbines. D'un point de vue environnemental, certes, l'installation d'un moteur évite plus d'émissions de CO₂ que les microturbines mais ici, le fait que les turbines produisent environ 10 fois moins de polluants dans les fumées d'échappement que les moteurs n'apparaît pas. Du point de vue environnemental, les microturbines présentent cet avantage. Enfin sur le plan de la rentabilité économique, une installation avec microturbines seraient moins rentable que des moteurs dans ces conditions. Mais elle présente l'avantage d'être moins lourde à l'investissement et à l'exploitation.

3.9 Comparaison entre un moteur à gaz et un moteur dual fuel

Les moteurs à gaz et des moteurs dual fuel sont compétitifs entre 30 kWe et 300kWe. Il est donc nécessaire de se situer dans cette gamme pour pouvoir faire un bilan comparatif.

Nous avons donc considéré une puissance primaire de 10 TJ apportée par le biogaz (soit 10 fois moins que pour le reste de l'étude). Nous avons donc comparé trois moteurs à gaz de 110 à 130 kWe, avec un rendement variant entre 34 % et 38 % et un moteur dual fuel de 140 kW avec un rendement de 41 %. Ces caractéristiques correspondent aux moteurs de cette gamme de puissance.

De plus, nous avons considéré la consommation de fioul à la limite autorisée par l'arrêté du 2 octobre 2001, soit 20 % de l'électricité produite.

Par ailleurs dans cette simulation, il y a un taux de valorisation thermique de 70 %. En effet pour des installations de petites, il faut la plupart du temps une valorisation thermique pour bénéficier d'un meilleur tarif d'achat de l'électricité et des recettes apportées par la vente de la chaleur.

			cas 1	cas 2	cas 3	cas 4
Caractéristiques de l'installation	type de machine		moteur à gaz	moteur à gaz	moteur à gaz	dual fuel
	puissance	kWe	110	120	130	140
	rendement élec constructeur		34%	36%	38%	0,41
	rendement élec dégradé		33%	35%	37%	40%
	dispo machine		90%	90%	90%	90%
	dispo biogaz		95%	95%	95%	95%
	rendement thermique		45%	45%	45%	40%
	taux de valo thermique		70%	70%	70%	70%
	COV	mg/m3CH4	0	0	0	0
	H2S	mg/m3CH4	0	0	0	0
siloxanes	mg/m3CH4	0	0	0	0	
Production électrique	production électrique	MWh/an	774	820	864	990
	Electricité vendue	MWh/an	736	779	821	940
	rendement global net	%	27,9%	29,5%	31,0%	35,6%
Bilan énergétique	énergie économisée	TJ	9	10	10	11
	énergie dépensée	TJ	0,4	0,4	0,4	1,3
	énergie réelle économisée	TJ	8,9	9,3	9,6	9,5
	ratio économies/dépenses		25,3	24,8	24,4	7,5
Bilan environnemental	émissions économisées	tonneCO2eq	530	550	570	616
	émissions dépensées	tonneCO2eq	20	21	22	86
	émissions réelles évitées	tonneCO2eq	510	529	548	530
	ratio économies/dépenses	%	25,9	25,4	24,9	6,1
Bilan économique	investissements	k€	461	471	480	466
	part du poste machine	%	31%	32%	33%	32%
	charges annuelles	k€/an	83	85	87	103
	part du poste consommable	%	3%	3%	3%	17%
	produits annuel	k€/an	137	145	153	169
	résultat net annuel actualisé	k€/an	5	9	12	13
	RNC actualisé	k€	74	128	181	194
	TRI sur 15ans		8,0%	9,3%	10,5%	10,9%
TRB	ans	9,2	8,5	7,9	7,6	

On peut remarquer que la dépense énergétique d'une installation avec un dual fuel est trois fois plus importante que celle avec un moteur à gaz. En effet, l'énergie dépensée par la consommation de fioul représente environ 0,8 TJ par an, soit 8 % de l'énergie primaire économisée par la valorisation du biogaz, ce qui est considérable.

Le ratio économies/dépenses avec un moteur dual fuel (environ 7,5) est beaucoup plus faible qu'avec un moteur à gaz (environ 25), l'efficacité énergétique d'une installation avec un moteur dual fuel donc est nettement moins bonne que celle d'un moteur à gaz.

De même pour le bilan environnemental, l'efficacité environnementale d'une installation avec un moteur dual fuel est 4 fois moins bonne que celle avec un moteur à gaz.

En ce qui concerne le bilan économique, les charges d'une installation avec moteur dual fuel, sont élevée. Il faut compter 18 % de plus rapport à un moteur à gaz (sur la base du prix du fioul à 0,8 €/L, prix moyen en février 2008). En effet, le fioul représente une part importante des dépenses d'exploitation, étant donné que la quantité de fioul ici serait d'environ 19000 L/an.

Pour qu'une installation avec un moteur dual fuel soit plus rentable qu'avec un moteur à gaz, il faut que **le gain de rendement soit de plus de 3 points**, dans le cas étudié, c'est à dire avec un prix du fioul à 0,8 €/L.

Le graphique suivant permet de voir que l'influence du prix du fioul a une incidence très rapide sur le résultat net cumulé. On voit qu'à partir d'un prix du fioul d'environ 1,2 €/L, un moteur à gaz de 34 % deviendrait aussi rentable qu'un moteur dual fuel qui aurait 7 points de rendement de plus. Si le prix du pétrole continue d'augmenter aussi rapidement que la tendance actuelle, les installations dual fuel seront de moins en moins intéressantes du point de vue économique.

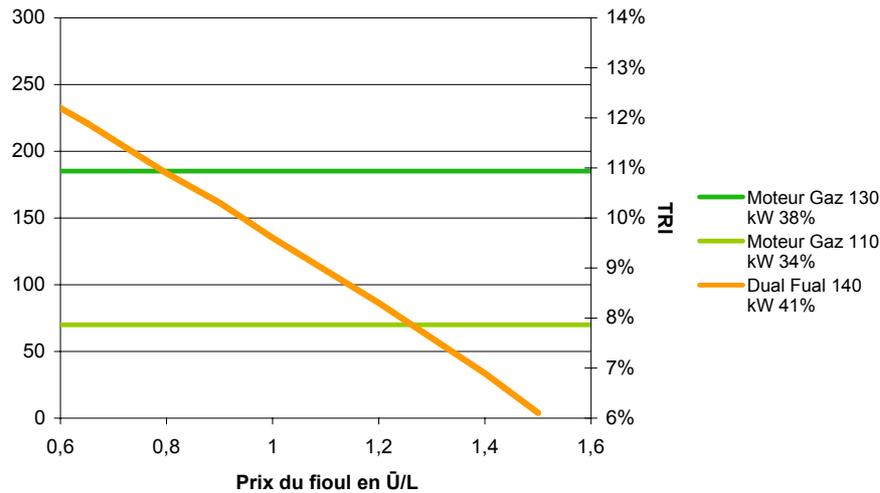


Figure 57 : Graphique représentant la variation du RNC d'une installation de 10 TJ d'énergie primaire avec moteur Dual Fuel en fonction du prix du fioul

3.10 Seuil de rentabilité

La rentabilité d'un projet peut être mise en évidence comme on l'a vu précédemment. La rentabilité économique dépend de nombreux paramètres, tels que le taux de polluants dans le gaz, la possibilité d'avoir une valorisation thermique, le taux de disponibilité de l'installation, le coût du raccordement etc... Mais un des paramètres les plus impactant est la puissance installée. Aujourd'hui, les installations de grosses puissances ont tendance à avoir une rentabilité meilleure que celle de petite puissance. Même si les tarifs d'achats actuels encouragent la mise en place des petites installations.

Le graphique suivant illustre la rentabilité d'une installation en fonction de sa puissance. **Il faut noter que pour réaliser ce graphique, le coût de la mise à disposition du biogaz n'a pas été pris en compte.** Pour les projets où il faut inclure un coût de production du biogaz, le TRI serait donc nettement plus faible. Mais pour certains projets, notamment pour les décharges, le coût de la mise à disposition du gaz est quasiment nul, puisqu'il est dans la plupart des cas déjà capté et brûlé en torchère.

Ainsi, comme on peut le voir sur le graphique suivant, en dessous de 200 kW, une installation qui ne nécessite pas de traitement ne serait plus rentable, en dessous de 350 kW s'il faut une unité de traitement du biogaz. (Sachant qu'ici on a considéré une quantité de polluants qui s'élève à : 1000 mg de COV par m³ de méthane, 2000 mg d'H₂S par m³ de méthane et 70 mg de siloxanes par m³ de méthane.)

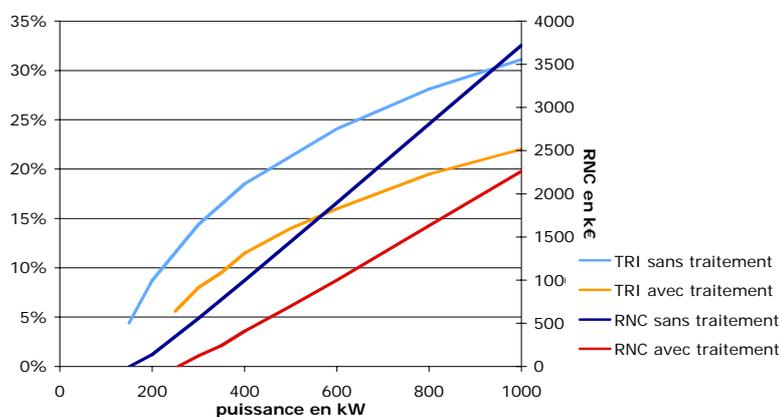


Figure 58: Graphique représentant le TRI et le RNC en fonction de la puissance installée

Il faut affiner les études au cas par cas pour des puissances plus faibles afin de voir si effectivement le projet n'est pas viable ou s'il reste intéressant.

Par exemple, il est possible d'avoir de plus faibles investissements. Notamment, le coût du raccordement, qui ici à été fixé à 200 000 €, peut être plus faible, surtout pour de petites puissances. On peut aussi améliorer la rentabilité du projet en valorisant de la chaleur, il faut donc étudier les possibilités de débouchés thermiques.

Pour des installations à la ferme, qui sont souvent de faibles puissances, la rentabilité du projet doit être étudiée au cas par cas. En effet, de nombreux facteurs influencent ces projets. Il est notamment possible d'avoir des recettes supplémentaires avec le digestat (le « compost » produit par l'installation »). Il aussi possible d'avoir des débouchés pour valoriser la chaleur telle que le chauffage des bâtiments de l'exploitation agricole, de serres ou du séchage.

3.11 Conclusions

Cette analyse a montré l'importance d'un bon dimensionnement et de bons choix des équipements. Il est clair que plus une machine sera performante, plus l'efficacité énergétique est haute, et plus la disponibilité des machines et du biogaz est élevée, meilleur sera le projet aussi bien sur le plan économique, qu'énergétique et environnemental.

On peut noter, qu'une différence de 2 points de rendement entraîne une différence de 2 % du TRI et de 4 % des bilans de l'énergie primaire et des émissions de CO₂.

Une différence de 3 % de disponibilité entraîne une différence de 1 % du TRI.

Entre une installation qui ne valorise pas la chaleur et une installation qui valorise la quasi-totalité de la chaleur qu'elle produit, le TRI peut doubler. Mais la longueur du réseau d'eau chaude peut impacter fortement l'économie du projet.

La mise en place d'un traitement semble bénéfique, même cela fait baisser les bénéfices (jusqu'à plus de -50 % du TRI), l'installation n'en reste pas moins rentable. Et, le gain de disponibilité qu'apporterait l'élimination des polluants permet d'avoir un meilleur bilan énergétique et environnemental, avec une augmentation jusqu'à 5 % de l'énergie primaire et des émissions de CO₂.

Pour ce qui est du choix entre moteur à gaz et moteur dual fuel, nous avons pu montrer que pour qu'un projet avec un moteur dual fuel soit plus intéressant qu'avec un moteur à gaz du point de vue économique, il faut que le gain de rendement soit de plus de 3 %. Jusqu'à présent, ces moteurs étaient bien plus performants que les moteurs à gaz de même puissance. Actuellement, les recherches d'améliorations des moteurs à gaz permettent d'augmenter petit à petit leur rendement. Il est donc possible que l'écart entre les deux technologies diminue. De plus avec la montée du prix du pétrole, il est possible que les installations dual fuel deviennent de moins en moins rentable.

La comparaison entre microturbine et moteur à gaz, ici n'est pas en faveur des microturbinés. Il est clair que lorsqu'il est possible de mettre un moteur à gaz sur un site, il est à privilégier. Toutefois, si un site a une production de biogaz très variable, ou si le taux de méthane est fiable, ou si on souhaite mettre en place une technologie simple d'utilisation avec peu de maintenance, il est clair d'une microturbine sera a priori plus appropriée.

4. Guide technique

Cette partie est là pour regrouper les informations pratiques concernant les installations de production d'électricité à partir de gaz issus de biomasse. Ce guide est là pour aider les acteurs de la mise en place et l'exploitation des installations en servant de référentiel.

4.1 Quelques généralités sur les machines

4.1.1 Gamme de puissance des machines

Les moteurs, turbines et microturbines se positionnent sur différentes gammes de puissance.

a) Les moteurs

La puissance des moteurs se situe entre 30 kW et 3,6 MW.

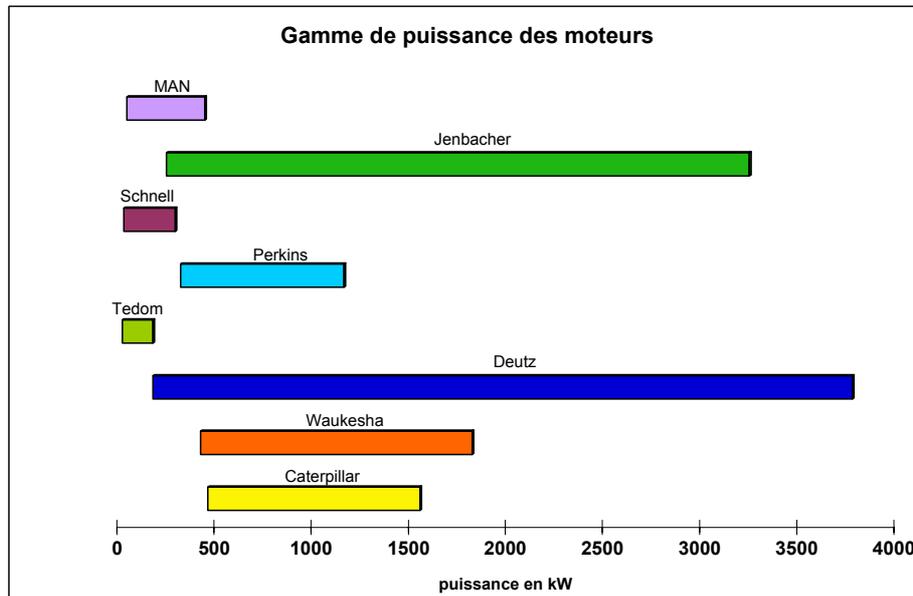


Figure 59 : Gamme de puissance des différentes marques de moteurs à biogaz

b) Les turbines à gaz

Les turbines à gaz se situent sur des puissances très élevées de 1,2 à 15 MW.

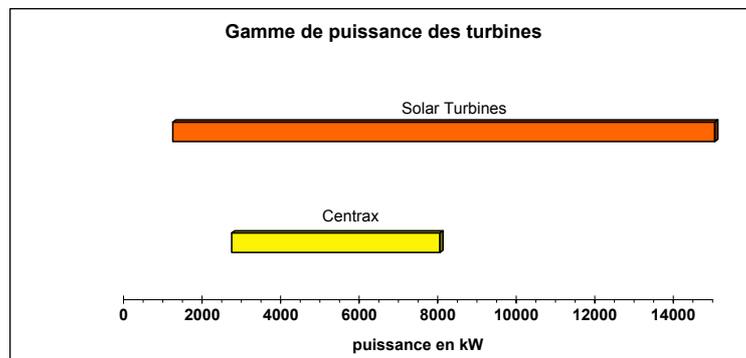


Figure 60 : Gamme de puissance des turbines à gaz

c) Les microturbines

Les microturbines sont des machines à petite puissance comprise entre 30 et 250 kW.

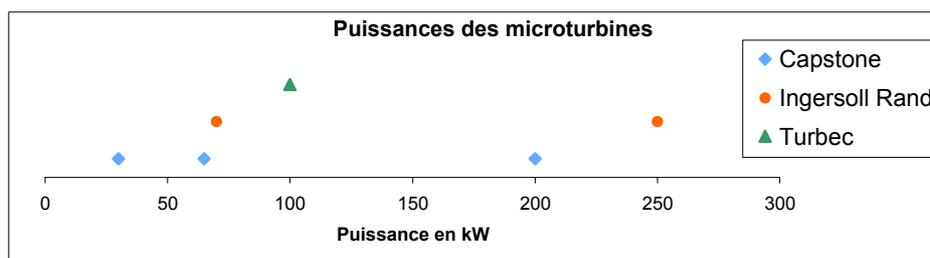


Figure 61 : Comparaison des puissances des différentes microturbines

Il existe encore peu de microturbines sur le marché. Actuellement en France, les microturbines qui sont le plus distribuées sont des microturbines Capstone.

4.1.2 Les rendements des machines

Les rendements des machines, que soit le rendement électrique ou rendement thermique, varient en fonction :

- du type de machine : par exemple les moteurs ont généralement un rendement supérieur à celui des turbines ;
- de la marque de la machine notamment pour les moteurs ;
- de la puissance : des moteurs de la même marque ont leur rendement qui varie en fonction de leur puissance. Généralement, les moteurs de petite puissance ont un moins bon rendement que ceux de puissance plus élevée.

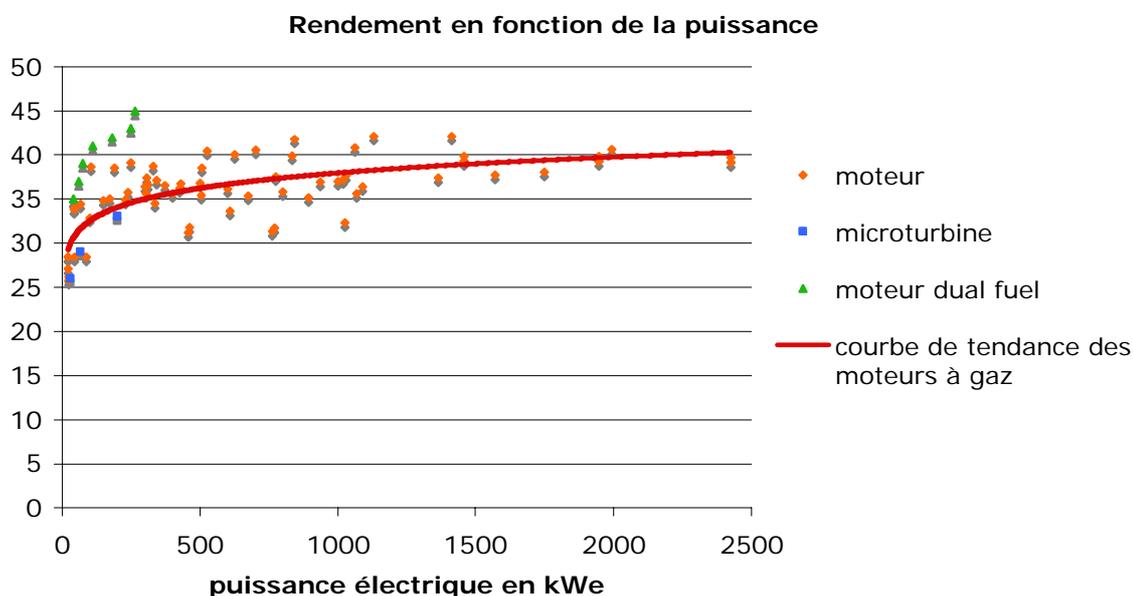


Figure 62 : Rendement électrique en fonction de la puissance des différentes machines de production d'électricité à partir de biogaz

On peut remarquer que plus la puissance diminue plus le rendement électrique se dégrade. Les rendements électriques des moteurs se situent en majorité entre 40 % et 33 %.

Les moteurs, qui ont des rendements en dessous de 30 %, sont des moteurs de faible puissance.

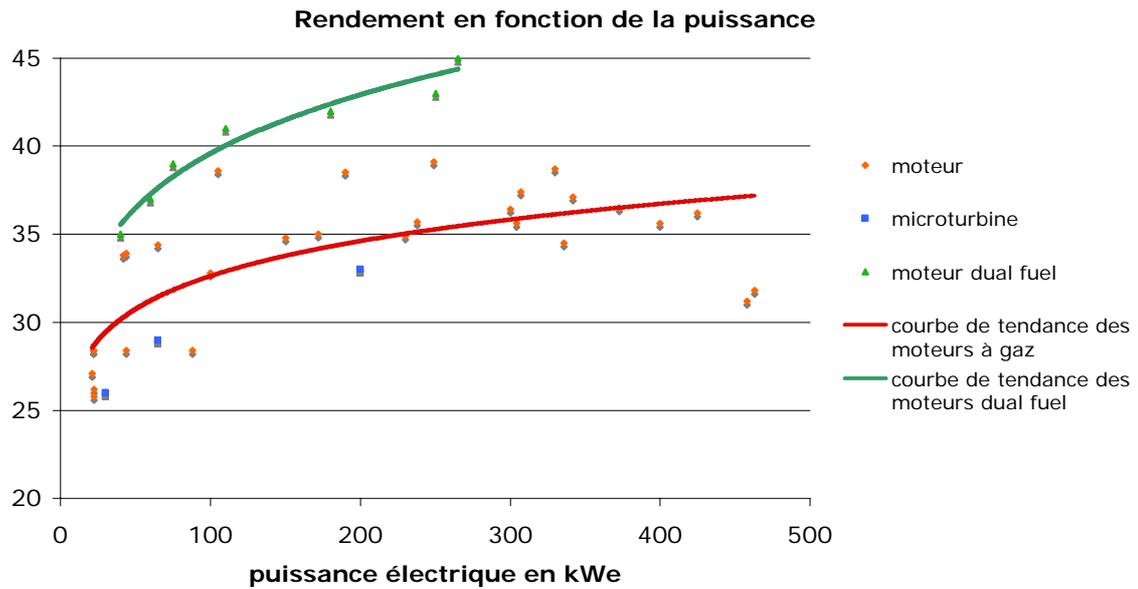


Figure 63 : Zoom sur les rendements en fonction des petites puissances

On peut remarquer que les moteurs dual fuel ont un rendement nettement supérieur à celui des moteurs à gaz. C'est l'atout de ces moteurs.

En revanche, comme celui des microturbines est bien inférieur aux rendements de la plupart des moteurs dans cette gamme de puissance.

Le rendement électrique est une caractéristique à prendre en considération car plus le rendement est bon, plus la production électrique est importante.

On peut également s'intéresser au rendement thermique. Si on a un besoin de chaleur le rendement thermique indique quelle puissance thermique la machine peut dégager.

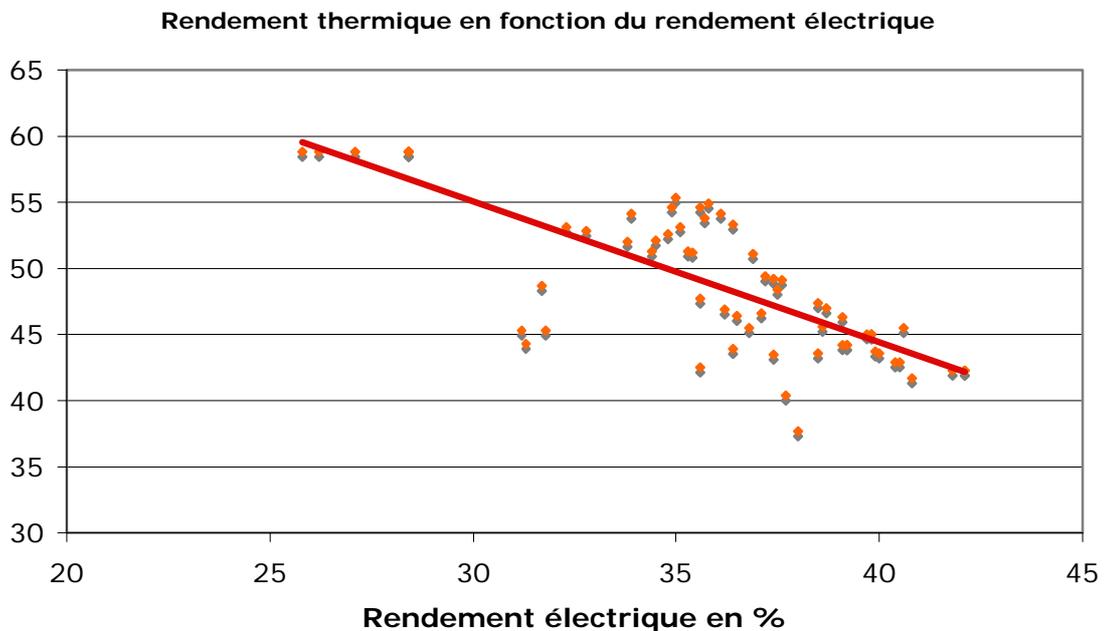


Figure 64 : Rendement thermique en fonction du rendement électrique des moteurs à gaz

Le rendement thermique est inversement proportionnel au rendement électrique. En effet, plus le rendement électrique sera bon, plus le rendement thermique sera faible. Le rendement thermique est important si on a besoin de chaleur. Mais aujourd'hui, avec le rachat de l'électricité, on favorise plus souvent le rendement électrique, en s'accommodant de la puissance thermique produite.

4.2 Spécifications à appliquer aux gaz et aux machines

Chaque constructeur a établi des spécifications appliquées au gaz en entrée de la machine. Ces spécifications sont des limites à respecter pour garantir le bon fonctionnement de la machine. Il faut donc veiller à ce que la composition, les caractéristiques du gaz correspondent à ces spécifications.

Contaminant	Moteur					Microturbine	Turbine
	Jenbacher	Deutz	Caterpillar	Waukesha	MAN	Capstone	Centrax
H ₂ S	<700mg/Nm ³ C H ₄ sans catalyse <200 mg/Nm ³ CH ₄ avec catalyse	<1500 mg/Nm ³ CH ₄	<2000 mg/Nm ³ CH ₄	-	<2000 mg/Nm ³ CH ₄	<34 mg/Nm ³ CH ₄	-
Total S éq	<2000 mg/Nm ³ CH ₄	<2200 mg/Nm ³ CH ₄	-	<715 mg/Nm ³ CH ₄	<2000 mg/Nm ³ CH ₄	-	<8510mg/N m ³ CH ₄
Cl	-	<100 mg/Nm ³ CH ₄	-	-	<100 mg/Nm ³ CH ₄	1500ppm masse	300 mg/ Nm ³ CH ₄
F	-	<50 mg/Nm ³ CH ₄	-	-	<50 mg/Nm ³ CH ₄	traces	-
Somme Cl+F	Sans catalyse : <100 mg/Nm ³ CH ₄ 100-400 mg/Nm ³ CH ₄ >400 mg/Nm ³ CH ₄ : sans garantie avec catalyse: 0	<100 mg/Nm ³ CH ₄	<680 mg/Nm ³ CH ₄	<300 mg/Nm ³ CH ₄	<100 mg/Nm ³ CH ₄	-	-
Ammoniac	<55 mg/Nm ³ CH ₄	-	<100v	<25 mg/Nm ³ CH ₄	<35 mg/Nm ³ CH ₄	-	-
Humidité relative max	<80%	<80%	<80%	Point de rosée 11°C inférieur à température entrée	<60%	0 condensat	-
Poussières : taille concentratio n	<3µm <5 mg/Nm ³ CH ₄	<3µm <10 mg/Nm ³ CH ₄	<20 mg/Nm ³ CH ₄	<0,3µm <3 mg/Nm ³ CH ₄	<10 mg/Nm ³ CH ₄	<10µm <20ppm masse	-
Siloxanes	≈ 5 mg/Nm ³ CH ₄	≈ 2,5 mg/Nm ³ CH ₄	≈ 14 mg/Nm ³ CH ₄	≈ 12 mg/Nm ³ CH ₄	-	≈ 0,015 mg/Nm ³ CH ₄	Pas de valeur maximale
CH ₄ mini/maxi	38/60%	50/70%	45/65%	46/50%	-	35/ ?%	32/50%
Variation CH ₄	0,5%/30sec	-	+/-10%rel	+/-5%	-	-	-
Pression	80-100mbar	80-100mbar	>70mbar	25-1000mbar	-	-	-
Température max	40°C	50°C	-	60°C	-	50°C	-

NB : Les informations manquantes sont un manque de renseignements des constructeurs.

Les données fournies par les constructeurs n'étant pas toutes dans les mêmes unités, elles ont été converties, afin d'avoir une harmonisation des unités.

Ces spécifications sont susceptibles d'évoluer.

4.3 Les procédés de traitements préalables

4.3.1 Séchage du gaz dans la plupart des cas

Le procédé de traitement minimum est un système de refroidissement pour le séchage du gaz, de manière à éliminer les vapeurs d'eau pour permettre le bon fonctionnement des moteurs ou turbines.

Dans la plupart des cas, la condensation de l'eau est réalisée par un groupe froid ou par refroidissement dans les conduites avec des séparateurs diphasiques.

De plus, ces techniques permettent d'éliminer non seulement une partie de la vapeur d'eau, mais également des particules et de l'H₂S qui peuvent se dissoudre dans l'eau.

L'H₂S est soluble dans l'eau (5 g H₂S / L d'eau à 19,5°C, 7,1 g d'H₂S / L d'eau à 0°C). Donc si on condense l'eau à 0 °C, on peut éliminer jusqu'à 0,2 g d'H₂S / m³ de biogaz, alors qu'on n'élimine que 0,14 g d'H₂S / m³ de biogaz à 19,5°C. Il peut donc être intéressant de refroidir au maximum le biogaz pour éliminer plus d'H₂S avec la condensation de la vapeur d'eau.

4.3.2 Équipement de traitement préalable ou opérations de maintenance répétées ?

La problématique, qui tourne autour du choix entre traitement et maintenance, est récurrente.

Certaines entreprises préconisent le traitement global du biogaz, d'autres ne mettent aucun traitement mais adaptent la maintenance. Le choix dépend donc des méthodes des intégrateurs mais aussi des sites. Le besoin de traitement dépend de la composition du gaz et du débit. Il faut également prendre en considération les variations de débit et de composition qui peuvent être importantes et ainsi avoir des répercussions sur le choix du traitement.

C'est l'analyse économique qui fait pencher la balance dans un sens ou dans l'autre. La maintenance répétée a pour avantage de limiter les investissements de départ. Cependant, le coût de l'entretien et des consommables peut rapidement devenir important. De plus, la perte de rendement due à la présence de contaminants peut être significative, ce qui engendre une perte de profits non négligeable.

Sur la plupart des sites, au départ, on a choisi de ne pas mettre de traitement préalable et d'ajuster la maintenance. Mais au bout d'un certain temps de fonctionnement, les problèmes sont tels que l'on décide de mettre en place une unité de traitement du gaz. C'est souvent après un manque de disponibilité, des pertes de rendement, des pannes à répétition que le choix du traitement vient s'imposer.

Tableau 27 : Récapitulatif des fréquences des actes de maintenance avant et après mise en place d'un système de traitement amont

		Avant traitement	Après traitement
Données Applied Filter Technology	Arrêt du moteur (pertes de performance)	3-6 semaines par an	1-3 semaines à 28 000 heures
	Maintenance des têtes et des valves	5000-8000 heures	28 000 heures
	Bougies d'allumage	≈500 heures	1200-1500 heures
	Vidange d'huile	500-750 heures	1500 heures
Données Verdesis	Vidange d'huile	400 heures	1000 heures
Données Eneria, moteur 1MW	Vidange d'huile	500 heures	1000 heures
Données Siloxa, moteur 294 kW	Vidange d'huile	500 heures	1000 heures
	Bougies	500 heures	1000 heures
	Maintenance- Réparations	170 heures par an	-
Données Menag Energie GmbH	Vidange d'huile	700 heures	1000 heures
	Bougies	500 heures	1000 heures
Données JPFauché, Biovale	Vidange d'huile	500 heures	1500 heures

D'après les retours d'expériences, on constate que la maintenance est en moyenne divisée par deux lorsqu'il y a un traitement amont.

4.3.3 Traitement H₂S, siloxanes : quelles pratiques ?

Les pratiques sont variables, chaque site est différent, le traitement est donc adapté au cas par cas. La procédure pour choisir un traitement est en général la suivante :

- on réalise une analyse du gaz (on peut analyser plus de 200 composés) ;
- on détermine la nécessité d'un traitement ou non en fonction des analyses ;
- on détermine les procédés qui s'adaptent au débit de biogaz et de la teneur en contaminant à traiter ;
- on choisit le procédé de traitement le plus économique, en fonction de l'analyse des coûts d'investissement et d'exploitation.

Dans certains cas, la composition du biogaz ne peut être connue avant la mise en route de l'installation. Dans ce cas, il est possible de mettre au début un traitement capable d'éliminer une majeure partie du soufre et des siloxanes, quelle que soit leur concentration (comme de l'adsorption sur charbon actif). Une fois que l'installation fonctionne normalement, on peut faire une analyse du gaz et choisir un traitement adéquat.

L'H₂S doit être traité lorsque la concentration est élevée ou lorsque l'utilisation d'un pot catalytique est nécessaire. En fonction du type de production de biogaz, on retrouve des techniques de traitement du soufre plus largement utilisées :

- Pour le biogaz produit à la ferme, avec digesteur, l'ajout d'air est la technique la plus simple et la moins coûteuse.
- Sur les stations d'épuration de boues urbaines, l'injection de chlorure de fer est le mode de traitement majoritairement utilisé. Il est d'autant plus intéressant lorsque la station a pour obligation de traiter le phosphore, l'ajout de sels ferriques est à double effet.
- Sur le reste des installations (c'est-à-dire biogaz industriel, méthanisation de déchets ménagers...), c'est l'adsorption par charbon actif imprégné ou les éponges ferrugineuses qui sont les plus utilisés.
- Les filtres biologiques sont envisagés en général que s'il y a beaucoup d'H₂S à traiter avec une concentration stable.

Le traitement des siloxanes est envisagé, dans la plupart des cas, lorsqu'on valorise avec des microturbines ou après des incidents sur le moteur. Lorsqu'un traitement de siloxanes est mis en place, il s'agit dans la plupart des cas d'une technique par adsorption sur média. Les médias sont généralement constitués de graphites actifs.

4.4 Conduite des machines

Dans cette partie, on trouve les informations importantes à connaître sur la conduite d'une installation de valorisation électrique de biogaz. Avec notamment la maintenance des machines, les solutions de traitement du biogaz les plus utilisées, les difficultés les plus rencontrées sur les sites.

4.4.1 Moteurs vs microturbinés

Les moteurs et les microturbinés ne présentent les mêmes avantages et inconvénients en termes de conduite.

	Moteur	Microturbine
Avantages	Bon rendement : 32/42 % Fonctionnement même avec des impuretés (siloxanes, soufre, COV) avec une maintenance adaptée Gamme étendue de 40 kW à 3MW	Disponibilité : 94-98 % Maintenance réduite (une seule pièce tournante, pas de vidange...) Peu de consommable (pas d'huile) Valorisation des gaz pauvres : >35 % de méthane (voir moins d'après les retours d'expériences) Peu de pollution NOx et CO (environ 10 fois moins que les moteurs)
Inconvénients	Disponibilité : 75-90 % Taux de méthane minimum \approx 40-45 % Pollution (NOx, CO) Consommables (huile, bougies...) Maintenance importante	Faible rendement : 26-33 % Très sensible aux siloxanes (traitement quasiment obligatoire) Gamme restreinte (30-65-200 kW) Coût d'investissement un peu plus élevé

En général, les moteurs sont plus intéressants que les microturbinés quand le taux de méthane dans le biogaz est supérieur à 40 % et quand le débit est relativement stable. Sur les sites où la teneur en méthane est faible, il faut envisager d'utiliser des microturbinés qui peuvent valoriser du biogaz jusqu'à 35 % (données constructeurs, en retour d'expérience, il est possible de descendre jusqu'à 29 %).

Sur des centres de stockages de déchets, les microturbinés peuvent être plus intéressantes du fait de leur flexibilité. En effet, lorsque plusieurs microturbinés sont en série, il est possible de s'adapter à la charge en arrêtant certaines unités. Le démarrage et l'arrêt des microturbinés se fait facilement, cette pratique est donc simple à effectuer.

Même si les microturbinés présentent ces avantages, les moteurs ont un meilleur rendement électrique, la production électrique est donc plus importante. Ils restent donc à privilégier sur de nombreux sites. Cependant, la nouvelle microturbine de Capstone de 200 kW affiche un rendement de 33 %.

4.4.2 Plan de maintenance et entretien

a) Interventions

Moteur : (fréquences moyennes)

- contrôle quotidien : filtre à air, niveau du circuit de refroidissement, niveau et pression de l'huile, connexions électriques, contrôle visuel du moteur, de l'alternateur, des éléments extérieurs ;
- entre 500 et 1000 heures : contrôle/réglage des soupapes du moteur, contrôle/réglage/remplacement des bougies d'allumage, remplacement du filtre à huile moteur, vidanges moteur ;
- entre 1500 et 2000 heures : contrôle/réglage du rapport air/carburant du carburateur, contrôle du reniflard du carter moteur, contrôles endoscopiques ;

- vers les 5000-8000 heures : contrôle des cylindres (changement des culasses si nécessaire), mesure/consignation des fuites de combustion dans le carter ;
- entre 15000 et 20000 heures : révision du haut du moteur (changement équipements mobiles, bielles...);
- vers les 40 000 heures : restauration totale du moteur.

Microturbine :

- Toutes les 4000 heures : vérifier les filtres (air, combustible).
- Toutes les 8000 heures : renouveler les filtres à combustible externe, les filtres à air.
- Toutes les 16 000 heures : renouveler les filtres internes, bougies, injecteurs et thermocouples.
- Toutes les 40 000 heures : reconditionner la turbine.

b) Consommables

Pour les moteurs, les consommables principaux sont : l'huile moteur, les bougies, les filtres (à air, à gaz, à huile) et les culasses. Pour les microturbines, il s'agit surtout des filtres (à air, à gaz).

Pour ce qui est des équipements annexes, on peut citer le média pour le traitement du biogaz, l'huile pour les compresseurs (dans certains cas).

Les consommables, tels que les bougies, les filtres sont généralement stockés sur place (parfois les culasses également).

Quelques données de comparaison :

Équipement	Consommable	Prix unitaire	Quantité	Coût/an	Source
Moteur 1MW Pihourc	Huile	4€ / L	400L toutes les 1000 heures	12800 €	Eneria
Moteur 294 kW	Huile	2€ / L	200L toutes les 1000 heures	3200 €	Siloxa
Moteur 294 kW	Bougie	40€ / bougie	12 toutes les 1000 heures	3840 €	Siloxa
Cuve traitement Pihourc	Média (charbon actif)	31232 € / cuve soit 3,47 € / kg	9 Tonnes /cuve	167630 €	Eneria (verdesis)

4.4.3 Difficultés rencontrées

a) La variation de la qualité du biogaz

La première difficulté rencontrée sur les sites est l'appréciation de la qualité du biogaz. En effet, la quantification des polluants dans le biogaz n'est jamais exacte. En fonction de l'humidité, de la fermentation, des poches de gaz, de l'environnement..., la composition du biogaz varie. Sur les décharges, le problème est encore plus fort, la composition des déchets peut énormément varier en fonction des endroits, donc la qualité du biogaz est aussi variable. Dans de telles conditions, il est délicat de prévoir l'équipement nécessaire pour que l'installation fonctionne correctement.

b) La variation du taux de charge

La production de biogaz n'est pas toujours constante. Les moteurs doivent donc parfois faire face à des baisses de charge. Ils peuvent fonctionner en dessous du taux de charge nominal, mais on a constaté que des baisses de charge inférieures à 75 % peuvent avoir de lourdes conséquences, notamment des problèmes d'usure précoce, une diminution de la durée de vie, des problèmes d'étanchéité.

De manière générale, il est préférable d'arrêter les moteurs si on descend en dessous de 50 % de la charge nominale.

c) La présence de siloxanes : comment les quantifier ?

Parmi les contaminants du biogaz, les siloxanes sont une source de problèmes considérables. Leur présence conduit à des accumulations de dépôts solides dans les chambres de combustions des moteurs, les aubes de turbines... Ces dépôts entraînent un mauvais fonctionnement des machines et posent des problèmes de maintenance. La répétition des dysfonctionnements implique une diminution de la disponibilité des machines et donc une moins bonne production d'électricité. Ils existent des procédés de traitement qui permettent de filtrer une partie des siloxanes en amont des machines, tels que l'adsorption sur charbon actif par exemple.

Cependant, pour pouvoir être efficace, il est nécessaire de pouvoir quantifier les siloxanes dans le biogaz. Si on connaît la quantité de ces composés, on peut adapter la solution de traitement. Aujourd'hui, la démarche généralement adoptée, consiste à identifier des composés siliciés connus et de mesurer leur concentration dans le biogaz. Elles sont ensuite additionnées pour connaître la quantité « totale » de siloxanes. Mais cette technique a un inconvénient majeur : elle nécessite de choisir un nombre de composés limité, alors qu'il existe un grand nombre de composés siliciés divers et variés. La quantité totale de ces composés ne peut pas être déterminée avec cette technique, qui est pourtant celle qui est utilisée habituellement.

Il est donc important de trouver de nouvelles techniques permettant d'approcher la quantité de siloxanes de manière plus précise. Il existe quelques brevets récents qui donnent de nouvelles voies à développer. Un brevet japonais de 2006 propose une solution de mesures des siloxanes par infrarouge. Un brevet français, déposé par l'INSA, propose une solution de quantification du silicium total contenu dans le biogaz (voir dans la partie brevet).

Les principaux laboratoires qui font des analyses de biogaz sont : DCMS (Belgique), Europoll (France), Explorair (France), Profactor Produktionsforschungs GmbH (Autriche), Federal Institut for Materials Research and Testing BAM (Allemagne).

d) Le respect des normes d'émissions

La circulaire du 10 décembre 2003 fixe, les moteurs utilisant du biogaz, les valeurs d'émissions limites à 525 mg/m³ pour les NOx, 1200 mg/m³ pour le CO et 50 mg/m³ pour les COVNM.

Comme on l'a vu précédemment, il existe différentes techniques permettant de limiter ou réduire les concentrations de polluants comme les NOx et le CO.

D'après les retours d'expériences, avec des moteurs à biogaz, avec les améliorations apportées par les constructeurs et un bon réglage du moteur, on peut respecter les normes en NOx facilement, mais pour le CO, les analyses sont souvent proches du seuil.

Pour palier à ce problème, certains sites sont équipés de pot catalytique, qui permet de réduire le taux de NOx et de CO. Cependant l'utilisation de pot catalytique a des inconvénients : le soufre, présent dans les fumées, les « empoisonne ». L'utilisation d'un pot catalytique entraîne donc la mise en place d'une unité de traitement de l'H₂S. Les coûts pour respecter les limitations des normes peuvent donc être importants. Les exploitants font donc souvent le choix de ne pas utiliser de catalyseur et donc de risquer de dépasser les valeurs seuil.

De plus, les systèmes, comme le système CLAIR de Jenbacher, permettent de réduire considérablement les concentrations de CO. Avec un tel système, les normes d'émissions sont respectées. Le coût d'un tel système peut aller de 120 000 € à 170 000 €.

Par ailleurs, des difficultés sont parfois rencontrées pour respecter les normes d'émissions de COVNM. Les analyses sont souvent à la limite du seuil. De plus si il n'y a pas un bon séchage en amont, la concentration en COVNM est élevée.

e) La régénération des charbons actifs

Les charbons actifs sont très souvent utilisés pour éliminer les particules d'H₂S ou de siloxane contenues dans le biogaz.

Après utilisation du charbon actif, on peut la régénération afin qu'il retrouve ses propriétés originales. Le procédé de régénération le plus utilisé est la régénération thermique. Le charbon actif « contaminé » passe dans un four, où il est brûlé à haute température : plus de 850°C. Les composés adsorbés par le charbon actif sont alors désorbés et oxydés dans l'atmosphère.

La régénération nécessite donc un apport énergétique important. Il faudrait trouver un procédé moins énergivore ou utiliser un média qui a régénération qui demande moins d'énergie.

4.5 Aide à la décision

Cette partie donne des éléments qui permettent de choisir la technologie de production d'électricité en fonction des caractéristiques principales du site. Ces éléments peuvent aiguiller l'ensemble des acteurs, y compris les clients tels que les collectivités locales, dans leurs choix. Toutefois, ces éléments doivent être des outils de références, ils ne remplacent en aucun cas des études de faisabilité, où les différentes technologies peuvent être comparées. L'objectif de cette partie est proposer un cadre de référence afin de fiabiliser les projets.

4.5.1 Les différentes caractéristiques du site

De nombreux paramètres conditionnent le choix de la machine (moteurs, turbines, microturbines, etc...). Les principaux à prendre en considération sont : la puissance électrique installée, la stabilité du taux de méthane, la teneur en méthane, la qualité du biogaz et la forme de valorisation de la chaleur souhaitée. Parmi les caractéristiques d'un site, il est important de déterminer ces paramètres.

Les technologies, qui produisent de l'électricité à partir de biogaz, ne sont pas égales face à ces paramètres, chacune présentant des avantages dans certaines conditions. Par exemple, si le taux de méthane est faible, une turbine fonctionnera mieux qu'un moteur, mais s'il est supérieur à 39 % alors un moteur sera peut être plus intéressant car il aura un meilleur rendement électrique.

4.5.2 La puissance conditionne la technologie

Les quatre technologies principales (moteur à gaz, moteur dual fuel, turbine, microturbine) se placent sur différentes gammes de puissance.

En dessous de 30 kWe, on trouvera uniquement des moteurs à gaz ou dual fuel.

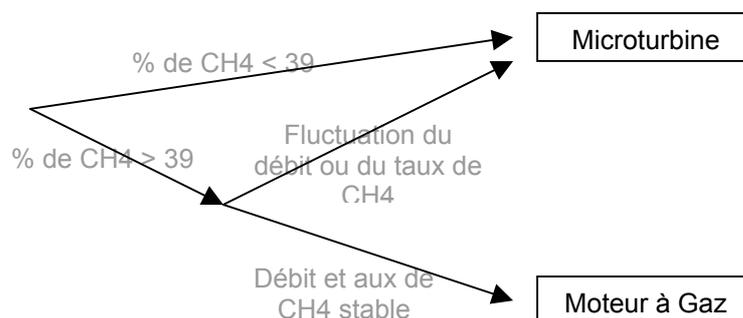
Entre 30 kWe et 250 kWe, il y a le choix entre moteur à gaz ou dual fuel ou microturbine.

Entre 250 kWe et 1,2 MWe, on trouvera des moteurs à gaz ou dual fuel. Dans certains cas, on peut également choisir de mettre plusieurs microturbines en parallèles.

Au dessus de 1,2 MWe, on trouve des moteurs à gaz et des turbine à gaz.

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

4.5.3 Choix entre un moteur à gaz et une microturbine



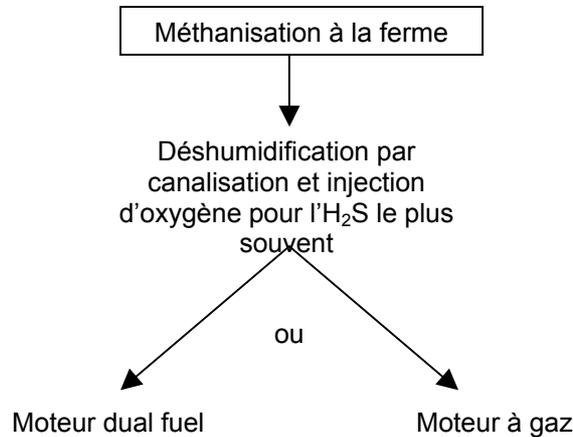
L'intérêt de la microturbine est qu'elle peut fonctionner à faible charge (jusqu'à 25 % de la charge nominale, 50 % pour les moteurs) et avec de faibles teneurs en méthane (jusqu'à 35 % de méthane). La microturbine supporte donc mieux que les moteurs ces conditions.

Il faut tout de même pas négliger l'étude économique, en effet elle peut révéler une différence considérable de temps de retour sur l'investissement. Le rendement électrique des microturbines étant moins bon que celui des moteurs, elles génèrent moins d'électricité donc moins de revenus.

4.5.4 Choix en fonction du site

On retrouve des caractéristiques communes par type de site de production de biogaz. On peut notamment distinguer les installations à la ferme des centres de stockages de déchets et des stations d'épuration.

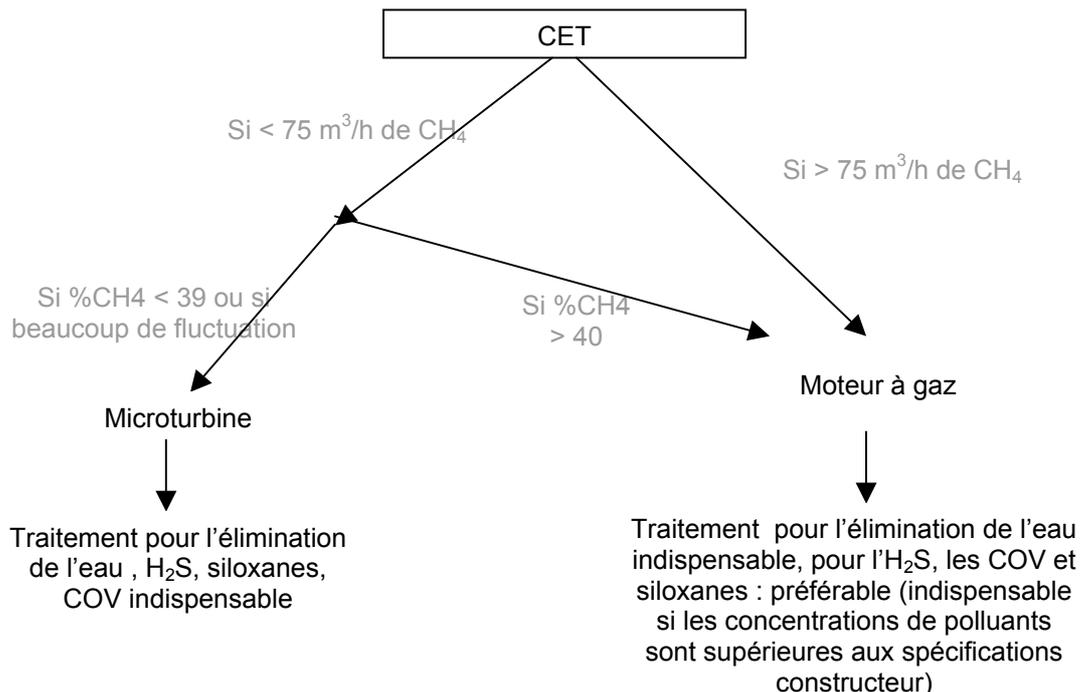
a) Méthanisation à la ferme



Dans le cas d'une installation à la ferme, le choix va se faire majoritairement entre un moteur à gaz et un moteur dual fuel. En effet, les microturbinés sont moins adaptées à ces installations. Le biogaz produit par une installation à la ferme est généralement stable aussi bien en quantité qu'en qualité puisque les entrants sont normalement constants. Les moteurs correspondent donc bien à ces sites et auront un meilleur rendement que les microturbinés. De plus, le traitement nécessaire au fonctionnement des microturbinés est contraignant et pas vraiment rentable pour de petites installations.

Sur la plupart des petites installations, ce sont des moteurs dual fuel qui sont installés. Même si aujourd'hui les rendements des moteurs à gaz augmentent, ceux des moteurs dual fuel restent un peu plus élevés. Cette technologie est donc souvent privilégiée.

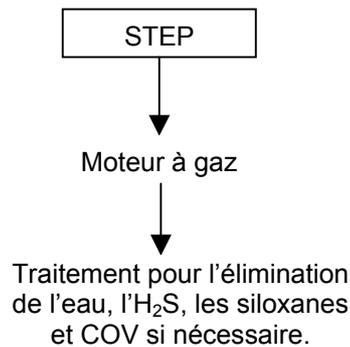
b) Centre de stockage de déchet



Sur des décharges, le choix entre les trois principales technologies est plus compliqué.

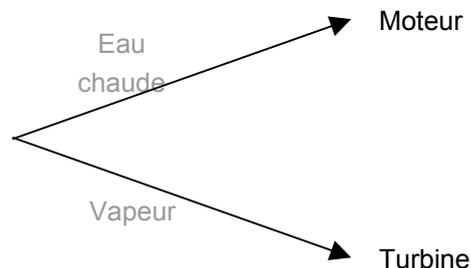
De manière générale, les microturbines sont intéressantes sur les sites de petite puissance (avec un débit de méthane inférieur à $75 \text{ m}^3/\text{h}$), surtout si les caractéristiques du biogaz ne sont pas très bonnes (faible teneur en méthane, fluctuations importantes). Par ailleurs, une nouvelle microturbine, Capstone C200, a une puissance de 200 kW et un rendement électrique de 33 %. Sur certains sites de plus $75 \text{ m}^3/\text{h}$ de méthane où les caractéristiques du biogaz ne sont pas très adaptées aux moteurs, il sera peut-être intéressant d'installer ces microturbines.

c) Station d'épuration



Sur les stations d'épurations, la teneur en méthane du biogaz est souvent autour de 65 % et est relativement stable. Dans ces conditions, le moteur à gaz est la technologie qui présente le plus d'intérêts et convient parfaitement.

4.5.5 Choix en fonction de la valorisation thermique



Si l'on souhaite faire la valorisation thermique en vapeur, il est préférable d'avoir recours à des turbines, qui sont plus à même de faire de la vapeur que les moteurs.

4.5.6 Récapitulatif

Tableau 28 : Tableau récapitulatif de la pertinence des machines en fonction des caractéristiques du site

	Technologie	< 30kW	<250kW	>250kW	>2MW	Fluctuation du taux de CH ₄	Pas de fluctuation	Peu de H ₂ S, siloxanes	Beaucoup de H ₂ S, siloxanes	%CH ₄ <39	%CH ₄ >40	Valorisation chaleur : eau chaude	Valorisation chaleur : vapeur
Sans traitement	Moteur à gaz	/	+	+	+	-	+	+	-	-	+	+	-
	Moteur Dual Fuel	/	+	+	-	-	+	+	-	-	+	+	-
	Microturbine	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Turbine	--	--	--	+	+	+	+	-	+	+	+	+
Avec traitement	Moteur à gaz	/	+	+	+	-	+	+	+	-	+	+	-
	Moteur Dual Fuel	/	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	-
	Microturbine	--	+	/	-	+	+	+	+	+	+	+	-
	Turbine	--	--	--	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Légende :

-- : pas approprié

- : peu approprié

+ : approprié

/ : à voir en fonction du site

5. Synthèse : points bloquants et axes de recherches

5.1 Points bloquants

Cette étude a permis de mettre en évidence les difficultés rencontrées sur les sites de valorisation du gaz issu de biomasse.

- Concernant le gaz de gazéification, le principal verrou est l'élimination des goudrons contenus dans le gaz. En effet, ces goudrons endommagent les moteurs. Certains procédés de traitement ont été testés en laboratoire, ils montrent de bonnes performances, comme le procédé OLGA. Mais il n'y a pas encore d'installation à l'échelle industrielle où le procédé de traitement permet un bon fonctionnement. On manque de retour d'expérience.

- Les polluants contenus dans le biogaz sont également problématiques pour les technologies de valorisation électriques. Notamment les siloxanes présents dans le gaz forment des dépôts de silice sur les équipements, qui peuvent entraîner la casse de la machine. Il existe des procédés permettant d'éliminer du biogaz ces composants. Cependant, la quantification de ces molécules n'est pas précise. En effet, les méthodes de mesures utilisées ne permettent pas de connaître la quantité réelle de siloxanes dans le gaz. Or pour pouvoir mettre en place un bon procédé de traitement, il faut connaître cette quantité. Le point bloquant pour les siloxanes n'est pas le procédé de traitement mais leur quantification dans le biogaz.

- Le respect de normes d'émissions apparaît comme une difficulté souvent rencontrée sur les sites de valorisation du biogaz. En effet, la circulaire du 10 décembre 2003 fixe les valeurs d'émissions limites pour les moteurs à 525 mg/m³ pour les NOx, 1200 mg/m³ pour le CO et 50 mg/m³ pour les COVNM. Il existe des solutions pour pallier ce problème telles que les pots catalytique ou les systèmes intégrés au moteur développé par les constructeurs comme le système CL.AIR de Jenbacher. Cependant ces solutions ne sont pas souvent mises en place sur les sites.

- La variation du débit de biogaz est également un point bloquant, notamment pour les moteurs. En effet, les moteurs ne peuvent pas fonctionner à moins de 50 % de la charge nominale de la machine, et ils commencent à rencontrer des problèmes d'usure à partir de 75 % de la charge nominale. Or, les variations du débit de biogaz sont souvent rencontrées. Les microturbines sont une bonne solution à ce problème.

5.2 Axes de recherches

Il paraît important de mettre en place des solutions à ces problèmes. Pour certains, tels que le respect des normes d'émissions ou la variation du débit de biogaz, il s'agit d'installer sur les sites les solutions existantes. Pour d'autres, comme le traitement des goudrons et la quantification des siloxanes, il faut trouver des solutions efficaces à l'échelle industrielle. Il s'agit donc de faire plus de recherche sur ces points.

- Il existe quelques procédés de traitements des goudrons, mais à ce jour aucun n'offre de réelle satisfaction à l'échelle industrielle. Il s'agit donc de faire des recherches de traitements efficaces à taille industrielle. Par ailleurs, il est nécessaire de trouver des procédés qui soient économiquement faisable pour une installation de gazéification de biomasse.

- Les méthodes utilisées actuellement pour mesurer la quantité de siloxanes dans le biogaz sont peu fiables. Même si des recherches ont été faites dans ce domaine notamment par INSA, dans la pratique il n'y a pas de solutions qui permettent d'approcher de façon plus précise la quantité de siloxanes. Il est donc important de trouver et de développer rapidement des méthodes qui offrent une bonne précision de mesure. Sans cela, il n'est pas possible de mettre en place des procédés de traitements efficaces.

- Les techniques de production d'électricité produisent non seulement de l'électricité mais également de l'énergie thermique. Il est important de valoriser cette chaleur produite pour un bon taux de valorisation énergétique. De plus, on a vu que la valorisation thermique améliore de façon considérable la rentabilité d'un projet. Il serait donc intéressant d'étudier, d'améliorer des systèmes de transport de la chaleur, de stockage de chaleur, pour permettre la valorisation de la chaleur là où il y a des besoins thermiques.

6. Conclusion

Cette étude offre un état des lieux des différentes techniques de production d'électricité à partir de biogaz et des techniques de traitement du biogaz. Cet état des lieux permet de disposer d'informations actualisées sur les nouveaux développements en cours et de retours d'expériences.

L'évaluation économique, énergétique et environnemental a permis de montrer l'influence de différents facteurs sur ces aspects. L'impact de paramètres tels que la puissance installée, le rendement, la disponibilité ont été analysés. Egalement, la comparaison entre différentes technologies (moteur à gaz, microturbines, moteur dual fuel) a permis de les hiérarchiser. L'influence sur le bilan économique, énergétique et environnemental de la mise en place d'un traitement du biogaz ou de valorisation de la chaleur a également été révélée.

Le guide technique, réalisé suite à des enquêtes auprès de différents acteurs du domaine du biogaz, recueille les pratiques sur les sites et les difficultés souvent rencontrées. Ces informations doivent bénéficier à l'ensemble des acteurs, y compris les clients tels que les collectivités locales. Il s'agit d'un « état de l'art » auquel les acteurs pourront se référer, qui devrait permettre de fiabiliser les projets.

Cette étude est donc un référentiel pour la communauté des opérateurs dans les domaines des « gaz renouvelables ».

7. Bibliographie

7.1 Tableau de synthèse hors brevet

Tableau 29 : Synthèse des références bibliographiques (hors brevet)

Auteurs	Année	Type	Titre	Origine	Code BDD	Intérêts
Gronauer A.	2006	Rapport	Emissions- und Leistungsverhalten von biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung	DE	Mot04	****
Biopro	2006	Article	Fermenter und brennstoffzellen liefern bioenergie	DE	Pac01	***
Bioturbine	2004	Rapport	Opportunities for biofuel-burning microturbines in the european decentralized-generation market	Europe	Turb03	**
CFC-MTU	2007	Brochure	MTU's Fuel Cell hotmodule in biogas Applications	DE	Pac05	***
Cogenchallenge	2007	Annuaire	European directory of small-scale cogeneration suppliers	Europe	Val03	**
DVGW	2002	Document réglementaire et technique	DVGW-Merkblatt G 262 „Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen“	DE	Gaz06	*
Grothol C.	2004	Diaporama	Gasmotoren – auch im kleinen Leistungsbereich eine Alternative?	DE	Mot05	**
Daverat P.	2007	Diaporama	Eneria et la biomasse	FR	Gaz05	**
Fröhlich F.	2005	Diaporama	Blockheizkraftwerke für Biogasanlagen Zündstrahltechnik der neusten Generation	DE	Mot02	**
Herdin G., Gurbur F., Schiliro M.	2006	Article	Verstromung von Biogas	AT	Mot06	****
Poulleau J.	2002	Etude INERIS	Caractérisation des BIOGAZ bibliographie mesures sur SITES	FR	Gaz02	**
Broz J., Gaston D., Faucher B.	2006	Etude INERIS	Etude comparative des dangers et des risques liés au biogaz et au gaz naturel	FR	Gaz03	**
Hohenwarter D., Renetzeder P., Bamberger G.	2003-2004-2006	Rapport	Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas end bericht 1 und 2 . Zwischenbericht des Projektes	AT	Pac02,03,04	***
Kampmann H.J.	2002	Article	Gas-Otto-Motor oder Zündstrahl-Gas-Motor für Nutzungsmöglichkeiten und deren Einordnung	DE	Mot03	*
Lymberopoulos N.	2004	Rapport	Microturbines and their applications in bio-energy	Grèce	Turb05	****

Meinecke G.	2007	Rapport	Auflistung der an Diesel- und Gas-Motoren durchgeführten Gutachten		Mot07	*
Obernberger I.	2005	Article	Biomasse kraft Wärme Kopplung auf basis des ORC Prozesses	AT	Val04	***
Pesta G., Russ W.	200?	Rapport d'étude	Die zuverlässige Reinigung von Biogas Verfahren und Lösungsansätze	DE	Gaz04	*
Steenhaut F.	2006	Diaporama	La valorisation du biogaz par stations de cogénération	FR	Val02	***
Schmellekamp Y.	2004	Rapport	Nutzung von biogas in Mikrogasturbinen	DE	Turb06	****
Schmid J., Krautkremer B., Müller J.	2005	Article	Biogas-powered Micro-gas-turbine	DE	Turb04	***
Solagro	2001	Guide ADEME	Gérer le gaz de décharge	FR	Gaz01	*
Solagro	2000	Etude SOLAGRO	Production d'électricité à partir de biomasse ligneuse	FR	Val01	**
Solagro	2001	Rapport	Opportunités de développement pour la turbine sur Biogaz en Europe	FR	Turb01	**
Tchouate Héteu P Martin J.	2007	Rapport	Compatibilité du biogaz avec les moteurs de cogénération	BE	Mot01	***
Verdesis	2002	Article	Return of experience for the first Microturbine Running on Landfill Gas in Europe	IT	Turb02	***
Bourgeois F.	200 ?	Diaporama	xylowatt	BE	Gaz07	**
Applied Filter Technology	2006	Diaporama	Biogas treatment Cost reduction Strategies	USA	Trait9	*
ATZ Entwicklungszentrum	2006	Rapport	Grundlegende Untersuchungen zur effektiven, kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus biogas	DE	Trait11	*
Beese J.		Rapport	Betriebskostenoptimierung auf Kläranlagen durch den Einsatz von Gasreinigungssystemen anhand von Praxisbeispielen	DE	Trait13	*
Deed C.	2004	Rapport	Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines	UK	Trait07	**
Fiani E. ; Gérard T.	2000	Thèse	Adsorption de polluants gazeux sur des filtres de charbon actif. Modélisation des échanges couples de matière et de chaleur	FR	Trait19	*
Graubard D., Rouleau W., Bogner J.	2007	Article	Cost-effective technologies for removing H2S from landfill Gas	USA	Trait02	***
Griffin P.	200 ?	Diaporama	Biogas treatment	UK	Trait18	**
Heinz H.	2005	Rapport	Gasreinigung/ Gasaufbereitung von klär-, bio-, und deponiegas	DE	Trait14	*
Hornbachner D., Hutter G, Moor D.	2005	Rapport	Biogas-Netzeinspeisung Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich	DE	Trait01	****
Kitto B.	2003	Rapport	Process Selection Report for Wastewater Treatment Plants (section3)	USA	Trait17	**
Krich K.	2005	Rapport	Biomethane from Dairy Waste: A Sourcebook for the Production and Use of	USA	Trait06	**

			Renewable Natural Gas in California (chapitre 3)			
McDannel M.	200 ?	Diaporama	Two years experience with ten capstone 30kW units at the calababas landfill	USA	Trait04	***
Poster A. Brummack J.	200 ?	Rapport	Preiswerte biogasentschwefelung an Sekundarrohstoffen	DE	Trait16	*
Prochaska U.	2004	Diaporama	Klargasnutzung mit Gasmotot-BHKW	DE	Trait15	*
Schweigkofler M. Niessner R.	2000	Etude	Removal of siloxanes in biogases	DE	Trait10	*
Sorge G.	2005	Diaporama	Biogas Engine Aplication	USA	Trait08	**
Tower P.M. Wetzell J.V.	2006	Rapport	Making Power Generation Make Sense by Removing Siloxanes from Digester Gas	USA	Trait03	***
Wetter C. Brüggling E.	2008	Diaporama	Verfahrenstechnik der Gasaufbereitung am Beispiel des Biogasnetzes Gronau/epe	DE	Trait12	*

7.2 Fiches de lecture bibliographique

7.2.1 Caractérisation des gaz de biomasse

Gaz01	Gérer le gaz de décharge		
Auteurs	SOLAGRO	Date	2001
Organisme-commanditaire	ADEME	Nbre pages	145
Source	ISBN 2-86817-581-3	Origine	FR
Editeur	ADEME	Type	Guide
Thème	Gaz de décharge et valorisation	Intérêt	*

L'objectif de ce guide est de présenter des techniques et des recommandations dans la gestion du gaz de décharge.

Le chapitre 1 rappelle les mécanismes de production du gaz de décharge, la toxicité et l'explosivité de ses différents constituants ainsi que les facteurs qui influent sur l'évolution de sa composition dans le temps.

La partie « offrir les meilleures conditions à la valorisation du biogaz » située dans le chapitre 2 donne des éléments pour la fourniture d'un gaz de qualité et les spécifications habituelles des fournisseurs d'équipements.

Gaz02	Caractérisation des BIOGAZ bibliographie mesures sur Sites		
Auteurs	J. POULLEAU	Date	2002
Organisme-commanditaire	INERIS	Nbre pages	31
Source	http://www.ineris.fr/index.php?module=doc&action=getDoc&id_doc_object=199	Origine	FR
Editeur		Type	Etude
Thème	Composition biogaz	Intérêt	**

L'objectif principal de cette étude est de connaître les émissions de divers polluants liées à la combustion de biogaz de diverses origines en moteurs, chaudières ou torchères.

Le projet comporte trois étapes :

- Une étude bibliographique portant sur la caractérisation chimique des biogaz.
- Une première campagne de mesures sur sites de production de biogaz.
- Une seconde campagne de mesures sur un site de valorisation et destruction de biogaz.

Le rapport présente le résultat des mesures faites sur 6 sites en 2001 : industrie papetière, CET, 2 STEP, unité de méthanisation, élevage porcin.

Gaz03	Etude comparative des dangers et des risques liés au biogaz et au gaz naturel		
Auteurs	BROZ J., GASTON D., FAUCHER B.	Date	2006
Organisme-commanditaire	INERIS	Nbre pages	38
Source		Origine	FR
Editeur		Type	Etude
Thème	Composition biogaz	Intérêt	**

La présente étude dresse un état des connaissances sur les dangers et sur les risques liés au biogaz par comparaison avec les combustibles gazeux classiques (gaz naturels, gaz de pétrole), en vue d'apporter un appui technique à l'administration sur la pertinence de classer ou non le biogaz dans la même rubrique que le gaz naturel pour les installations de combustion allant jusqu'à 20 MW.

Identification des dangers et des risques concernant les biogaz :

Limites d'inflammabilité relatives à trois compositions différentes

CH ₄ -CO ₂	LIE (%v/vCH ₄)	LSE (%v/vCH ₄)
60-40	5,1	12,4
55-45	5,1	11,9
50-50	5,3	11,4

Influence du taux d'humidité sur les limites d'inflammabilité

Température ambiante	Teneurs CH ₄ -CO ₂	LIE (%CH ₄)	LSE (%CH ₄)
20°C	60-40	5,1	11,9
20°C	55-45	5,1	11,3
20°C	50-50	5,3	10,9
40°C	60-40	5,6	10,6
40°C	55-45	5,6	10,2
40°C	50-50	5,7	9,7

Par ailleurs, tous les composés organiques (hydrocarbures supérieurs, aromatiques,...) contenus dans les biogaz se retrouvent, à part H₂S, à des teneurs de quelques dizaines ou centaines de ppm, donc bien en dessous de leur limite inférieure d'inflammabilité. La somme des teneurs en hydrocarbures étant de l'ordre de 0,5 % de la teneur en méthane, la LIE du biogaz n'évoluera que d'environ 0,05 % v/v en tenant compte de la présence d'hydrocarbures dans le biogaz.

La présence de quelques milliers de ppm d'hydrogène sulfuré dans le biogaz modifie de 0,03 % v/v la LIE du biogaz. Il en est de même pour l'hydrogène qui peut être présent dans le biogaz, à raison de 5 % v/v (donc inférieur à 1 % de la teneur en méthane).

L'azote qui est un gaz inerte comme CO₂ et H₂O contribue à diminuer l'étendue du domaine d'explosibilité.

Sur la réglementation en vigueur, une synthèse est présentée au niveau européen.

Conclusions :

L'étude montre que les biogaz sont de composition variée selon l'origine et la composition des déchets. Dans la plupart des cas, le biogaz est loin d'être du méthane pur. Il contient des quantités plus ou moins importantes de gaz carbonique et d'hydrogène sulfuré. Il renferme également des produits toxiques qui peuvent n'être présents que sous forme de traces. Son utilisation nécessite de procéder à des analyses préliminaires, de traiter a priori dans la majorité des cas le biogaz ou pour le moins de le soumettre à un contrôle régulier.

Ces remarques ne distinguent donc pas fondamentalement les biogaz du gaz naturel.

La présence de gaz inertes, en quantité plus ou moins importantes dans le biogaz, agit aussi sur les conditions de la combustion. Le phénomène perturbant porte sur les caractéristiques des flammes, qui plus molles pour les biogaz (fonction de la teneur en méthane) que pour le gaz naturel, peuvent conduire à des situations accidentelles liées à des décrochages de flammes. Un tel risque impose l'utilisation de brûleurs adaptés ou l'apport d'un combustible secondaire pour réguler la combustion et la mise en place d'équipements pare-flammes sur les canalisations.

Gaz04	Die zuverlässige Reinigung von Biogasverfahren und Lösungsansätze		
Auteurs	Pesta G. Ruß W.	Date	200?
Organisme-commanditaire	Institut für Energie und Umwelttechnik der Lebensmittelindustrie der Technischen Universität München-Weihenstephan Freising	Nbre pages	26
Source	Internet : http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/wirfuersie/biogas/deg021204/6Pesta.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Etude
Thème	Composition et traitement du biogaz	Intérêt	*

Ce document traite de la problématique du traitement du biogaz : composés à surveiller et mode de traitement envisageables.

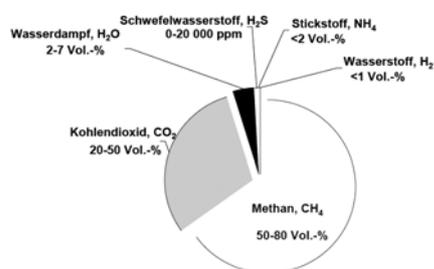


Abbildung 1: Die durchschnittliche Zusammensetzung von Biogas

Tabelle 1: Gasqualitätsanforderungen bei Gasmotoren und Turbinen [Jenbacher, 2001]

	Gasmotor	Gasturbine	Einheit
Temperatur	40	150-200	°C
Schwefelverbindungen (H ₂ S, COS, CS ₂)	50	150	mg/m ³ _N
Ammoniak (NH ₃)	100	10-30	mg/m ³ _N
Halogene (HCl)	500	modellabhängig (z. B. <3)	mg/m ³ _N
Alkalimetalle (Na, K) und -salze	50	modellabhängig (z. B. <3)	mg/m ³ _N
HCN	-	1-2	mg/m ³ _N
Staub (d _{max} =10µm)	50	10	mg/m ³ _N

Graphique sur la composition moyenne du biogaz et tableau présentant les spécifications de Jenbacher pour l'utilisation en moteur et turbine des gaz du biogaz.

Staub= poussières

Gaz05	Eneria et la biomasse		
Auteurs	DAVERAT P.	Date	2002
Organisme-commanditaire	Eneria CAT	Nbre pages	47
Source	Internet : http://www.atee.fr/cp/38/19-09-%204-%20%20Ph%20DAVERAT%20ENERIA.pdf	Origine	FR
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Gazéification et production d'électricité	Intérêt	**

Les paramètres influençant la gazéification : Humidité, Granulométrie, Densité des produits

Taux de cendres : Miscanthus : 2 % , Fumier de champignons : 47, 9%

Carbone fixe sur sec % : Marcs de raisin : 8 % , Écorces de pin : 28, 6%

Métaux : Cu, Co, Fe, Ni, Mo, etc...

T° de fusibilité des cendres : Bois : 1400°C, Son de blé : 825°C

Teneur en potassium (K) : Vitrifaction des cendres

Problématique des goudrons

- Limiter la quantité produite :

Conception et réglage du gazogène : le gazogène PRME produit une quantité de goudron voisine de la moyenne des gazogènes à co-courant (mesures réalisées par ECN).

- Eviter les condensations des goudrons :

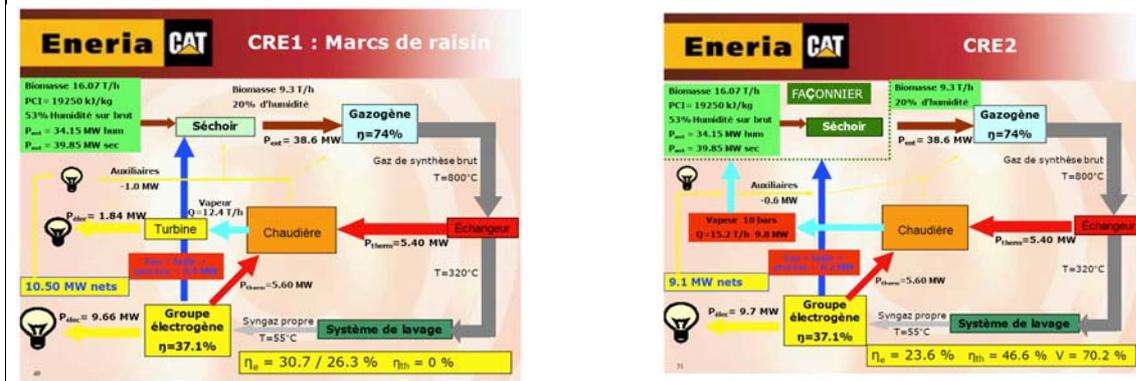
Le gaz non épuré ne doit pas être en contact avec une paroi à moins de 300°C : Utilisation d'un refroidisseur de gaz spécifique.

- Eliminer les goudrons : en récupérant l'énergie : recyclage dans le gazogène

Sans déchets : destruction des goudrons et du NH₃ dans le gazogène.

Présentation du process de production d'électricité à partir de gazéification BIOGEVA.

Caractéristiques du moteur 3516 A+ base gaz de décharge appliqué au gaz de bois : gaz de synthèse (T entrée :40°C), excès d'air 1,4, rendement 37 % , gaz d'échappement 500°C, rendement alternateur 97 %.



Gaz07	Die zuverlässige Reinigung von BiogasVerfahren und Lösungsansätze		
Auteurs	BOURGEOIS F.		
Organisme-commanditaire	Xylowatt	Nbre pages	60
Source	Internet : http://www.meca.ucl.ac.be/bepita/materiels/biomasse/gazeification.pdf	Origine	BE
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Gazéification	Intérêt	**
Etat de l'art et des lieux des technologies de gazéification et de la recherche			

7.2.2 Gaz de biomasse valorisation électrique

ValO1	Production d'électricité à partir de biomasse ligneuse		
Auteurs	SOLAGRO	Date	2000
Organisme-commanditaire	ADEME Midi-Pyrénées	Nbre pages	80
Source	ISBN 2-86817-581-3	Origine	FR
Editeur		Type	Etude
Thème	Gazéification et production d'électricité	Intérêt	**
Présentation des technologies de gazéification et étude d'une production d'électricité associée			

ValO2	La valorisation du biogaz par stations de cogénération		
Auteurs	STEENHAUT F.	Date	2006
Organisme-commanditaire	Pro2	Nbre pages	26
Source	Internet : http://agriculture.wallonie.be/apps/spip_wolwin/IMG/pdf/3CogenerationSteenhaut.pdf	Origine	BE
Editeur	Pro2	Type	Diaporama
Thème	Valorisation biogaz	Intérêt	***

Sont abordées les technologies de valorisation et de traitement du biogaz, les principaux polluants et leurs effets nocifs, ainsi que les émissions :

- Le silicium et ses composés : Dépôt de silice sur les pièces des équipements (moteur ou micro-turbine) et usure prématurée.
- Le soufre et ses composés (H₂S notamment) : Corrosion des équipements, dépôt sur les équipements.
- Les condensats : Corrosion des équipements.
- Les composés halogénés (F, Cl,...) : Corrosion des équipements. Émissions des moteurs à gaz.

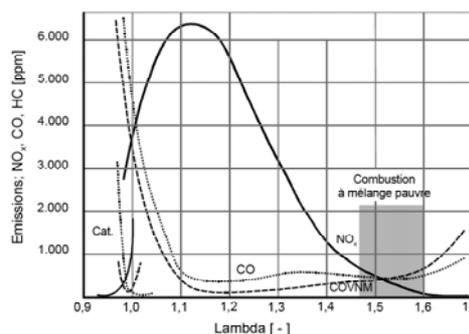
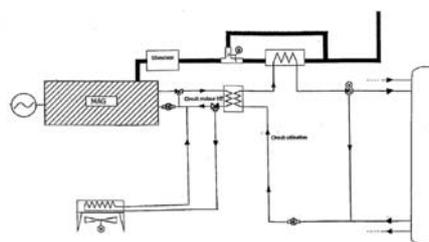
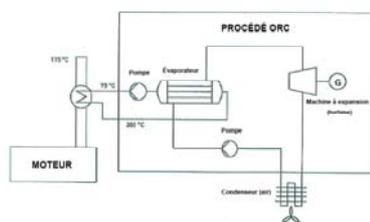


Schéma de principe de la valorisation de la chaleur sortie moteur : production simple d'eau chaude ou cycle ORC :



ValO3	European directory of small-scale cogeneration suppliers		
Auteurs		Date	2007
Organisme-commanditaire	Cogenchallenge	Nbre pages	110
Source	Internet : http://www.cogen.org/cogenchallenge/Downloadables/CC_European_Directory_of_small_scale_cogeneration%20uppliers_14_Nov_2007.pdf	Origine	Europe
Editeur	Intelligent Energy –Europe Programme	Type	Annuaire
Thème	Biogaz et moteurs	Intérêt	**

Coordonnées des principaux acteurs européens dans le domaine de la petite cogénération <500kW. Classification par pays. Fiche d'identité et référence assez succincte.

Val04	Biomasse-KRAFT-Wärme-Kopplung auf basis des ORC Prozesses-Stand der technik und Möglichkeiten der Prozessoptimierung		
Auteurs	OBERNBERGER I. GAIA M.	Date	2005
Organisme-commanditaire		Nbre pages	18
Source	Internet : http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-ORCProzess-2005-10-11.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	Article
Thème	ORC	Intérêt	****

7.2.3 Gaz de biomasse et moteurs

Mot01	Compatibilité du biogaz avec les moteurs de cogénération		
Auteurs	TCHOUATE HÉTEU P. MARTIN J.	Date	2007
Organisme-commanditaire	UCL : UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN Unité de Thermodynamique, Turbomachines et Mécanique des fluides	Nbre pages	11
Source	Internet : http://www.riaed.net/IMG/pdf/Biogaz_et_compatible_moteurs__de__cogeneration_Univ_Louvain_0207.pdf	Origine	BE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Biogaz et moteurs	Intérêt	***

Le document est structuré en deux parties :

L'analyse de la littérature et des pratiques industrielles sur la caractérisation des combustibles gazeux et les méthodes d'épuration du biogaz.

La présentation de quelques résultats de l'enquête menée auprès des motoristes et packagers concernant les exigences sur la qualité du combustible gazeux et les conditions de maintien de la garantie, pour les marques : Wärtsila, Man, Turbec, Cat, Deutz.

Mot02	Blockheizkraftwerke für Biogasanlagen Zündstrahltechnik der neusten Generation		
Auteurs	FRÖHLICH F.	Date	2005
Organisme-commanditaire	Dreyer & Bosse Kraftwerke	Nbre pages	13
Source	Internet : http://www.wendland-elbetal.de/download.php?id=121094,142,3	Origine	DE
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Biogaz et moteurs	Intérêt	**

Comparaison des différentes technologie moteur biogaz :

Moteur à gaz OTTO	Moteur dual-fuel
Bougies d'allumage	Injecteur
Compression moindre	Besoins de combustible fossile
Haute température de combustion	Compression élevée
Adaptabilité de la période d'allumage	Température de combustion moindre
...	...

Principaux composés du biogaz sont CH₄ et CO

Un % de CH₄ élevé signifie une rapide inflammation

Un % de CO élevé signifie une combustion lente

Le réglage pour des moteurs à haut rendement électrique :

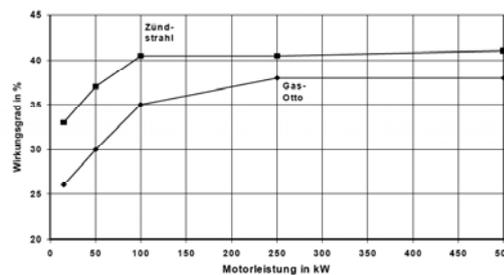
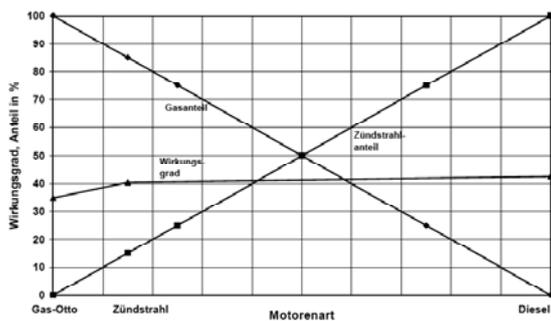
% CH₄ > 55 % vol implique un avantage pour les moteurs à gaz

% CO > 40 % vol implique un avantage pour les moteurs dualfuel

Comparaison de deux modules de cogénération

Moteur à gaz	Moteur dual-fuel
ZS BF6M 1013 EC 110 kWel	MAN E 0836 LE 202 104 kW el

MOT03	Gas-Otto-Motor oder Zündstrahl-Gas-Motor für Nutzungsmöglichkeiten und deren Einordnung		
Auteurs	KAMPMANN H.J.	Date	2002
Organisme-commanditaire	Anlagen- und Antriebstechnik Nordhausen GmbH	Nbre pages	8
Source	Internet : http://www.biogas-infoboard.de/pdf/H_Kampmann.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Article
Thème	Biogaz et moteur	Intérêt	*



Evolution du rendement selon le type de moteur et la puissance et le pourcentage de gaz

Zündstrahl : moteur à injection

Wirkungsgrad : rendement

MOT04	Emissions- und Leistungsverhalten von biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung		
Auteurs	GRONAUER A.	Date	2006
Organisme-commanditaire	Bayerisches Landesamt für Umwelt	Nbre pages	78
Source	Internet : http://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/20024/lnkurl_0_1.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Biogaz moteur émissions	Intérêt	****

Rapport traitant du retour d'analyses d'émissions et de performances (rendement électrique) sur 8 installations biogaz équipées d'une valorisation moteur (de 30 à 340 kWel).

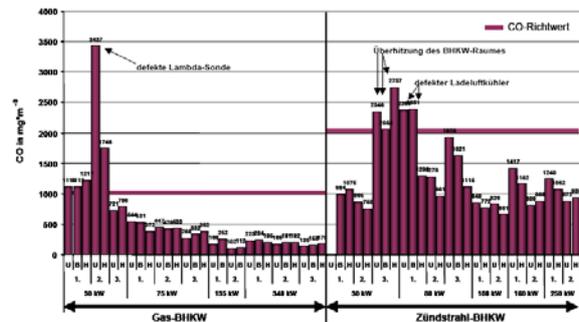
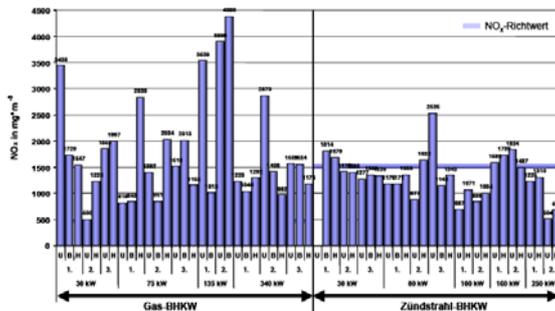
Les sites en questions sont **des unités agricoles de production de biogaz**.

BHKW : unité de cogénération

Zündstrahl : **moteur à injection Gas : moteur à gaz**

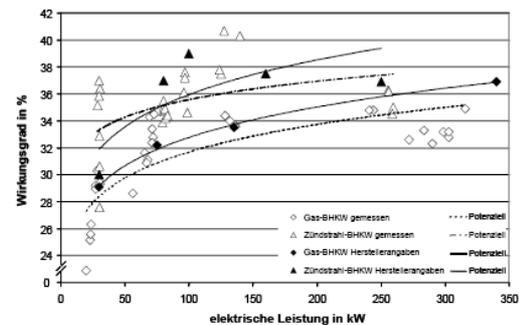
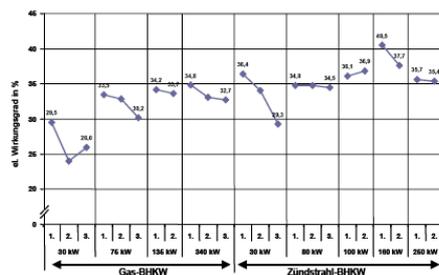
Richtwert : valeur limite

Résultats sur les émissions de NOx et CO

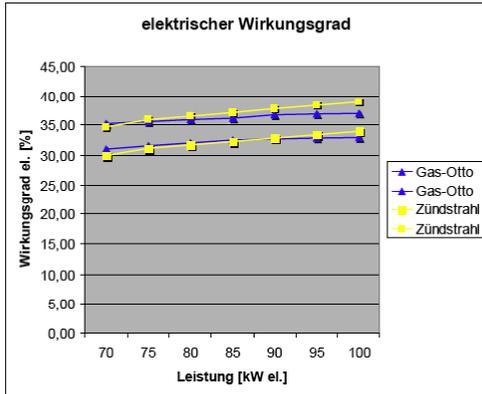


Résultats sur les rendements mesurés et constructeurs

Gemessen : mesuré Herstellerangaben : données constructeurs



MOT05	Gasmotoren – auch im kleinen Leistungsbereich eine Alternative?		
Auteurs	GROTHOL C.	Date	2004
Organisme-commanditaire	2G Energietechnik	Nbre pages	13
Source	Internet : http://www.biogas-infoboard.de/pdf/Gasmotoren_kleiner_Leistungsbereich.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Biogaz et moteur	Intérêt	**



Comparaison des moteurs :

Moteur à gaz : MAN E 0836 LE 202110 kW pour 1.500 1/min refroidissement par eau des gaz d'échappement

Moteur à injection : Deutz BF6M 1013 EC 120 kW pour 1.500 1/min gaz d'échappement par voie sèche

MOT06	Verstromung von Biogas		
Auteurs	HERDIN G., GRUBER F., SCHILIRO M.	Date	2006
Organisme-commanditaire	GE Jenbacher	Nbre pages	12
Source	Internet : http://energytech.at/pdf/biogas_a02.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	Article
Thème	Biogaz et moteur ORC	Intérêt	****

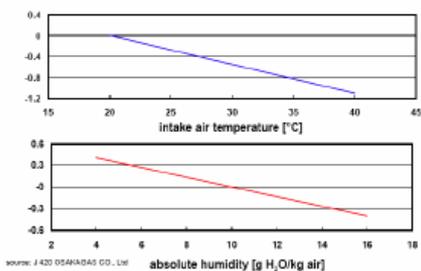


Bild 8: Einfluss der Luftfeuchte und der Ansauglufttemperatur auf den Wirkungsgrad

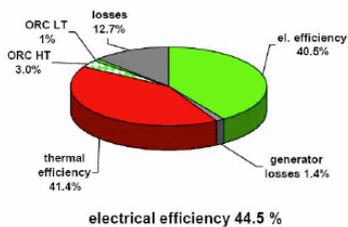


Bild 12: Einsatz eines „double ORC“ an einer Biogasanlage

Influence de l'humidité (Luftfeuchte) et de la température d'admission (Ansauglufttemperatur) sur le rendement (Wirkungsgrad).

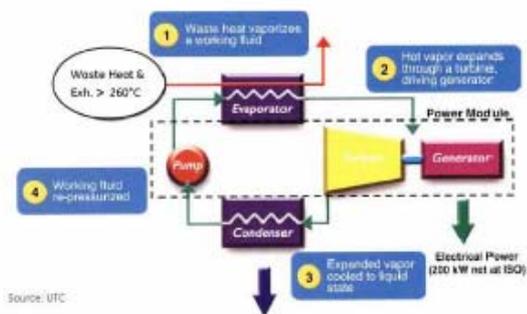


Bild 11: Schema ORC

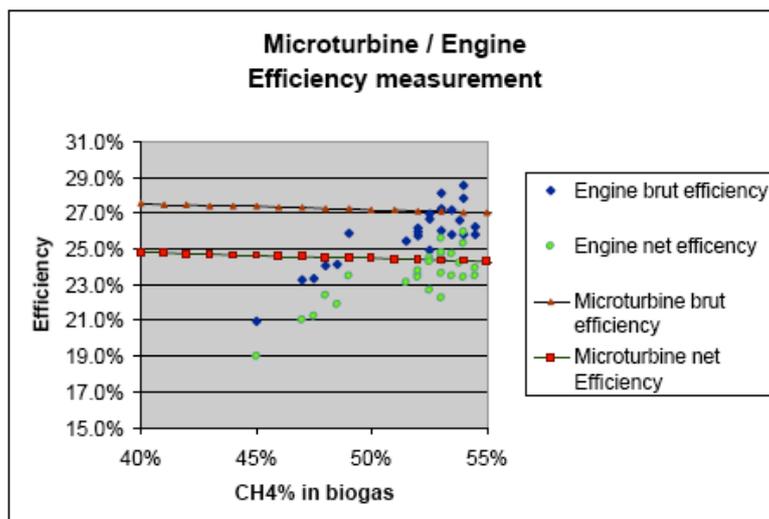
MOT07	Auflistung der an Diesel- und Gas-Motoren durchgeführten Gutachten		
Auteurs	MEINECKE G.	Date	2007
Organisme-commanditaire	Romecon-expert	Nbre pages	9
Source	Internet : http://www.romecon-expert.de/Auflistung%20Gutachten.doc	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Biogaz et moteur	Intérêt	*
Description sommaire de 45 références de moteur (marque, gamme de puissance, type de combustible : biogaz, gaz de décharge, gaz, diesel, huile végétale). Une liste sommaire des lacunes en terme de conception est établie pour chaque référence.			

7.2.4 Gaz de biomasse et turbine

Turb01	Opportunités de développement pour la turbine sur biogaz en Europe		
Auteurs	SOLAGRO	Date	2001
Organisme-commanditaire	TURBOMECA	Nbre pages	78
Source		Origine	FR
Editeur		Type	Etude
Thème	Biogaz et turbine à gaz	Intérêt	**
Etat de l'art de l'utilisation de turbines à gaz pour biogaz.			

Turb02	Return of experience for the first Microturbine Running on Landfill Gas in Europe		
Auteurs		Date	2002
Organisme-commanditaire	Verdesis-EDF R&D- Marcopolo Engineering	Nbre pages	14
Source	Internet : http://www.verdesis.net/en/pdf/Microturbine_running_on_landfill.pdf	Origine	Internet
Editeur		Type	Article
Thème	Biogaz gaz de décharge turbine	Intérêt	***

Installation de microturbines Capstone de 30kW. Le compresseur est de marque Copeland.



Le test sur le Cet fermé en Italie a confirmé l'avantage économique d'une microturbine sur gaz de décharge avec une production de moins de 250 Nm³/h de biogaz et une baisse de 8 à 12 % de production de biogaz par an.

Turb03	Opportunities for biofuel-burning microturbines in the european decentralised-generation market		
Auteurs		Date	2004
Organisme-commanditaire	Projet ALTener	Nbre pages	19
Source	http://www.bioturbine.org/	Origine	Europe
Editeur		Type	Etude
Thème	Microturbine	Intérêt	**

Cette étude donne notamment les avantages des microturbines par rapport aux autres technologies existantes :

- Capable de fonctionner avec un taux de méthane très faible (>30 % méthane)
- Très peu d'émissions (<19 ppm NOx)
- Coûts de maintenance faibles
- Approximativement 50 % de durée de vie en plus

Turb04	Biogas-powered Micro-Gas-Turbine First Results		
Auteurs	SCHMID J., KRAUTKREMER B., MÜLLER J.	Date	2005
Organisme-commanditaire	Institut für Solare Energieversorgungstechnik Verein an der Universität Kassel	Nbre pages	4
Source	Internet	Origine	DE
Editeur		Type	Article
Thème	Microturbine	Intérêt	***

Cette étude donne notamment les spécifications constructeur de la qualité du gaz pour le fonctionnement d'une microturbine C30.

The gas-turbine manufacture requires for the operation of the turbine certain gas qualities. For the C30 are these:

Component/State	Requirement
Methan CH_4	min. 35%
Carbondioxid CO_2	max. 50%
H_2S	max 7%
Steam/Water	10K from dew-point
Pressure	min. 379 kPa max. 483 kPa

The biogas that is available has a quality of ca. 55% CH_4 , ca. 42% CO_2 and about 3% ambient air. The H_2S -content is around 100ppm.

Turb05	MICROTURBINES AND THEIR APPLICATION IN BIO-ENERGY		
Auteurs	LYMBERROPOULOS N.	Date	2004
Organisme-commanditaire	CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY SOURCES C.R.E.S	Nbre pages	76
Source	Internet : ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/polygeneration/microturbines_bioenergy.pdf	Origine	Grèce
Editeur		Type	Rapport
Thème	Microturbine et bioénergies	Intérêt	****

Etude complète sur l'offre et la recherche dans le domaines des microturbines.

The following table compares typical emission values for microturbines and other distributed generation technologies utilising Natural Gas, when used for power production only [Capstone 2000]

Technology	Rating	NOx	CO	HC
Micro turbines	30-100 kW	9-25 ppm	25-200 ppm	9-25 ppm
Gas turbines	0.8-10MW	6-140 ppm	1-460 ppm	6-560 ppm
IC engines	35kW	30-450 ppm	240-380 ppm	-
IC engines	0.17-1.5 MW	30-3200 ppm	320-830 ppm	2750 ppm
Phosphoric Acid Fuel Cells	200kW	1 ppm	2 ppm	-

Emission benefits are more prominent in the context of combined heat and power, where indeed microturbines provide high-grade waste heat compared to IC engines.

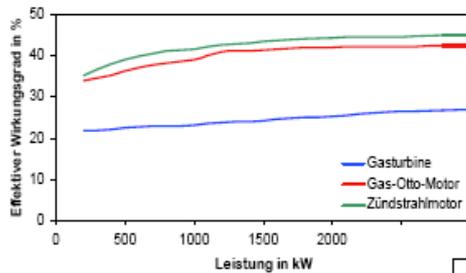
L'étude donne également des informations sur les pré-traitements à mettre en place pour éliminer les polluants du biogaz qui endommagent les microturbines. Notamment la réfrigération pour éliminer l'eau et le charbon actif pour les siloxanes

Principaux constructeurs de microturbines et programmes de recherche et développement.

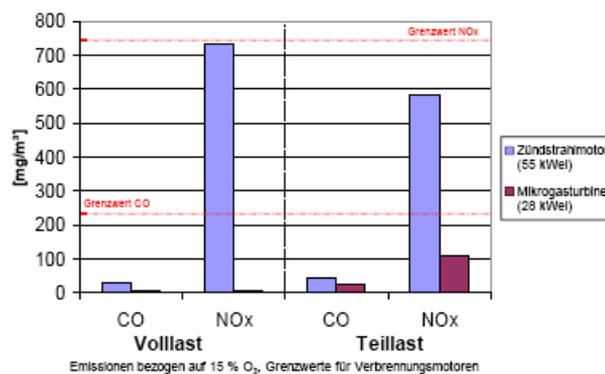
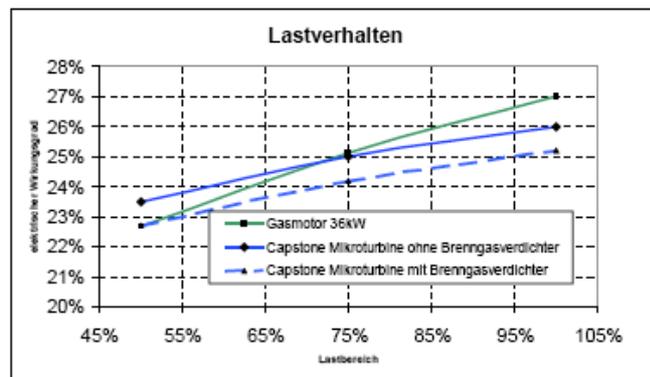
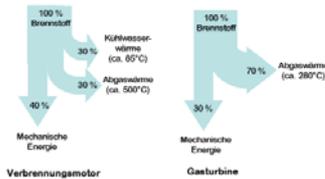
Turb06	Nutzung von Biogas in Mikrogasturbinen		
Auteurs	SCHMELLEKAMP Y.	Date	2004
Organisme-commanditaire	Nowum Energy Fachhochschule Aachen Jülich	Nbre pages	14
Source	Internet : http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/wirfuersie/biogas/deg021204/7Schmellekamp.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Microturbine et biogaz	Intérêt	****

Teneur en méthane >30 % pour les micro-turbines.

Effektiver Wirkungsgrad : rendement effectif, Leistung : puissance



Lastverhalten : comportement à la charge
 Lastbereich : domaine de charge
 Brenngasverdichter : compresseur des gaz combustibles



Grenzwert : valeur limite
 Vollast : pleine charge
 Teillast : charge partielle

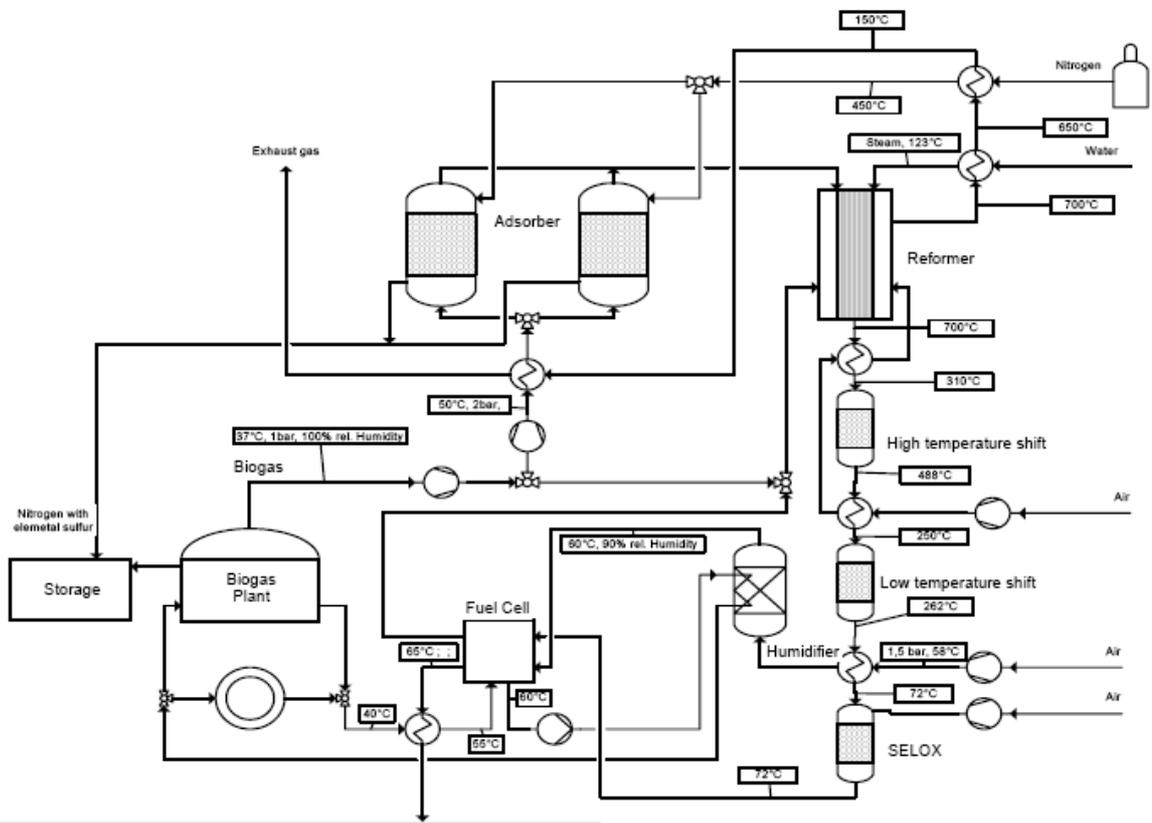
Turb07	IR250 Micro-Turbine Case Study		
Auteurs	THIMSEN D.	Date	2003
Organisme-commanditaire	ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE	Nbre pages	62
Source	Internet : http://www.epriweb.com/public/000000000001013213.pdf	Origine	USA
Editeur		Type	Rapport
Thème	Microturbine	Intérêt	*
<p>Etude du site de Lancaster où sont installées des microturbines Ingersoll Rand de 250 k. Retour d'expérience sur les émissions atmosphériques, le traitement des siloxanes, le rendement énergétique...</p>			

7.2.5 Gaz de biomasse et pile à combustible

Pac01	Fermenter und brennstoffzellen liefern bioenergie		
Auteurs	Bio-pro Baden-Württemberg GmbH	Date	2006
Organisme-commanditaire	Bio-pro	Nbre pages	2
Source	http://www.bio-pro.de/de/region/stern/magazin/02235/index.html	Origine	DE
Editeur		Type	Article
Thème	Biogaz et pile à combustible	Intérêt	***
<p>Première mondiale au niveau de la valorisation du biogaz à travers une pac d'une puissance de 250 kW à technologie MCFC développée par le MTU CFC à LEONBERG en Baden-WÜRTTEMBERG. D'après le chef de projet de l'entreprise Biogas-Brennstoff GmbH Wolfgang BAGIN, le rendement électrique passe de 38 % en moteur à 48 % avec cette pile à combustible. Un autre avantage est l'émission réduite de NO₂, soufre, CO et CO₂.</p> <p>Contact :</p> <p>Biogas-Brennstoff GmbH Wolfgang BAGIN Landkreis Böblingen Parkstr. 16 71034 Böblingen Tel : 07031 6631564 W.bagin@lrabb.de</p>			

Pac02	Endbericht des Projektes Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas		
Auteurs	HOHENWARTER U. RENETZEDER P. BAMBERGER G.	Date	2006
Organisme-commanditaire	INSTITUT FÜR WÄRMETECHNIK (IWT) Technische Universität Graz	Nbre pages	76
Source	Internet : http://www.noest.or.at/intern/dokumente/021_Brennstoffzell_Block_Endbericht.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	
Thème	Biogaz et pile à combustible	Intérêt	***

Présentation des techniques de désulfuration. Rapport de recherche sur le concept de module de pile à combustible à partir de la technologie PEMFC et de différents procédés d'épuration et reformage.



Pac03	1. Zwischenbericht des Projektes Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas		
Auteurs	HOHENWARTER U. RENETZEDER P. TIMMERER H.	Date	2003
Organisme-commanditaire	INSTITUT FÜR WÄRMETECHNIK (IWT) Technische Universität Graz	Nbre pages	38
Source	Internet : http://www.noest.or.at/intern/dokumente/021_1erZB_Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	
Thème	Biogaz et pile à combustible	Intérêt	***
<p>Etat des lieux des techniques de piles à combustible</p> <p>MCFC</p> <p>Électrolyt: Salzsäure aus Alkalikarbonaten (Kaliumkarbonat, Lithiumkarbonat)</p> <p>Arbeitstemperatur : 580 – 660°C</p> <p>Elektrischer Wirkungsgrad: 48 – 60 %</p> <p>Brennstoff : Erdgas, Biogas, Klärgas, Kohlegas</p> <p>Anwendungen : Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen</p> <p>Hersteller : Fuel Cell Energy, MTU</p> <p>SOFC</p> <p>Électrolyt : Keramik (Zirkondioxid)</p> <p>Arbeitstemperatur : 800 – 1000°C</p> <p>Elektrischer Wirkungsgrad : 50 – 65 %</p> <p>Brennstoff : Methan, Kohlegas, Biogas, Holzgas, Wasserstoff</p> <p>Anwendungen : Dezentrale Stromversorgung, BHKW für industrielle Anwendungen</p> <p>Hersteller : Siemens Westinghouse, Sulzer Hexis, Fuel Cell Technologies, Sanyo</p> <p>PEMFC</p> <p>Électrolyt : Polymermembran</p> <p>Arbeitstemperatur : 80°C</p> <p>Elektrischer Wirkungsgrad : 40 – 60 %</p> <p>Brennstoff : Erdgas, Wasserstoff</p> <p>Anwendungen : KFZ-Antriebe, BHKW</p> <p>Hersteller : Ballard Power Systems, UTC Fuel Cell, Plug Power, Matsushita</p>			

Pac04	2. Zwischenbericht des Projektes Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas		
Auteurs	HOHENWARTER U. RENETZEDER P. TIMMERER H. BAUMGARTNER W.	Date	2004
Organisme-commanditaire	INSTITUT FÜR WÄRMETECHNIK (IWT) Technische Universität Graz	Nbre pages	33
Source	Internet : http://www.noest.or.at/intern/dokumente/021_2erZB_Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	
Thème	Biogaz et pile à combustible	Intérêt	**
<p>Les technologies à haute température (MCFC, SOFC) offrent la possibilité d'un réformage interne. Elles sont en revanche peu développées aujourd'hui.</p> <p>Potential de réduction des coûts sur la PEMFC lié à l'intérêt pour cette technologie de l'industrie automobile. Les coûts de production devraient baissés à 50\$/kW. Néanmoins pour une utilisation biogaz, la technologie PEMFC est sensible au CO et SO₂. La part de CO a une forte influence sur la performance de la pile. Concernant le H₂S, il est montré que sa concentration déjà à un niveau de 2ppm influence la durée rapidement dans le temps la performance des cellules.</p>			

Pac05	MTU's Fuel Cell hotmodule in Biogas Applications																																
Auteurs		Date	2007																														
Organisme-commanditaire	CFC-MTU	Nbre pages	3																														
Source	Internet : http://www.mtu-cfc.com	Origine	DE																														
Editeur		Type	Brochure commerciale																														
Thème	Biogaz et pile à combustible	Intérêt	***																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Type of Gas</th> <th>Average LHV kWh/Nm³</th> <th>Gasflow required for a HotModule Nm³/h</th> <th>Electrical efficiency expected %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Natural Gas</td> <td>9 -9,5</td> <td>55 - 60</td> <td>48 %</td> </tr> <tr> <td>Biogas CH₄-Type</td> <td>5 - 7</td> <td>75 - 110</td> <td>48 %</td> </tr> <tr> <td>Sewage Gas</td> <td>4 - 7</td> <td>80 - 135</td> <td>48 %</td> </tr> <tr> <td>Synthesis Gases</td> <td>2 - 7</td> <td>90 - 350</td> <td>40 - 42 %</td> </tr> <tr> <td>Methanol</td> <td>8,4</td> <td>70 (=125 l/h)</td> <td>49 %</td> </tr> <tr> <td>Ethanol</td> <td>15,8</td> <td>37 (= 95 l/h)</td> <td>49 %</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td>Purification</td> <td>Sulfur < 20 ppmV; Halogenes < 20 ppmV; free of Siloxanes; rel. humidity < 60 %</td> </tr> </table>				Type of Gas	Average LHV kWh/Nm ³	Gasflow required for a HotModule Nm ³ /h	Electrical efficiency expected %	Natural Gas	9 -9,5	55 - 60	48 %	Biogas CH ₄ -Type	5 - 7	75 - 110	48 %	Sewage Gas	4 - 7	80 - 135	48 %	Synthesis Gases	2 - 7	90 - 350	40 - 42 %	Methanol	8,4	70 (=125 l/h)	49 %	Ethanol	15,8	37 (= 95 l/h)	49 %	Purification	Sulfur < 20 ppmV; Halogenes < 20 ppmV; free of Siloxanes; rel. humidity < 60 %
Type of Gas	Average LHV kWh/Nm ³	Gasflow required for a HotModule Nm ³ /h	Electrical efficiency expected %																														
Natural Gas	9 -9,5	55 - 60	48 %																														
Biogas CH ₄ -Type	5 - 7	75 - 110	48 %																														
Sewage Gas	4 - 7	80 - 135	48 %																														
Synthesis Gases	2 - 7	90 - 350	40 - 42 %																														
Methanol	8,4	70 (=125 l/h)	49 %																														
Ethanol	15,8	37 (= 95 l/h)	49 %																														
Purification	Sulfur < 20 ppmV; Halogenes < 20 ppmV; free of Siloxanes; rel. humidity < 60 %																																

7.2.6 Traitement du gaz de biomasse

Trait01	Biogas-Netzeinspeisung Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich		
Auteurs	HORNBACHNER D. HUTTER G. , MOOR D.	Date	2005
Organisme-commanditaire	HEI Hornbachner Energie Innovation	Nbre pages	478
Source	Internet :http:// www.hei.at/downloads/studienpraesentation_biogas_netzeinspeisung_final.pdf	Origine	AT
Editeur		Type	Rapport
Thème	Techniques et coûts de traitement du biogaz	Intérêt	****

Document général sur le contexte technique, juridique et économique d'injection du biogaz épuré dans le réseau gaz

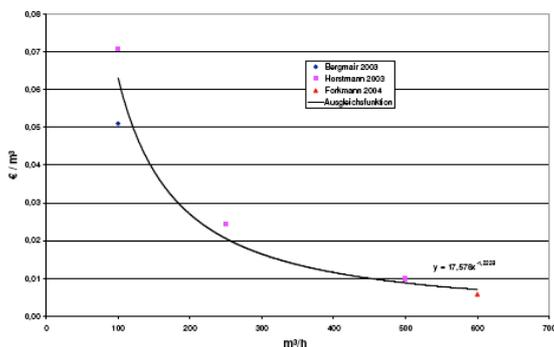
Chapitre 4 : Les coûts de traitement p.137 à p.206

Désulfuration :

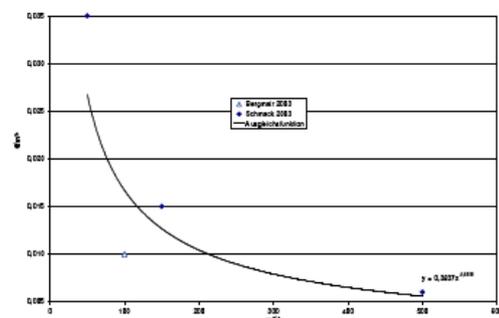
Injection d'air dans le digesteur in situ : une surface de 1 m² suffit pour une désulfuration de 20m de biogaz par jour. Injection d'oxygène 3 à 5 % du biogaz. Investissement de l'ordre de 4000 € (pompe, doseur, équipement du digesteur,...). Une réduction de 2000-3000 ppm à 50-100 ppm est réalisable.

Désulfuration par voie biologique externe

Coût d'investissement :



Coût de fonctionnement :



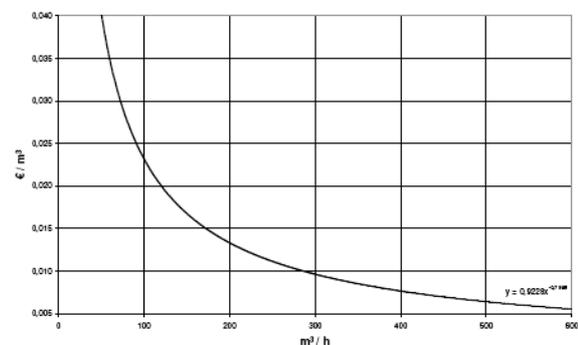
Coût du traitement :

Qualité du traitement : <100-200 ppm des voies d'optimisation sont en cours d'exploration et devraient permettre d'atteindre un niveau de concentration plus faible

Installation de traitement jusqu'à 100 m³/h offre totalement automatisée jusqu'à 400 m³/h

Pour 100 m³/h besoins de 2kW el

Recherche et développement : entreprises référencées : lipp, sh-umwelt, schmack, atzevus, profactor



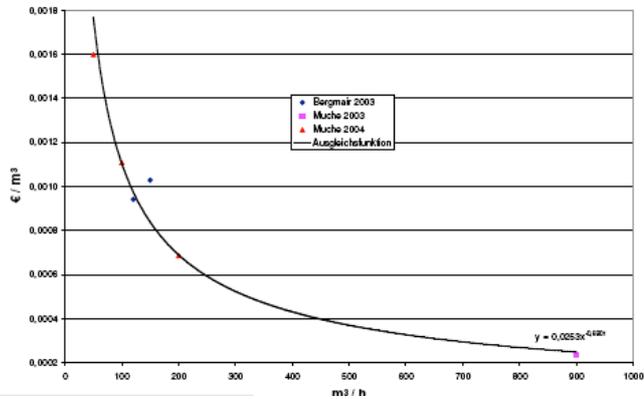
Adsorption sur lit d'oxydes métalliques :

Qualité du traitement : <1ppm possible

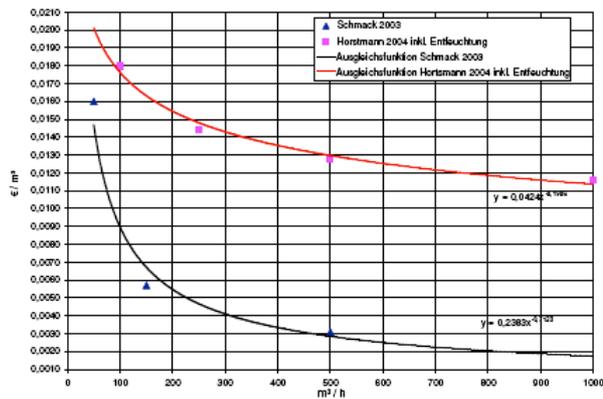
Gaz en entrée : 1000 à 5000 ppm

Etat du développement : expériences premières sur les step. Technologie aboutie

Coût d'investissement



Adsorption sur charbon actif : pas adaptée à des concentration H²S trop élevées (2000 à 5000 ppm)



Trait 02	Cost-Effective Technologies for Removing H₂S from Landfill Gas		
Auteurs	GRAUBARD D., ROULEAU W., BOGNER J.	Date	2007
Organisme-commanditaire	Merichem pour SWANA conference	Nbre pages	
Source	http://www.gtp-merichem.com/support/technical_papers/landfill_gas_technologies/index.php	Origine	USA
Editeur		Type	Article
Thème	Fonctionnement et coût des produits de la société Merichem pour l'élimination du soufre	Intérêt	***

Le document décrit les procédés commercialisés par Merichem et donne les coûts d'installation et de maintenance :

Le coût du procédé de récupération liquide (« liquid scavenger ») peut aller de US \$8.80/kg d'H₂S à plus de US \$22/kg.

Pour le système de récupérateur solide (« solid scavenger system »), on consomme environ 5 kg de media par kg de H₂S éliminé. Ce qui coute environ US \$7.73/kg de H₂S éliminé.

Technology	When Normally Used	Relative Capital Cost (US \$)	Operating Cost
Liquid Scavenger	< 25 kg/day	\$25,000–\$100,000	\$8.80 to \$22.00 per Kg of S
Solid Media	25–135 kg/day	\$15,000–\$500,000	\$6.60 to \$13.25 per kg of S
Iron Redox	135 kg to 15.24 metric tons/day	\$500,000–\$2MM	\$0.45 to \$0.88 per kg of S

Technology Type	Capital Cost (US \$)	Treatment Cost (US \$) over 20 years	Total Costs (US \$)
Aerobic Iron Sponge	\$350,000*	\$13,025,000	\$13,375,000
Iron Redox (LO-CAT®)	\$2,100,000*	\$1,450,000	\$3,550,000
20-Year Total Savings: US \$9,825,000			

* Installed Cost

Trait 03	Making Power Generation Make Sense by Removing Siloxanes from Digester Gas		
Auteurs	TOWER P.M., WETZEL J.V.	Date	2006
Organisme-commanditaire	Applied Filter Technology	Nbre pages	5
Source	www.appliedfiltertechnology.com/Userfiles/Docs/AFT_CWEA_2006_Paper.pdf	Origine	USA
Editeur		Type	Rapport d'entreprise
Thème	Traitement des siloxanes	Intérêt	***

Etude de deux cas où une installation de traitement des siloxanes a été mise en place.

A Santa Cruz, suite à des problèmes de fonctionnement sur un moteur Waukesha qui génère 0.82 MW, le procédé SAGTM de AFT a été installé pour traiter les siloxanes (mesurés entre 1.5 et 3.0 ppmv).

Depuis, il y a moins de maintenance : la durée de vie des bougies d'allumage a augmenté, l'intervalle de temps entre les vidanges d'huile a augmenté, plus d'énergie est produite du fait de la diminution des temps de pannes. Avant, un arrêt de 1 à 3 semaines était nécessaire toutes les 5000 à 8000 heures, après le moteur est arrêté 1 à 3 semaines toutes les 20000-28000 h.

Area	Before	After	Annual Savings
Lost Power Generation	3-6 weeks par year	1-3 weeks total at 28 000 hours	6 000 \$
Head & Valve Maintenance	5000-8000 hours	28 000 hours	75 000 \$
Spark Plugs	~500 hours	1200-1500 hours	2 500\$
Oil Changes	500-750 hours	15000 hours	11 700\$
Total Savings	---	---	95 200\$

A Stockton, une unité de traitement de siloxanes a été installée, les économies prévues sont :

Area	Present	Goal	Annual Savings
Lost Power Generation	None	1 – 2 Weeks total at 30,000 Hours	6 000 \$
Head & Valve Maintenance	None	30,000 Hours	75 000 \$
Spark Plugs	~ 500 Hours	> 1,000 Hours	2 500\$
Oil Changes	500 – 600 Hours	> 1,000 Hours	11 700\$
Total Savings	---	---	95 200\$

Trait 04	TWO YEARS EXPERIENCE WITH TEN CAPSTONE 30 KW UNITS AT THE CALABASAS LANDFILL		
Auteurs	MC DANDEL M.	Date	
Organisme-commanditaire	County Sanitation Districts of Los Angeles County	Nbre pages	35
Source	www.ornl.gov/sci/de_materials/McDannelPowerpointpresentation.pps	Origine	USA
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Etude d'un site : émissions, traitement	Intérêt	***

Etude de cas du site de Calabasas, où sont installées 10 microturbines capstone C30.

Coût d'entretien et de maintenance: \$0.063/kW-hr

NO _x , ppm @15% O ₂	3.0
NO _x , lb/MW-hr	0.2
CO, ppm @15% O ₂	12
CO, lb/MW-hr	0.5
NMHC, ppm as hexane @ 3% O ₂	2.4
NMHC destruction	97.5%
Formaldehyde	15 ppb

Différents types de sorbant ont été testés : charbon actif à base de coque de noix de coco, charbon actif à base de graphite et silica gel.

Performances :

Material	Date Installed	Days to Breakthrough
Graphite AC	8/15/02	61
Coconut AC	12/18/02	83
Coconut AC	3/26/03	57
Graphite AC	6/4/03	116
Both types AC	10/20/03	23
Silica gel/AC	12/12/03	>130
Silica gel	5/1/04	>271

Coûts :

Sorbent	Carbon	Silica Gel
Cost, \$/lb	\$0.70	\$1.20
Siloxane collected, lb/lb sorbent	0.0021	0.0065
Operating cost, \$/kW-hr	\$0.0060	\$0.0021 to date ¹

D'après ce document, le silica gel est plus efficace et plus économique que les charbon actifs pour éliminer les siloxanes.

Trait 05	Siloxanes in Landfill and Digester Gas Update		
Auteurs	PIERCE J.	Date	2004
Organisme-commanditaire	SWANA 27th LFG Conference	Nbre pages	9
Source	www.scsengineers.com/Papers/Pierce_2004Siloxanes_Update_Paper.pdf	Origine	USA
Editeur	Ed Wheless	Type	Etude
Thème	Traitement des siloxanes	Intérêt	**

Ce rapport présente ce que sont les siloxanes et pourquoi les traiter.

Les conséquences de la présence de siloxanes sur chaque technologie sont répertoriées :

- solar turbine : accumulation de dépôt sur les aubes des turbines
- microturbine : pertes de performance dues au revêtement de silice sur les parois de la chambre à combustion
- moteur à gaz : augmentation de la maintenance
- catalyseur : effet destructeur

Différentes technologies sont décrites : charbon actif, réfrigération.

Name	Formula	MW	Vapor Pressure mmHg 77° F	Abbreviations	Boiling Point ° F	Water Solubility (mg/l) 25° C
Hexamethylcyclotrisiloxane	C ₁₂ H ₁₈ O ₃ Si ₃	222	10	D ₃	275	1.56
Octamethylcyclotetrasiloxane	C ₁₆ H ₂₄ O ₄ Si ₄	297	1.3	D ₄	348	0.056
Decamethylcyclopentasiloxane	C ₁₀ H ₁₈ O ₅ Si ₅	371	0.4	D ₅	412	0.017
Dodecamethylcyclohexasiloxane	C ₁₂ H ₁₈ O ₆ Si ₆	445	0.02	D ₆	473	0.005
Hexamethyldisiloxane	C ₆ H ₁₄ Si ₂ O	162	31	L ₂ , MM	224	0.93
Octamethyltrisiloxane	C ₈ H ₁₄ Si ₃ O ₂	236	3.9	L ₃ , MDM		0.035
Decamethyltetrasiloxane	C ₁₀ H ₁₈ Si ₄ O ₃	310	0.55	L ₄ , MD ₃ M		
Dodecamethylpentasiloxane	C ₁₂ H ₁₈ Si ₅ O ₄	384	0.07	L ₅ , MD ₃ M		

Les siloxanes dans le gaz de digesteur prédominants sont D4, L2 et D5, ils représentent plus de 90% du total.

En ce qui concerne le traitement des siloxanes par adsorption. En 2001, des tests ont été faits sur différents types de charbon actif, y compris charbon de noix de coco et graphite. Les résultats indiquent 1 à 1,5 g de siloxanes peuvent être adsorbés par kilo de charbon.

Le refroidissement du biogaz améliore le traitement par charbon actif pour deux raisons. D'abord, le refroidissement permet d'éliminer une partie des siloxanes. De plus, le phénomène d'adsorption est influencé par l'humidité relative et la température du gaz.

La capacité d'adsorption des siloxanes par du charbon actif est influencée par différents facteurs dont :

- la spécification des siloxanes la concentration relative des différentes formes de siloxanes qui sont présents);
- La présence d'autres composés dans le gaz qui peuvent prendre la place des siloxanes dans les pores du charbon actif
- les conditions physiques du gaz (humidité, température, et humidité relative);
- le type de charbon actif

Une stratégie pour étendre la durée de vie du charbon actif est d'utiliser charbon actif imprégné au permanganate de potassium ou à l'hydroxyde de sodium dans une première cuve. Le charbon actif imprégné peut éliminer 10 fois plus d'H₂S qu'un charbon actif non-imprégné. Si la concentration d'H₂S est très élevée, il peut être intéressant économiquement d'utiliser un prétraitement.

Trait 06	Biomethane from Dairy Waste: A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California (chapitre 3)		
Auteurs	KRICH K.	Date	2005
Organisme-commanditaire	Western United Dairymen	Nbre pages	24
Source	www.suscon.org/news/biomethane_report/Chap_3.pdf	Origine	USA
Editeur		Type	Rapport
Thème	Traitement du biogaz	Intérêt	**
Description de différentes technologies de traitements des impuretés : <ul style="list-style-type: none"> - technologies d'élimination de l'H²S (injection d'oxygène, ajout de chlorure ferrique, lit d'oxyde de fer, charbon actif, lavage à l'eau, filtre biologique...); - technologies d'élimination de la vapeur d'eau. 			

Trait 07	Guidance on gas treatment technologies for landfill gas engines		
Auteurs	DEED C.	Date	2004
Organisme-commanditaire	Environment Agency (UK)	Nbre pages	72
Source	www.sepa.org.uk/pdf/guidance/landfill_directive/gas_treatment_tech.pdf	Origine	UK
Editeur		Type	Rapport
Thème	Technologies de traitement de gaz pour gaz de décharge	Intérêt	**

Ce rapport reprend les spécifications des moteurs en termes de composants trace (H²S, Si...). Les dégradations occasionnées par chacun sont décrites.

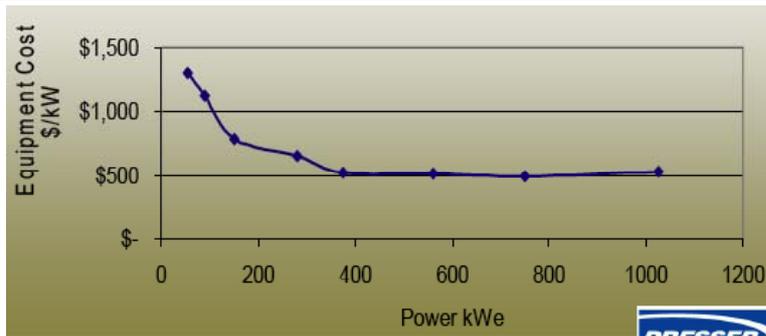
Différents procédés de traitement du biogaz sont décrits, il y a notamment une comparaison de différents procédés d'élimination des siloxanes :

Type	Stage 1 (gas drying)	Clean-up efficiency ¹	Stage 2 (adsorption)	Siloxane level	Application range
GRW	Warm gas to 35-40°C	0	Activated carbon	<1 mg/m ³	Siloxanes: <10 mg/m ³ Gas flow rate: <150 m ³ /hour
GRK	Cool gas to 2°C Post-warm up to 10°C	Up to 25 per cent	Activated carbon	<1 mg/m ³	Siloxanes: <30 mg/m ³ Gas flow rate: >150 m ³ /hour
GRTK	Cool gas to <-30°C Post-warm up to 10°C	Up to 90 per cent	Activated carbon	<1 mg/m ³	Siloxanes: 200-1,000 mg/m ³

Procedure	Type of technique	Clean-up efficiency (%)
Cooling to -25°C	Continuous	25.9
Freezing to -70 °C	Continuous	99.3
Activated carbon	Non-continuous	>99.1
Solvent washing	Continuous	60.0

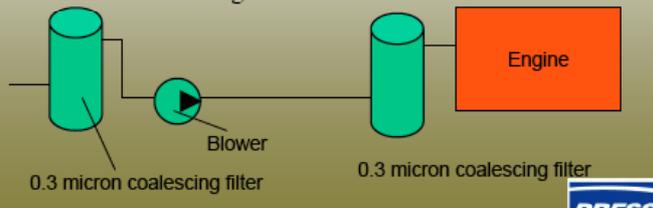
L'étude donne ensuite des méthodes qui permettent de diminuer les émissions en sortie de moteur (soit en ajustant le contrôle du moteur, soit en utilisant des équipements additionnels).

Trait 8	Biogas Engine Application		
Auteurs	SORGE G.	Date	2005
Organisme-commanditaire	Charles Equipment Company	Nbre pages	26
Source	www.msenergy.ms/MS%20Biogas%20Roundtable-Greg%20Sorge.pdf	Origine	USA
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Présentation des installations de moteurs waukesha biogaz	Intérêt	**

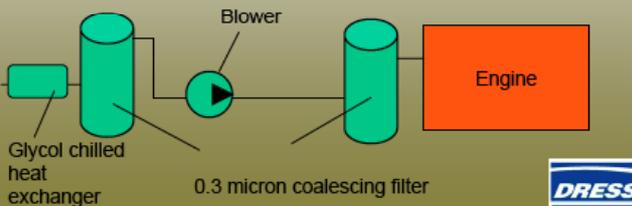


Maintenance affectée par le biogaz : fréquence des vidanges d’huile, fréquence d’ajustement des valves, fréquence de l’entretien du système de carburation, fréquence de révision des valves, fréquence de l’entretien globale du moteur, fréquence des réparations du système de carburation.

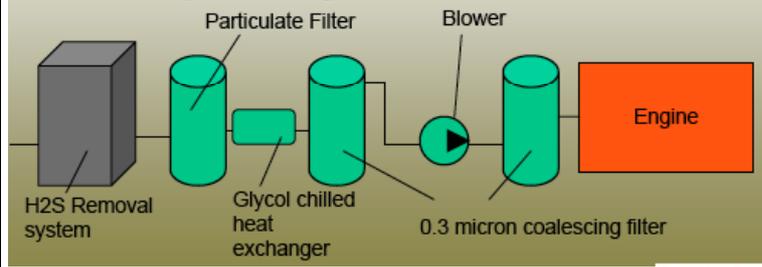
Minimum System: Condensed water, dissolved H₂S, and debris are removed prior to entering the blower. Water vapor content in the gas is 5.5% for a 95 F gas temperature. The blower pressurizes and heats the gas resulting in dry gas (<60% RH). Final coalescing filter removes piping debris and condensed water if engine is far from blower.



Improved System: Gas is chilled to 40F then passes through a coalescing filter for removal of condensed water and dissolved H₂S. Gas is then pressurized and heated in a blower before entering the engine. Cooling to 40F reduces water vapor content in the gas to <1%.



- Ideal System: Gas passes through an H₂S removal system, particulate filter, then is cooled to 40F, liquid removed in a coalescing filter, then pressurized and heated in a blower.



Trait 09	Biogas Treatment Cost Reduction Strategies		
Auteurs		Date	2006
Organisme-commanditaire	Applied Filter Technology	Nbre pages	16
Source	www.cleanenergyresourceteams.org/northwest/Biogas%20Treatment%20Cost%20Reduction.pdf	Origine	USA
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Intérêts du traitement des siloxanes	Intérêt	*

D'après le retour d'expérience de la société Applied Filter Technology :

Spark Plugs	Increase Life 3x to 4x
Engine Re--Builds	Go from 6,000 to 40,000 hours
Boiler Re-Tube	Increase Life by 300 % 400 %
SCR Catalyst Bed	\$10,000 to \$1,000,000
Power Savings	From 75 % to 92 % on-line
Oil Changes	Go from 500 to 2,000hours

Trait 10	Removal of siloxanes in biogases		
Auteurs	SCHWEIGKOFER M., NIESSNER	Date	2000
Organisme-commanditaire	Institute of Hydrochemistry, Technical University Munich	Nbre pages	14
Source	Science direct	Origine	DE
Editeur	Journal of hazardous materials	Type	Etude
Thème	Traitement des siloxanes	Intérêt	*

Comparaison de différentes techniques de traitements de siloxanes.

Siloxane removal by gas-liquid extraction

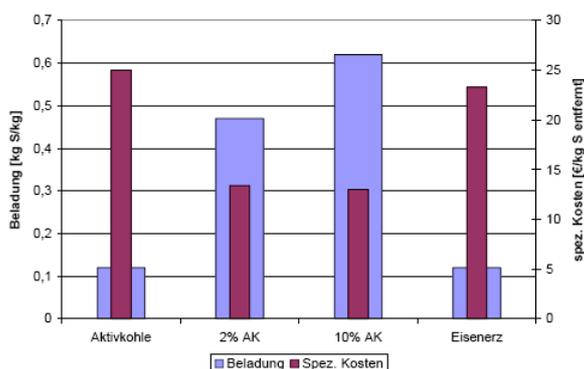
Sorbent material	Remarks	Siloxane elimination efficiency	
		D5 (%)	L2 (%)
Sulfuric acid, 97%	Temperature, 60°C	>95	>95
Sulfuric acid, 48%	Temperature, 60°C	>95	>95
Sulfuric acid, 24%	Temperature, 60°C	68-73	64-70
Sulfuric acid, 97%	Temperature, 20°C	65-70	56-61
Sulfuric acid, 97%	Temperature, 20°C, ultrasound (35 kHz)	72-77	60-65
Nitric acid, 65%	Temperature, 60°C	>95	>95
Nitric acid, 65%	Temperature, 20°C	48-53	40-43
Nitric acid, 33%	Temperature, 60°C	70-75	70-75
Phosphoric acid, 85%	Temperature, 60°C	44-48	53-60

Analyse des effets des prétraitements du biogaz sur les concentrations de siloxanes

Effects of gas pretreatment installations on the siloxane concentration

Site studied	Waste disposal site	Sewage treatment plant A			Sewage treatment plant B
		Refrigeration condenser	Adsorption bed (silica gel)	Adsorption bed (meadow ore)	Adsorption bed (meadow ore)
Gas pretreatment installation	Refrigeration condenser	Refrigeration condenser	Adsorption bed (silica gel)	Adsorption bed (meadow ore)	Adsorption bed (meadow ore)
Installation purpose	Biogas drying	Biogas drying	Biogas drying	H ₂ S removal	H ₂ S removal
Siloxane concentration in biogas before treatment (mg/m ³)	Trimethylsilanol 2.8-3.2				
	L2 0.7-0.9	L2 < 0.05	L2 < 0.05	L2 0.06-0.08	L2 < 0.05
	D3 0.40-0.44	D3 0.24-0.25	D3 0.24-0.25	D3 0.35-0.42	D3 0.32-0.35
	D4 4.8-5.1	D4 6.3-6.6	D4 6.3-6.6	D4 7.7-8.2	D4 7.5-7.7
	D5 0.60-0.65	D5 9.4-9.9	D5 9.4-9.9	D5 14.8-15.5	D5 11.3-12.0
Siloxane concentration in treated biogas (mg/m ³)	Trimethylsilanol 2.2				
	L2 0.7-0.8	L2 < 0.05	L2 < 0.05	L2 < 0.05	L2 < 0.05
	D3 0.35-0.42	D3 0.15-0.19	D3 < 0.05	D3 0.24-0.25	D3 0.15-0.18
	D4 4.5-4.6	D4 6.0-6.2	D4 0.05-0.07	D4 6.3-6.6	D4 2.1-2.2
	D5 0.50-0.53	D5 8.2-8.7	D5 0.20-0.22	D5 9.4-9.9	D5 2.6-2.8
Siloxane removal (%)	11	9	>98	31	75

Trait 11	Grundlegende Untersuchungen zur effektiven, kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus biogas		
Auteurs	ATZ Entwicklungszentrum	Date	2004
Organisme-commanditaire	Bayerisches Landesamt für Umweltschutz	Nbre pages	24
Source	Internet : http://www.lfu.bayern.de/luft/fachinformationen/biogas/doc/ergebnisbericht_endfassung.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Traitement désulfuration	Intérêt	*



Beladung : chargement du réactif
Spez.Kosten : coût spécifique
Eisenerz : minerai de fer
Aktivkohle : charbon actif
Charbon actif imprégné à 10 % 8€/kg

Trait 12	Verfahrenstechnik der Gasaufbereitung am Beispiel des Biogasnetzes Gronau/epe		
Auteurs	WETTER C. BRÜGGING	Date	2008
Organisme-commanditaire	Fachhochschule Münster	Nbre pages	29
Source	Internet: http://www.fh-luh.de/fb6/uploads/media/v03_2008-01-11_wetter.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Diaporama
Thème		Intérêt	*

Déshumidification :

Par canalisation :

Au minimum 1 % de pente sur 50 m, plus c'est mieux.

Par refroidisseur :

Besoin électrique d'une installation de traitement de 500 m³/h 3,5 kWel

Coût d'investissement pour 500 m³/h (1 Mwe) : 25 000 €

Autres techniques :

Technologie par membrane : phase d'essai

Déshumidification par SILICAGEL : à partir de 100 m³/h. Le point de rosée se situe à -60°C pour une pression de fonctionnement du procédé de 6-10bar. 2 Adsorbours sont nécessaires. Régénération par

lavage avec un gaz chaud 120 à 150 °C

Déshumidification par triéthylenglycol (TEG)

Déshumidification par chlorure de calcium

Désulfuration :

Technique physique : Adsorption sur charbon actif.

Adapté à une épuration fine < 1 ppm avec une charge en sortie de 200 à 400 mg/m³.

Pour des concentrations plus élevées, le charbon actif doit être changé trop rapidement.

Avec des charbons actifs imprégnés en KI (iodure de potassium) ou K₂CO₃ (carbonate de potassium) ou KmnO₄ (permanganate de potassium) la capacité de chargement est augmentée.

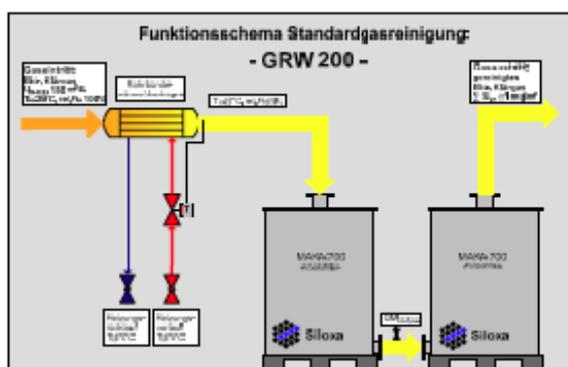
0,2 à 0,5 kg de soufre par kg de charbon actif.

Technique chimique : sels métalliques ajoutés directement au digesteur (faibles investissements) :

- Capacité de traitement atteignable entre 100 à 500 ppm
- Pour une installation moteur de 500kWel nécessite 25 t/an de chlorure de fer

Trait 13	Betriebskostenoptimierung auf Kläranlagen durch den Einsatz von Gasreinigungssystemen anhand von Praxisbeispielen		
Auteurs	BEESE J.	Date	
Organisme-commanditaire	SILOXA ENGINEERING AG	Nbre pages	11
Source	Internet : www.siloxa.de	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Traitement des siloxanes	Intérêt	*

Schéma de principe du procédé proposé pour le traitement des siloxanes ; adsorption sur charbon actif



Objectif : < 1 mg siloxane/m³ biogaz

Retour d'expérience sur 6 installations en station d'épuration : analyse des huiles moteurs et analyse des gaz avant et après installation de l'unité de traitement.

Kläranlage	Gasmotoren	IBN	IBN der SILOXA-Gasreinigung
AZV Heidelberg	2 x MDE, 294 kW, ca. 8.200 h/a	27.06.2000	15.10.2002
AZV Holzmühl	1 x Köhler & Ziegler, 75 kW, ca. 7.000 h/a	14.10.2002	16.07.2003
AZV Medesheimer Cent	1 x Köhler & Ziegler, 75 kW, ca. 7.750 h/a	06.11.2002	24.07.2003
Kläranlage Sinsheim	1 x G.A.S., 120 kW, 3 x G.A.S., 50 kW, 1.000 bis 6.500 h/a	3x in 1995 1x in 2000	18.08.2004
AZV Untere Hardt	1 x Köhler & Ziegler, 1855 kW, ca. 7.000 h/a	09.01.2005	08.11.2006
AZV Schwarzbach	1 x Köhler & Ziegler, 90 kW, ca. 7.000 h/a	12.05.2005	17.08.2006

Valeur moyenne de la teneur en siloxane dans l'huile moteur : avant 105 mg/kg, après 5 mg/kg

Comparaison des coûts d'exploitation sur l'unité d'Heidelberg.

Installation der SILOXA-Gasreinigung	Kosten [€/a]	
	vorher	nachher
Ölwechsel und Zusatzarbeiten	alle 500 h	alle 1.000 h
200 l, 2 €/l	6.400	3.200
12 Kerzen, 40 €/Stk	7.680	3.840
8 h, 50 €/h	6.400	-
Überholung der Zylinderköpfe	10.000	
Summe I (2 x 294 kW, MDE)	80.980	14.080
Störungsbeseitigung (zusätzl.)		
40 h, 50 €/h	2.000	-
Aktivkohle (Fullservice)		5.850
ATA (7 a)		5.086
Summe II	82.980	25.018

Afa : annuité sur 7 ans d'où un coût d'investissement de 35 000 € pour une économie annuelle de 38 000 €.

Trait 14	Gasreinigung/ Gasaufbereitung von klär-, bio, und deponiegas		
Auteurs	HEINZ H.	Date	2005
Organisme-commanditaire	Rytec GmbH	Nbre pages	23
Source	Internet : http://www.rytec.com/files_upl/refpdf_Deponiegas_aufbereitung_Vortrag.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	rapport
Thème	Traitement des biogaz	Intérêt	*

Retour d'expériences sur le traitement des siloxanes de gaz de décharge

Bezeichnung	Abkürzung	Summenformel
Tetramethylsilan	TMS	$\text{Si}(\text{CH}_3)_4$
Trimethylsilanol	MOH	$\text{Si}(\text{CH}_3)_3\text{-OH}$
Hexamethyldisiloxan	L2	$\text{Si}_2\text{-O}(\text{CH}_3)_6$
Hexamethylcyclotrisiloxan	D3	$\text{Si}_3\text{-O}_3(\text{CH}_3)_6$
Octamethyltrisiloxan	L3	$\text{Si}_3\text{-O}_2(\text{CH}_3)_8$
Octamethylcyclotetrasiloxan	D4	$\text{Si}_4\text{-O}_4(\text{CH}_3)_8$
Decamethyltetrasiloxan	L4	$\text{Si}_4\text{-O}_3(\text{CH}_3)_{10}$
Decamethylcyclopentasiloxan	D5	$\text{Si}_5\text{-O}_5(\text{CH}_3)_{10}$

Mesures de performances de traitement des siloxanes par réfrigération -30°C.

Trait 15	Klärgasnutzung mit Gasmotor-BHKW		
Auteurs	PROCHASKA U.	Date	2004
Organisme-commanditaire	Menag energy GmbH	Nbre pages	32
Source	Internet : http:// www.bhkw-konferenz.de/download/konf_110204_prochaska.pdf	Origine	DE
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Traitement des biogaz	Intérêt	*

Retour d'expériences sur le traitement des siloxanes de gaz de décharge

Hauptkomponenten	Allgemein	Ursprung
Methan	60-70 Vol.-%	Anaerober Abbauprozess
Kohlendioxid	30 – 40 Vol.-%	Anaerober Abbauprozess
Sauerstoff	bis 2 Vol.-%	Leckagen
Stickstoff	bis 10 Vol.-%	Leckagen
Spurenkomponenten		
Schwefelwasserstoff	bis zu 8.000 mg/m ³ Ø < 100 mg/m ³	Anaerober Abbauprozess
Halogene (Fluor- und Chlorverbindungen)	bis zu 10 mg/m ³ Ø < 2 mg/m ³	Kläranlagenzulauf
Siloxane	bis zu 750 mg/m ³ Ø > 5 mg/m ³	Kläranlagenzulauf
Aromaten (BTEX)	bis zu 300 mg/m ³ k.A.	Kläranlagenzulauf

Analysenbericht

Projekt : KA Wansdorf

Gasanalyse: Rohgas

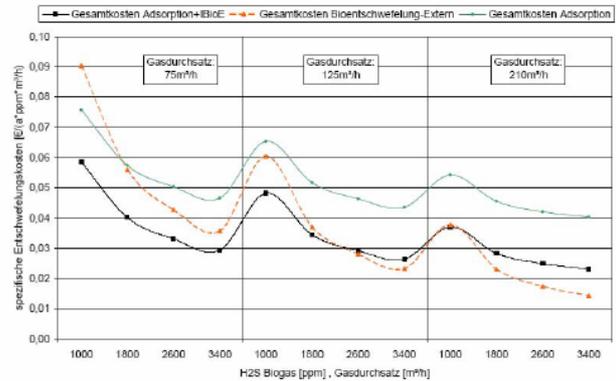
Analysenmethode: GC-ECD / MS

Datum Probenahme: 20.03.02		Rohgas
Tetramethylsilan	mg/m ³	< 0,1
Trimethylsilanol	mg/m ³	< 0,1
Hexamethyldisiloxan	mg/m ³	< 0,1
Hexamethylcyclotrisiloxan	mg/m ³	< 0,1
Octamethyltrisiloxan	mg/m ³	0,9
Octamethylcyclotetrasiloxan	mg/m ³	5,6
Decamethyltetrasiloxan	mg/m ³	0,3
Decamethylcyclopentasiloxan	mg/m ³	5,5
Summe org. Siliziumverbindung (berechnet)	mg/m ³	12,3

Trait 16	Preiswerte Biogasentschwefelung an Sekundärrohstoffen		
Auteurs	POLSTER A. BRUMM J.	Date	200 ?
Organisme-commanditaire	Technische universität DRESDEN	Nbre pages	10
Source	Internet : http://www.tvt-uvt.tu-dresden.de	Origine	DE
Editeur		Type	Rapport
Thème	Traitement des biogaz	Intérêt	*

Tabelle 1: Überblick über alternative Technologien der Biogasentschwefelung für kleine und mittlere Anlagen

Verfahren	Interne biologische Entschwefelung	Externe biologische Entschwefelung	Eisensalze
Wirkprinzip	Mikrobiologisch	Mikrobiologisch	Chemisch
Technische Realisierung	Einblasen von Luft in den Fermenter	Entschwefelung in externem biologischen Reaktor	Zugabe von Eisenchlorid bzw. Eisensulfat in das Gärsubstrat, Ausfällung
Produkt der H ₂ S Umwandlung	schweflige Säure, Elementarschwefel	schweflige Säure, Elementarschwefel	Eisensulfid
Reingaskonzentration	200-500ppm	< 100ppm	200-900ppm je nach Dosierung und Verteilung im Reaktor
Kosten	- Investitionskosten: ca. 1000€ - Betriebskosten: gering	- Investitionskosten: ca. 70 000-80 000€ - Betriebskosten: gering (NPK Dünger, Energie, Prozesswasser)	- Investitionskosten: gering (Dosierung) - Betriebskosten: hoch (ca. 100€/t Eisensalz)
Vorteile	- einfach - geringe Kosten	- sicher - gut nachrüstbar	- Unabhängig von den Lebensbedingungen der Schwefelbakterien - keine Hemmung der Methanbildner
Nachteile	- unzuverlässig, v.a. bei Koferrmentation - Schweflige Säure korrodiert Betonfermenter	z.T. sehr hohe Investitionskosten	- Belastung der Nährstoffbilanz - Probleme bei der Verteilung im Reaktor - große Mengen für sichere Entschwefelung nötig



Trait 17	Process Selection Report for Wastewater Treatment Plants (section3)		
Auteurs	KITTO B.	Date	2003
Organisme-commanditaire	California Energy Commission Public Interest Energy Research Renewable Program	Nbre pages	18
Source		Origine	USA
Editeur		Type	Rapport
Thème	Traitement du biogaz	Intérêt	**

Examples of Estimated Treating Costs for Typical Gas Drying Processes in California
Conditions Considered = 100 scfm, 85 psig, 90°F

	Desiccant (1)	Refrigerated Gas Dryer (2)	Pioneer System (3)
Equipment	\$1,100.00	\$20,000.00	\$86,000.00
Installation	\$750.00	\$12,000.00	\$14,000.00
Media Required (3)	\$1,800.00	\$2,000.00	\$8,200.00
Disposal/Replacement (4)	\$200.00	\$0.00	\$0.00
Total Installed Cost	\$3,850.00	\$34,000.00	\$88,200.00
10-Year Payout	\$2,185.00	\$5,200.00	\$16,200.00
5-Year Payout	\$2,370.00	\$8,400.00	\$24,200.00
Cost per Mscfd - 5-Year	\$0.05	\$0.16	\$0.46

Pour un débit de 170 m³/h :

Prix d'une installation de refroidissement avec groupe froid : \$34 000 (l'étude précise que cette installation est plus rentable pour des débits supérieurs à 500 m³/h.

Prix d'une installation de réfrigération à -29°C qui élimine les siloxanes, et une partie des autres polluants : 88 200\$ (l'installation comprend également une unité de charbon actif)

Pour un débit de 170 m³/h à 500ppm H₂S :

Prix de l'installation sulfatreat : 29 280\$,
exploitation : \$12,25/kg H₂S

Prix du charbon actif : installation : 64000\$,
exploitation : 31\$/kg H₂S

Prix des éponges ferrugineuses :

Installation : 30800\$

Exploitation : 10\$/kg H₂S

Examples of Estimated Treating Costs for Typical H₂S Scavengers in California
Conditions Considered = 100 scfm @ 500 ppm H₂S (2389 Lbs. H₂S/Year)

	SulfaTreat w/o air	SulfaTreat with air	Activated Carbon*	Liquid Bubble**	Iron Sponge
Equipment	\$22,000.00	\$15,000.00	\$30,000.00	\$15,000.00	\$15,000.00
Installation	\$7,000.00	\$5,000.00	\$8,000.00	\$5,000.00	\$5,000.00
Media Required	\$9,100.00	\$7,280.00	\$21,500.00	\$10,800.00	\$4,500.00
Disposal/Replacement	\$2,500.00	\$2,000.00	\$4,500.00	\$0.00	\$2,500.00
Total Installed Cost	\$40,600.00	\$29,280.00	\$64,000.00	\$30,800.00	\$27,000.00
10-Year Payout	\$14,500.00	\$11,280.00	\$29,800.00	\$12,800.00	\$9,000.00
5-Year Payout	\$17,400.00	\$13,280.00	\$33,600.00	\$14,800.00	\$11,000.00
Cost per Mscfd - 5-Year	\$0.33	\$0.25	\$0.64	\$0.28	\$0.21
Cost per Pound H ₂ S	\$7.28	\$5.56	\$14.06	\$8.20	\$4.60

nd siloxane removal together.
it scavenger liquid in WWTP inlet or sludge line.

Estimated Treating Costs for Siloxane Removal in California*
Conditions Considered = 100 scfm @ 2 ppmv Siloxanes

	Siloxane Removal Activated Carbon	Pioneer Siloxane & H ₂ O Treatment.
Equipment	\$2,950.00	\$86,000.00
Installation	\$1,500.00	\$14,000.00
Media Required**	\$950.00	\$8,200.00
Disposal/Replacement***	\$1,000.00	\$6,000.00
Total Installed Cost	\$6,400.00	\$94,200.00
10-Year Payout	\$2,395.00	\$22,200.00
5-Year Payout	\$2,840.00	\$30,200.00
Cost per Mscfd - 5-Year	\$0.05	\$0.57

* Note: The Pioneer system can provide deep gas drying, to -20F, in addition to siloxane removal.

** Media Required for the Pioneer system is the estimated alternatively purchased electricity in California.

*** Disposal/Replacement for the Pioneer system is the estimated cost of an annual maintenance contract to include activated carbon replacement.

Pour un débit de 170 m³/h à 2 ppmv de siloxanes :

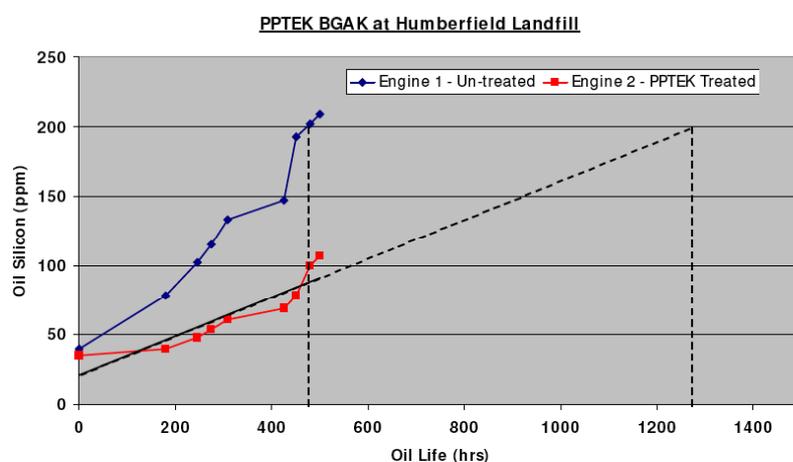
Prix Charbon actif :
Installation : \$6400

Prix de l'installation Pionner :
\$94200

Maintenance et remplacement du charbon actif \$6000/an

Trait 18	Biogas treatment		
Auteurs	GRIFFIN P.	Date	200 ?
Organisme-commanditaire	Severn Trent Water	Nbre pages	56
Source	Internet : http://energy-network.net/members_area/meeting_documents/biogas/downloads/Biogas%20clean%20up%20Paul%20Griffin.pdf	Origine	UK
Editeur		Type	Diaporama
Thème	Traitement des biogaz	Intérêt	**

Ce document présente plusieurs systèmes de traitement des siloxanes de l'H₂S. On trouve notamment des retours d'expérience du système d'élimination des siloxanes de Pptek.



Trait 19	Adsorption de polluants gazeux sur des filtres de charbon actif. Modélisation des échanges couplés de matière et de chaleur		
Auteurs	FIANI E. - GERARD T. (Directeur de thèse)	Date	2000
Organisme-commanditaire	Institut national polytechnique de Grenoble	Nbre pages	
Source	Internet : http://cat.inist.fr/?aModele=afficheN&cpsidt=202835	Origine	FR
Editeur		Type	Thèse
Thème	Traitement des biogaz	Intérêt	*

Cette étude précise que seul le charbon actif imprégné au KOH a de bonnes performances.

7.3 Inventaire des brevets dans le domaine

7.3.1 Sources consultées

Les sources consultées ont été les suivantes :

- INPI Base de données espanet des brevets européens <http://fr.espacenet.com>
- INRA : Base de données des publications de l'Inra : ProdINRA www.inra.fr/prodinra/pinra/index.xsp
- Base de données des publications du département "Sciences, société, agriculture, alimentation, espace et environnement" www.inra.fr/internet/Departements/ESR/documentation/index.php
- Base de données des publications du département "Sciences pour l'action et le développement". www.inra.fr/internet/Produits/WEBTEXT0/sad/bdsad.html
- SUDOC (Système Universitaire de Documentation) Références bibliographiques et résumés des thèses soutenues en France depuis 1972
- <http://www.sudoc.abes.fr/>
- THESA Base de données sur les thèses en cours dans les grandes écoles <http://thesa.inist.fr/fre/recherche.htm>
- PASTEL Bibliothèque virtuelle des thèses soutenues dans les grandes écoles scientifiques et techniques de la région parisienne : <http://pastel.paristech.org/bib/>

7.3.2 Résultats Brevets

Ces résultats sont issus de la base de données Espacenet de l'INPI avec les critères de recherches suivants :

- Mots clés (en français ou anglais)= biogaz et moteur, biogaz et traitement ou épuration, biogaz et turbine, biogaz et pile à combustible, gaz de synthèse.
- Sur les 10 dernières années

Tableau 30: Représentation des pays et thématiques pour les brevets recensés

Thèmes	Epuration	Moteur	Turbine	Pile à Combustible	TOTAL
Nombre de brevets recensés	15	2	3	4	24
Pays acteurs	Allemagne :5 Japon :6 US :4	Allemagne	Japon	Japon :2 US :2	Allemagne : 7 Japon :11 US :6
Commentaires	3 problématiques particulières sont traitées : la purification, l'élimination de H ₂ S et l'élimination de siloxanes	Essentiellement sur le biogaz	2 sur le biogaz 1 sur le gaz de synthèse	2 sur le biogaz 2 sur le gaz de synthèse	

Une fiche de présentation des brevets recensés reprend l'essentiel des données et références ainsi que le résumé disponible sur la base de données. Dans le résumé, des références sont faites (numéros) aux différentes parties du procédé en question schématisées, en première page du brevet cité mais que nous n'avons pas pu reprendre dans le résumé.

Tableau 31: Liste des brevets répertoriés dans le domaine de la valorisation électrique des gaz de biomasse

Code	Titre	Origine	Année
BREVGaz01	Procédé et dispositif pour la purification du Biogaz	DE	2005
BREVGaz02	Procédé et installation pour refroidir et purifier un gaz de synthèse	US	1995
BREVGaz03	System for treating and utilizing biomass and method for treating and utilizing biomass gas	JP	2006
BREVGaz04	Adsorption type storage device for moisture-containing biogas	JP	2005
BREVGaz05	Biogaz purification method and biogaz purification system	JP	2005
BREVGaz06	Procédés et dispositif pour la purification du biogaz	DE	2005
BREVGaz07	Method of desulfurizing biogas	DE	2004
BREVGaz08	Siloxane removal process	JP	2004
BREVGaz09	Apparatus and method for analysis of siloxane in siloxane-containing gas	JP	2006
BREVGaz10	Absorption type storage device for siloxane containing biogas and its storage method	JP	2005
BREVGaz11	Procédé pour l'élimination de composés soufrés contenus dans du biogaz	DE	2005
BREVGaz12	Procédé et dispositif pour le traitement de biogaz ou de gaz de fermentation	DE	2006
BREVGaz13	Siloxane filter for O2 sensor for biogas engine	US	2002
BREVGaz14	Process for the removal of sulphur compounds from gases	US	2002
BREVGaz15	Siloxane removal process	US	2007
BREVGaz16	Quantification du silicium total dans le biogaz	FR	2006
BREVPAC01	Système intégré de gazéification de biomasse et de pile à combustible	US	2004
BREVPAC02	Système intégré de gazéification de Biomasse et de pile à combustible	US	2002
BREVPAC03	Biogas fuel cell power generation system	JP	2005
BREVPAC04	Fuel cell methane fermentation cycle system	JP	2004
BREVMOT01	Biogas heat and power plant has part of biogas produced in fermenter transmitted in gas line overland to heat and power stations, while other part is directed to gas motor at location of biogas fermenter to drive generator	DE	2006
BREVMOT02	Utilisation de moteurs à combustion pour la combustion de biogaz	DE	2004
BREVTURB01	Turbine pour gaz de synthèse	US	2007
BREVTURB02	Gaz turbine power generating device using biogaz as fuel	JP	2003
BREVTURB03	Gaz turbine co-generation system using biogaz as fuel	JP	2002

a) Epuration du gaz

BREVgaz01	Procédé et dispositif pour la purification du Biogaz		
Inventeur(s)	DOCZYCK WOLFGANG DIPL-ING [DE]	Date	2005-08-10
Demandeur(s)	DOCZYCK WOLFGANG DIPL-ING [DE]	Langue	Allemand
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	EP1561506 (A1)	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>Procédé de purification de biogaz, et dispositif de purification et de combustion de biogaz. Une purification efficace et une séparation de siloxanes, avec une faible quantité d'adsorbant, en particulier de charbon actif, est possible du fait qu'un courant partiel de biogaz est dirigé à travers des filtres, puis de nouveau mélangé avec le courant résiduel de biogaz non filtré, puis directement ajouté à un moteur à gaz. D'autre part, il est prévu que les impuretés adsorbées soient au moins partiellement désorbées du charbon actif d'un pré-filtre.</p>			

BREVgaz02	Procédé et installation pour refroidir et purifier un gaz de synthèse		
Inventeur(s)	TSIN-YEE TANG JOHN [US]	Date	1995-08-23
Demandeur(s)	FOSTER WHEELER ENERGY CORP [US]	Langue	Anglais
Source	INPI : esp@net	Origine	US
N° Brevet	EP0668343 (A1)	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>L'invention concerne une méthode et un appareillage pour traiter du gaz introduit dans un récipient (10) contenant un matériau particulaire à une température inférieure à celle du gaz de telle sorte que ledit matériau réduise la température du gaz et que le gaz entraîne au moins une partie du matériau. On sépare ensuite le matériau entraîné du gaz, et on le fait passer par un échangeur de chaleur (32) pour refroidir le matériau, pendant que l'on fait passer le gaz séparé par une turbine (46) pour actionner celle-ci. Au moins, une partie du gaz qui s'échappe de la turbine passe par l'échangeur de chaleur de façon à fluidiser le matériau dans l'échangeur de chaleur, et le matériau séparé refroidi est ramené au récipient.</p>			

BREVgaz03	System for treating and utilizing biomass and method for treating and utilizing biomass gas		
Inventeur(s)	MIYAMOTO HIROSHI; MARUYAMA TOMOHIRO	Date	2006-02-09
Demandeur(s)	KOBELCO ECO SOLUTIONS CO LTD	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2006036849	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a system for treating and utilizing biomass in which the concentration of impurity gas such as CO₂, H₂S and steam (H₂O) is reduced and biogas having high CH₄ concentration can be fed.</p> <p>SOLUTION : The system for treating and utilizing biomass is equipped with a digestion tank 1 for generating biomass, desulfurization apparatus 2 for carrying out desulfurization treatment of generated biogas, a first gas holder 3 for storing biogas after desulfurization and a biogas-refining apparatus 4 for concentrating an inflammable component by refining the stored biogas, a second gas holder 5 for storing the refined biogas and a biogas-consuming device 6 for consuming the stored and refined biogas. In the biogas refining apparatus 4, the biogas is brought into contact with an absorbing liquid under high-pressure atmosphere having ≥ 0.2 Mpa pressure and an impurity gas such as carbon dioxide is absorbed into the absorbing liquid.</p>			

BREVgaz04	Adsorption type storage device for moisture-containing biogas		
Inventeur(s)	SEKI KENJI	Date	2005-05-26
Demandeur(s)	OSAKA GAS CO LTD	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2005133939	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide an adsorption type biogas storage device which does not require excess dehumidification and can reduce the cost required for dehumidification.</p> <p>SOLUTION : An adsorption type biogas storage reservoir for adsorbing and storing a moisture-containing biogas generated during a biological treatment, which is filled with active carbon in which the amount of moisture to be adsorbed at a temperature of 25 [deg.]C and relative humidity of 40 % is one-fifth or less of the saturated adsorption amount ; and an adsorption type biogas storage device comprising a dehumidifier for dehumidifying the adsorption type biogas storage reservoir and the biogas introduced into the adsorption type biogas storage reservoir, and also comprising a means of monitoring the inside temperature of the storage reservoir and a controlling means for the dehumidifier, which adjusts the moisture content in the biogas in accordance with the inside temperature.</p>			

BREVGaz05	Biogaz purification method and biogaz purification system		
Inventeur(s)	MISAKI TAKUYA; TAKANASHI YUICHI; HAMAMOTO OSAMU; SAITO KAZUKI; MATSUMOTO NAMI; NAKAYAMA YOSHIO; SANO SEICHIRO	Date	2005-09-22
Demandeur(s)	MITSUI SHIPBUILDING ENG; TOKYO SHIBAURA ELECTRIC CO	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2005255700	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a biogas purification method and a biogas purification system which permit purification of a methane gas component by readily removing carbon dioxide in the biogas at a low cost.</p> <p>SOLUTION : The biogas purification method for purifying the methane gas component by treating the biogas generated by methane fermentation of organic wastes comprises a fermentation solution decarboxylation step for obtaining a decarboxylated fermentation solution by contacting a fermentation solution obtained by the methane fermentation with a low-concentration gas containing carbon dioxide in a lower concentration than the biogas and a biogas-treatment step for subjecting the decarboxylated fermentation solution to a gas-liquid contact with the biogas.</p>			

BREVGaz06	Procédés et dispositif pour la purification du biogaz		
Inventeur(s)	DOCZYCK WOLFGANG DIPL-ING [DE]	Date	2005-08-10
Demandeur(s)	DOCZYCK WOLFGANG DIPL-ING [DE]	Langue	Allemand
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	EP1561506 (A1)	Type	Brevet
Thème	Epuration du gaz	Intérêt	
<p>Procédé de purification de biogaz, et dispositif de purification et de combustion de biogaz. Une purification efficace et une séparation de siloxanes, avec une faible quantité d'adsorbant, en particulier de charbon actif, est possible du fait qu'un courant partiel de biogaz est dirigé à travers des filtres, puis de nouveau mélangé avec le courant résiduel de biogaz non filtré, puis directement ajouté à un moteur à gaz. D'autre part, il est prévu que les impuretés adsorbées soient au moins partiellement désorbées du charbon actif d'un pré-filtre.</p>			

BREVGaz07	Method of desulfurizing biogas		
Inventeur(s)	MITARAI MASAOKI; MAEKAWA WAKINORI	Date	2004-02-12
Demandeur(s)	BIOTECH KK	Langue	JP
Source	INPI : esp@net	Origine	Japonais
N° Brevet	JP2004043555	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a method of desulfurizing a biogas which can reduce hydrogen sulfide from a biogas using animal derived excretions as the raw material to the level of ppb by a simple process and enables use of the biogas in a gas engine, a solid polymer type fuel cell and the like.</p> <p>SOLUTION : The method of desulfurizing a biogas comprises bringing a biogas containing hydrogen sulfide generated by methane fermentation with a digested liquor for treatment obtained by inoculating photosynthetic bacteria into a digested liquor obtained by the methane fermentation to propagate to substantially remove the hydrogen sulfide in the biogas by the photosynthetic bacteria.</p>			

BREVGaz08	Siloxane removal process		
Inventeur(s)	HIGGINS VINCENT L (US)	Date	2006-10-12
Demandeur(s)	XEBEC INC (CA)	Langue	Anglais
Source	INPI : esp@net	Origine	US
N° Brevet	US2006225571	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>Biogas released from landfills and sewage treatment plants is freed of siloxane contaminants by passing the biogas through a bed containing activated alumina, which absorbs the siloxanes. When the activated alumina becomes saturated with siloxanes, the absorption capability of the activated alumina can be recovered by passing a regeneration gas through the bed of activated alumina. A system containing two or more beds of activated alumina can use one bed to remove siloxanes from biogas while one or more of the other beds are being regenerated.</p>			

BREVGaz09	Apparatus and method for analysis of siloxane in siloxane-containing gas		
Inventeur(s)	SEKI KENJI	Date	2006-04-13
Demandeur(s)	OSAKA GAS CO LTD	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2006098387	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide an analyzing apparatus which accurately and continuously can analyze siloxane concentration in biogas, in real time, and to provide a method that uses the apparatus for analyzing siloxane.</p> <p>SOLUTION : The non-dispersion type infrared siloxane analyzing apparatus for analysis of siloxane concentration in siloxane-containing biogas has an optical filter for allowing only the infrared with wave number of 1,250-770 cm⁻¹ to pass through, and a siloxane analysis method uses this apparatus to continuously monitor the siloxane concentration in the siloxane-containing biogas.</p>			

BREVGaz10	Absorption type storage device for siloxane containing biogas and its storage method		
Inventeur(s)	SEKI KENJI	Date	2005-03-10
Demandeur(s)	OSAKA GAS CO LTD	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2005061597	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide an adsorption type biogas storage device for adsorbing siloxane to be removed from siloxane containing biogas and an adsorption storage method for the biogas.</p> <p>SOLUTION : The device is provided for adsorbing and storing the siloxane containing biogas which is generated during biological treatment. It is filled with activated charcoals as adsorbing materials which have specific areas of 500m²/g or larger, pore capacities of 0.2cm³/g or larger and average pore diameters of 7-20 1/2 A. The adsorption storage method for the biogas comprises introducing into the device the siloxane containing biogas at a linear velocity of 0.4m/s or lower.</p>			

BREVGaz11	Procédé pour l'élimination de composés soufrés contenus dans du biogaz		
Inventeur(s)	SCHNEIDER RALF DIPL-ING [DE]; ANZER TOBIAS DIPL-ING [DE]; HUBER HARALD DR [DE]	Date	2005-12-14
Demandeur(s)	APPLIKATIONS UND TECHNIKZENTRU [DE]	Langue	Allemand
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	EP1604727 (A1)	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>L'invention concerne un procédé d'élimination de composés contenant du soufre du biogaz, dans lequel le biogaz passe à travers un support (2) recouvert de micro-organismes halotolérants et le soufre contenu dans les composés contenant du soufre est oxydé au moins en partie par les microorganismes en soufre élémentaire (5). Afin d'augmenter l'efficacité du procédé, on propose selon l'invention que le support (2) soit lavé avec une solution (4) aqueuse contenant des ions de fer pour évacuer le soufre élémentaire (5).</p>			

BREVGaz12	Procédé et dispositif pour le traitement de biogaz ou de gaz de fermentation		
Inventeur(s)	KAUFMANN JUERGEN [DE];	Date	2006-11-29
Demandeur(s)	KAUFMANN JUERGEN [DE]	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	EP1726352 (A1)	Type	Brevet
Thème	Gaz	Intérêt	
<p>L'invention concerne un procédé et un dispositif de préparation d'un biogaz ou d'un gaz de curage, dans lesquels le biogaz ou gaz de curage est soumis à un procédé de séchage et à un procédé de désulfuration. Le biogaz ou gaz de curage (8) est conduit le long d'un canal d'amenée (9.3) durant le procédé de désulfuration.</p>			

BREVGaz13	Siloxane filter for O2 sensor for bio-gas engine		
Inventeur(s)	Dale A. Philyaw	Date	2002-04-2
Demandeur(s)	Caterpillar Inc.	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	US
N° Brevet	6365108	Type	Brevet
Thème	Traitement des siloxanes	Intérêt	*
<p>Un filtre à siloxanes pour protéger une sonde à oxygène utilisé dans un moteur à combustion interne alimentée au biogaz. Le système de filtration est constitué d'un filtre en fibre inoxydable placé en ligne du circuit des gaz d'échappement. Les fibres captent les siloxanes, augmentant ainsi la durée de vie de la sonde à oxygène.</p>			

BREVGaz14	Process for the removal of sulphur compounds from gases		
Inventeur(s)	Cees J.N. Buisman	Date	1994-10-11
Demandeur(s)	PAQUES B.V.	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	US
N° Brevet	5353545	Type	Brevet
Thème	Procédé d'élimination de composés soufrés	Intérêt	**
<p>Brevet ancien, mais qui décrit le procédé commercialisé à grande échelle par PAQUES. Il s'agit d'un procédé de désulfuration par voie biologique. Le gaz est mis en contact avec une solution liquide, dont la teneur en carbonates et phosphates est contrôlée. La solution enrichie en sulfates est soumise à des bactéries sulfato-oxydantes dans un réacteur en présence d'oxygène où les sulfates sont convertis en soufre élémentaire.</p>			

BREVGaz15	Siloxane removal process		
Inventeur(s)	Vincent Leo Higgins	Date	2007-12-11
Demandeur(s)	Parquet-Hannifin Corp.	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	Anglais
N° Brevet	7306652	Type	Brevet
Thème	Élimination de siloxanes des biogaz	Intérêt	**
<p>Système d'absorption de siloxanes par un lit d'alumine activée. La régénération s'effectue en balayant le lit d'alumine par du gaz de régénération et réchauffage (résistance électrique, ou chauffage du gaz de régénération), ainsi que par aspiration sous vide. Le système comporte 2 lits ou plus.</p>			

BREVGaz16	Quantification du silicium total dans le biogaz		
Inventeur(s)	GERMAIN P., DUMONT N., CHATAIN V.	Date	2006-12-07
Demandeur(s)	Institut national des sciences appliquées	Langue	Français
Source	INPI : esp@net	Origine	France
N° Brevet	WO/2006/129007	Type	Brevet
Thème	Mesures des siloxanes dans le biogaz	Intérêt	***

La présente invention concerne un procédé de quantification du silicium (de symbole chimique Si) total contenu dans les composés siliciés au sein d'un gaz combustible, par exemple le biogaz de décharge, de manière à obtenir un indicateur quantitatif global desdits composés dans ledit gaz, ainsi qu'un dispositif permettant une telle quantification.

b) Valorisation pile à combustible

BREVPAC01	Système intégré de gazéification de biomasse et de pile à combustible		
Inventeur(s)	PAISLEY MARK A [US];	Date	2004-03-31
Demandeur(s)	FUTURE ENERGY RESOURCES CORP [US];	Langue	Anglais
Source	INPI : esp@net	Origine	US
N° Brevet	EP1402591 (A1)	Type	Brevet
Thème	Pile à combustible	Intérêt	
<p>An integrated biomass gasification and fuel cell system (12) wherein the electrochemical reaction in the fuel cell is affected by providing the reactant gases from a gasifier (10). Fuel gas from the gasifier (10) is directed to the anode (14) of the fuel cell (12) and at least a portion of the exhaust gas from the anode (14) is directed to the combustor (18). The portion of the exhaust gas from the anode (14) is then combusted to recover residual energy to increase the overall efficiency of integrated biomass gasification and fuel cell system (12). Also, the oxidant gas from the combustor (18) may be directed to the cathode (16) of the fuel cell.</p>			

BREVPAC02	Système intégré de gazéification de Biomasse et de pile à combustible		
Inventeur(s)	PAISLEY MARK A (US)	Date	2002-12-26
Demandeur(s)		Langue	Anglais
Source	INPI : esp@net	Origine	US
N° Brevet	US2002194782	Type	Brevet
Thème	Pile à combustible	Intérêt	
<p>An integrated biomass gasification and fuel cell system wherein the electrochemical reaction in the fuel cell is effected by providing the reactant gases from a gasifier. Fuel gas from the gasifier is directed to the anode of the fuel cell and at least a portion of the exhaust gas from the anode is directed to the combustor. The portion of the exhaust gas from the anode is then combusted to recover residual energy to increase the overall efficiency of integrated biomass gasification and fuel cell system. Also, the oxidant gas from the combustor may be directed to the cathode of the fuel cell.</p>			

BREVPAC03	Biogas fuel cell power generation system		
Inventeur(s)	ITO MAKOTO	Date	2005-05-19
Demandeur(s)	FUJI ELECTRIC HOLDINGS	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2005129304	Type	Brevet
Thème	Pile à combustible	Intérêt	

PROBLEM TO BE SOLVED : To avoid output of a fuel cell being frequently varied, and simplify the constitution of the biogas fuel cell power generation system while avoiding possibility that the whole system of the biogas fuel cell power generation system discontinues in accordance with shortage of the biogas.

SOLUTION : A biogas holder 2 to accumulate the biogas and a remaining amount detecting means to detect the remaining biogas are installed in the biogas fuel cell power generation system, and when the remaining amount of the biogas falls less than the lowest set limit, output of the fuel cell is automatically made to be decreased to the lower limit set value, and when the remaining amount of the biogas is not decreased less than the lowest set limit, the output of the fuel cell is made not to be decreased to the lower limit set value. Preferably, even when the remaining amount of the biogas becomes decreased, if the remaining amount of the biogas is not less than the lowest set limit, the output of the fuel cell may be maintained at an approximately constant value.

BREVPAC04	Fuel cell methane fermentation cycle system		
Inventeur(s)	KAMIYANAGIDA TADASHI; NAKANISHI AKIHIRO	Date	2004-07-08
Demandeur(s)	CHUBU ELECTRIC POWER	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2004192824	Type	Brevet
Thème	Pile à combustible	Intérêt	

PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a fuel cell/methane fermentation cycle system using gas produced by methane fermentation and efficiently converting it into electrical energy, inexpensively separating, recovering and using carbon dioxide, and converting as much organic waste into methane gas to eliminate sludge.

SOLUTION : In the fuel cell/methane fermentation cycle system, a fuel cell system is combined with a methane fermentation system. It is provided with a methane fermentor 28, and a fuel cell 12 basically having an oxygen electrode (a cathode) 14 and a fuel electrode (an anode : a hydrogen electrode) 18. Biogas (produced gas) produced in the methane fermentor 28 is introduced to the anode 18, gas flowing out from the anode (anode outflow gas) to the methane fermentor 28 is passed through a carbon dioxide separation and recovery process, and cycle introduction of carbon dioxide or gas mainly comprising carbon dioxide to the methane fermentor 28 is carried out.

c) Valorisation moteur

BREVMOT01	Biogas heat and power plant has part of biogas produced in fermenter transmitted in gas line overland to heat and power stations, while other part is directed to gas motor at location of biogas fermenter to drive generator		
Inventeur(s)		Date	2006-01-05
Demandeur(s)	SCHMID MANFRED (DE)	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	DE202005017001U	Type	Brevet
Thème	Motorisation	Intérêt	
<p>The biogas heat and power plant has a biogas fermenter (1) and at least two block heat and power stations each with a gas motor driving a generator. A part of the biogas produced in the fermenter is transmitted in a gas line (4,5,10) overland to one or more block heat and power stations (1,11), while the other part of the gas produced is directed to the gas motor at the location of the biogas fermenter to drive the generator, with the waste heat used at least in part to heat the biogas fermenter.</p>			

BREVMOT02	Utilisation de moteurs à combustion pour la combustion de biogaz		
Inventeur(s)	FICHT REINHOLD (DE)	Date	2004-02-25
Demandeur(s)	FICHT REINHOLD (DE)	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	DE
N° Brevet	EP1390608	Type	Brevet
Thème	Motorisation	Intérêt	
<p>The invention relates to a transformation device for transforming biologically produced gas into an electrical current, said device comprising at least two internal combustion engines (10, 11) and an electric generator (1). The engines (10, 11) are fitted with a plurality of cylinders (10a, 11a) which are arranged about a drive axle (100) in a distributed manner and which are suitable for the combustion of the biologically produced gas. The generator (1) comprises a drive axle (101) along which a shaft (30) is arranged, said shaft carrying a rotor (6). Said generator is coupled to the engines by means of two couplings (22, 21) situated on the shaft (30), the engagement for the torque transmission being individually releasable for each coupling.</p>			

BREV	Biogas driven generator set		
Inventeur(s)	James L. King Timothy Mintner	Date	1998-03-11
Demandeur(s)	KOHLER Co.	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	US
N° Brevet	57224948	Type	Brevet
Thème	Traitement du gaz et protection du moteur par injection d'huile en phase d'arrêt	Intérêt	*
Le système comporte un filtre qui élimine l'hydrogène sulfuré et les mercaptants, et la vapeur d'eau par un coalesceur. Un régulateur contrôle la pression de gaz en amont du carburateur, et de l'huile neutralisante est injectée en entrée à chaque arrêt du moteur pour le protéger contre les constituants acides du biogaz.			

BREV	Method of and apparatus for producing power		
Inventeur(s)	Uriyel Fischer	Date	2003-01-28
Demandeur(s)	Ormat Industries Ltd.	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	US
N° Brevet	6510695	Type	Brevet
Thème	Equipement permettant de réduire la consommation de combustible en utilisant le rayonnement solaire	Intérêt	*
Système comportant un réformeur de gaz utilisant l'énergie solaire, des turbines à gaz ou à vapeur et des turbines à cycle organique de Rankine.			

BREV	Method of utilizing a methane-containing biogas		
Inventeur(s)	Robert Rautenbach Suleyman Yuce Joachim Gebel Alexander Schmitt	Date	2003-8-5
Demandeur(s)	G.A.S. Energietechnologie GmbH	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	US
N° Brevet	6601543	Type	Brevet
Thème	Enrichissement du biogaz	Intérêt	*
Système d'enrichissement de biogaz par membrane. Le flux riche en méthane est dirigé vers le moteur à gaz, et le flux pauvre est renvoyé vers la source de biogaz.			

BREV	Compression feed for high humidity fuel gas		
Inventeur(s)	Michinobu Yoshida Toshiaki Saisho	Date	2005-3-15
Demandeur(s)	Kanamoto CO. Ltd	Langue	Anglais
Source	US Patent	Origine	USA
N° Brevet	6865877	Type	Brevet
Thème	Equipement pour alimenter une microturbine en gaz humide	Intérêt	**
Système de déshydratation comportant un échangeur à tubes fins de type refroidisseur d'air, où la vapeur d'eau est condensée et éliminée par un séparateur ou par adsorption. Le gaz est au préalable comprimé et donc échauffé, et la condensation est obtenue par une simple ventilation.			

d) Valorisation turbine

BREVTURB01	Turbine pour gaz de synthèse		
Inventeur(s)	DEAN ANTHONY JOHN; ALI MOHAMED A	Date	2007-01-25
Demandeur(s)	GEN ELECTRIC	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2007015916	Type	Brevet
Thème	Turbine à gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To recover useful energy from a cooling process as efficiently as possible.</p> <p>SOLUTION : The titled synthesis gas turbine (10) is provided with a burner (12) for producing a synthesis gas (20) having a highly concentrated carbon monoxide and hydrogen gas by reacting a hydrocarbon fuel (14) with at least one oxidizing agent (16) and steam (18) at a high temperature and under high pressure. A turbo expander (22) is fluidly communicated with the burner (12), takes out work from the synthesis gas (20), and cools the synthesis gas (20). The work can be used at least for producing electric energy or for energizing a component of the system.</p>			

BREVTURB02	Gaz turbine power generating device using biogaz as fuel		
Inventeur(s)	TATSUZAWA TADASHI; KOBAYASHI HIDEO; FUJI HIDEMI; AKIYAMA KAZUHO	Date	2003-03-05
Demandeur(s)	ISHIKAWAJIMA HARIMA HEAVY IND	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2003065084	Type	Brevet
Thème	Turbine à gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a gas turbine power generating device using biogas as a fuel capable of effectively using the whole quantity of biogas in which a yield varies and stable power generation of required power generation output.</p> <p>SOLUTION : The gas turbine power generator is provided with an anaerobic waste water treatment device 12 generating low calorie biogas 1 by treating organic waste water, a gas turbine generator 14 generating electricity by burning the whole quantity of biogas and a high calorie fuel supply device 16 supplying high calorie fuel 2 to a gas turbine generator as an auxiliary, wherein the power generation output is adjusted by the flow rate control of the high calorie fuel.</p>			

BREVTURB03	Gaz turbine co-generation system using biogaz as fuel		
Inventeur(s)	KAMIO ZENJI; SUZUKI TAKESHI	Date	2002-09-11
Demandeur(s)	MITSUI SHIPBUILDING ENG	Langue	
Source	INPI : esp@net	Origine	JP
N° Brevet	JP2002256883	Type	Brevet
Thème	Turbine à gaz	Intérêt	
<p>PROBLEM TO BE SOLVED : To provide a gas turbine co-generation system efficiently utilizing a surplus biogas.</p> <p>SOLUTION : The surplus of power generated by a turbo generation unit 5 is stored in a battery 7, and when the output of the turbo generation unit cannot cope with a load 8, the power stored in the battery is imparted to the load. Besides, warm water or vapor is heated by using the waste heat discharged from the generation unit. Further, as the fuel for the generation unit, a biogas (a) which is obtained by fermenting a raw material such as the excrement of livestock or organic waste in a fermenter 1 is used, and the surplus biogas is stored in a pressurized gas holder 4.</p>			

7.3.3

7.3.4 Thèses, publications, articles

Thèses et publications

- Rigaurte ORTEGA. « Traitement des biogaz par absorption » Thèse en cours, date de soutenance 31/12/2009.
- A. BILCAN. « **Caractérisation de la combustion dual-fuel à partir du biogaz** » 17/12/2003.
- C. CARNIER « Caractérisation de la combustion Dual-fuel alimentés au gaz de gazogène » stage DEA TZGP 2003.
- M. BEREZA. « Optimisation technico-économique de la valorisation du biogaz dans les moteurs à allumage commandé » oct 99 stage au DSEE.
- G. BRECCQ. « Contribution à la caractérisation du cliquetis dans les moteurs à gaz fonctionnant en mélange pauvre » 18/10/2002.

Articles extraits de périodiques

- Déchets science & technique, N°15 p.24-28, 1999. « Valorisation du biogaz par moteur à allumage commandé : une approche méthodologique du dimensionnement » Source : Base de données INIST CNRS « articleScience ».

7.3.5 Synthèse

Cette recherche documentaire sur le dépôt des brevets dans le domaine de la valorisation électrique des gaz de biomasse a débouché **sur un faible nombre de brevets** (une vingtaine en tout pour une requête à un niveau mondial), **le Japon et l'Allemagne** étant les plus actifs.

Les entreprises allemandes semblent se préoccuper particulièrement du traitement et de la valorisation moteurs. Les entreprises japonaises oeuvrent au niveau de la combinaison pile à combustibles gaz de biomasse et également sur le traitement.

En France, nous avons recensé le **laboratoire « Conversion et Planification Energétiques » de l'Ecole des Mines de Nantes** comme ayant travaillé spécifiquement sur la caractérisation et l'optimisation de la valorisation électrique moteurs des gaz de biomasse. Voir travaux cités ci-dessus. Leur thématique « Systèmes énergétiques Moteurs et Carburants Alternatifs » est centrée sur l'étude et l'optimisation du fonctionnement des moteurs à combustion interne et leur adaptation aux combustibles issus des déchets.

Exemples :

- Le fonctionnement en mélange pauvre : étude et prévention du cliquetis ; qualité du combustible gazeux.
- La valorisation énergétique des déchets : la gazéification des déchets solides et la combustion dual-fuel ; la caractérisation et la mise au point de biocombustibles à partir des déchets ; la combustion des biocombustibles liquides.

8. Table des illustrations

8.1 Table des figures

Figure 1 : Photo de l'unité pilote de gazéification de Moissannes	23
Figure 2 : Transformations d'une molécule de siloxane après la combustion	33
Figure 3 : Dégâts sur microturbinés	34
Figure 4 : Dépôts sur une couronne de piston	35
Figure 6 : Dépôts sur des tubes d'échangeur	35
Figure 7 : Evolution de la teneur des gaz d'échappement en polluants principaux en fonction de la richesse phi du mélange	38
Figure 8 : Système de contrôle de combustion LEANOX de Jenbacher	39
Figure 9 : Système de traitement du CO CLAIR de Jenbacher	40
Figure 10 : Schéma de définition du Point mort haut et Point mort bas d'un moteur	47
Figure 11 : Phase motrice (compression, combustion, détente) et phase de respiration (admission, échappement)	48
Figure 12 : Cycles thermodynamiques théoriques OTTO	48
Figure 13 : Cycle diesel Théorique	49
Figure 14 : Cycle réel d'un moteur à gaz	49
Figure 15 : Représentation du phénomène de cliquetis ou détonation	51
Figure 16 : Répartition des pertes et évolution du rendement en fonction du taux de compression	52
Figure 17 : Comparaison de différentes mesures de rendement réalisées sur site (différents types de moteur) en fonction de la puissance	52
Figure 18 : Mesures comparatives d'émissions NOx et CO sur différents sites de biogaz agricole en ALLEMAGNE	53
Figure 19: Cycle thermodynamique théorique de Brayton ou de Joule	54
Figure 20: Schéma de principe d'une turbine à gaz	54
Figure 21 : Rendement d'une turbine Centrax en fonction de la charge à différents taux de CH ₄	56
Figure 22 : Rendement et température de fonctionnement d'un moteur et d'une turbine	57
Figure 23 : Comparaison du rendement moteur et micro-turbine en fonction de la teneur en méthane	57
Figure 24 : Comparaison du rendement électrique d'une microturbine et d'un moteur en fonction du taux de charge	58
Figure 25 : Comparaison des émissions entre un moteur dual-fuel et une microturbine pour une pleine charge et une charge partielle	59
Figure 26: Schémas de principe de la turbine à vapeur	60
Figure 27 : Principe de la resurchauffe	61
Figure 28 : Principe de la resurchauffe avec soutirage	62
Figure 29 : Principe d'un cycle à régénération	63
Figure 30 : Cycles thermodynamiques théorique pour un moteur stirling	65
Figure 31 : Principe de fonctionnement d'un moteur stirling	65
Figure 32 : Schéma de principe d'un cycle combiné	66
Figure 33 : Principe du couplage moteur à gaz et cycle ORC	67
Figure 34 : Diagramme de bilan énergétique du couplage moteur-ORC (retour d'expérience)	67
Figure 35 : Diagramme théorique réalisable de bilan énergétique du couplage moteur-ORC	68
Figure 36 : Exemple de procédé général envisagé dans le cadre d'utilisation de biogaz dans une PEMFC	70
Figure 37 : Rendement électrique de moteurs, turbines à gaz et turbines à vapeur dans leur gamme de puissance	72
Figure 38 : Evolution de la puissance électrique installée pour le biogaz agricole en Allemagne	75
Figure 39 : Schéma d'un procédé de réfrigération	81
Figure 40 : Graphique des coûts d'un traitement sur lit d'oxydes de fer	85
Figure 41 : Schéma de principe de l'épuration biologique	87
Figure 42 : Schéma du procédé Thiopaq [®]	88
Figure 43 : Graphique des coûts d'un traitement biologique externe	89
Figure 44 : Comparaison de la durée de vie de l'huile avec ou sans un traitement PpteK	91
Figure 45 : Graphique comparant la charge et le coût spécifique de différents charbons actifs et du minerai de fer	91

<i>Figure 46 : Schéma d'un procédé de traitement par absorption sur glycols</i>	93
<i>Figure 47 : Schéma de fonctionnement du procédé OLGA</i>	96
<i>Figure 48 : Photo de l'unité OLGA à Moissannes</i>	96
<i>Figure 49 : Résultat de l'élimination de goudrons dans six conditions pendant le programme de test du procédé pilote OLGA. A gauche : concentrations en entrée. A droite : concentrations en sortie.</i>	97
<i>Figure 50 : Comparaison des performances du procédé OLGA avec le lavage humide basic</i>	97
<i>Figure 51 : Coûts d'investissement spécifique d'OLGA en fonction du débit de l'installation</i>	98
<i>Figure 52 : Évolution du coût des moteurs à gaz en fonction de leur puissance</i>	101
<i>Figure 53 : Variation du coût du groupes froid en fonction du débit</i>	101
<i>Figure 54 : Coût de maintenance des moteurs et microturbines en fonction de la puissance</i>	102
<i>Figure 55 : Puissance produite par des moteurs de différentes puissances électriques installées</i>	113
<i>Figure 56 : Graphique représentant le TRI d'une installation valorisant 90 % de la chaleur en fonction de la longueur du réseau pour différentes puissances installées</i>	119
<i>Figure 58: Graphique représentant le TRI et le RNC en fonction de la puissance installée</i>	123
<i>Figure 59 : Gamme de puissance des différentes marques de moteurs à biogaz</i>	125
<i>Figure 60 : Gamme de puissance des turbines à gaz</i>	125
<i>Figure 61 : Comparaison des puissances des différentes microturbines</i>	126
<i>Figure 62 : Rendement électrique en fonction de la puissance des différentes machines de production d'électricité à partir de biogaz</i>	126
<i>Figure 63 : Zoom sur les rendements en fonction des petites puissances</i>	127
<i>Figure 64 : Rendement thermique en fonction du rendement électrique des moteurs à gaz</i>	127

8.2 Table des tableaux

Tableau 1 : Les types de procédés (gazéification / production d'électricité) en fonction de critères de complexité, de technicité et de taille	23
Tableau 2: Compositions moyennes des biogaz	25
Tableau 3 : Teneur sur les principaux composés des biogaz	26
Tableau 4 : Teneurs en Métaux des biogaz en microgramme/m ³	26
Tableau 5 : Teneurs en COV, Halogénés et soufres des biogaz en mG/m ³	26
Tableau 6 : Exemple de la composition détaillée d'un gaz de décharge en COV	27
Tableau 7 : Comparaison des caractéristiques de gaz de gazogènes	28
Tableau 8 : Caractéristiques physiques des principaux composés des gaz de biomasse	30
Tableau 9 : Propriétés des principales molécules de siloxane trouvées dans le biogaz	33
Tableau 10 : Synthèse des composés et de leur problématique à la valorisation des gaz de biomasse	36
Tableau 11 : Récapitulatif des différents constituants à éliminer, leurs conséquences et les techniques de traitement appropriées	37
Tableau 12 : Valeurs d'émissions limites en mg/m ³ pour différents appareils de combustion à partir de biogaz en France	40
Tableau 13 : Valeurs d'émissions limites en mg/m ³ pour différents appareils de combustion En Allemagne	41
Tableau 14 : Comparaison du rendement du taux de compression et de la richesse du mélange entre un moteur à allumage commandé et spontané	50
Tableau 15 : Comparaison des conditions de fonctionnement d'une turbine et d'une microturbine	55
Tableau 16 : Les différentes technologies de piles à combustible	69
Tableau 17 : Synthèse des technologies Piles à combustible associées au biogaz	71
Tableau 18: Niveau de développement des technologies de production d'électricité et gaz de biomasse	72
Tableau 19: Comparaison thématique des turbines et des moteurs	73
Tableau 20 : Production d'électricité à partir de biogaz en Europe	74
Tableau 21 : Potentiel de production d'électricité à partir de gaz de décharge en UK, Allemagne, Espagne, France horizon 2015-2020	74
Tableau 22: Avantages et inconvénients des différentes techniques d'élimination des contaminants du biogaz	76
Tableau 23 : Exemples de traitement sur des stations d'épuration	83
Tableau 24 : Comparaison des fréquences de maintenance après l'installation d'un traitement d'AFT	90
Tableau 25 : Coûts d'exploitation avant et après l'installation d'un traitement de siloxanes	92
Tableau 26 : Synthèse des traitements du biogaz	95
Tableau 27 : Récapitulatif des fréquences des actes de maintenance avant et après mise en place d'un système de traitement amont	129
Tableau 28 : Tableau récapitulatif de la pertinence des machines en fonction des caractéristiques du site	137
Tableau 29 : Synthèse des références bibliographiques (hors brevet)	141
Tableau 30: Représentation des pays et thématiques pour les brevets recensés	182
Tableau 31: Liste des brevets répertoriés dans le domaine de la valorisation électrique des gaz de biomasse	183

9. Annexes

9.1 Annuaires des acteurs : fiches acteurs

Cet annuaire regroupe des acteurs du domaine du biogaz, la liste n'est pas exhaustive.

- Fiche n°1 : **Applied Filter Technology**
- Fiche n°2 : **Capstone**
- Fiche n°3 : **CarboTech AC GmbH**
- Fiche n°4 : **Caterpillar France S.A.**
- Fiche n°5 : **Centrax**
- Fiche n°6 : **Ciat**
- Fiche n°7 : **Cirmac**
- Fiche n°8 : **Clarke energy**
- Fiche n°9 : **Cogenco SAS**
- Fiche n°10: **Deutz**
- Fiche n°11: **ENER•G nedalo**
- Fiche n°12: **Eneria**
- Fiche n°13: **Euro power technology (Soffimat)**
- Fiche n°14: **Fuel cell energy**
- Fiche n°15: **GAS Environnement**
- Fiche n°16: **Gastec**
- Fiche n°17: **GEEnergy (jenbacher)**
- Fiche n°18: **Greenvironment**
- Fiche n°19: **GRS Valtech**
- Fiche n°20: **GTS Gas Treatment Service**
- Fiche n°21: **Haase**
- Fiche n°22: **Ingersoll Rand**
- Fiche n°23: **JP Fauché / Electro Gaz Distribution Services**
- Fiche n°24: **Köhler & Ziegler**
- Fiche n°25: **Lipp**
- Fiche n°26: **MAN**
- Fiche n°27: **Merichem**
- Fiche n°28: **Muche**
- Fiche n°29: **MTU-CFC**
- Fiche n°30: **Paques**
- Fiche n°31: **Perkins- secodi**
- Fiche n°32: **Pioneer air systems Inc**
- Fiche n°33: **PpTek**
- Fiche n°34: **Pro2**
- Fiche n°35: **Schnell**
- Fiche n°36: **Schmack Biogas AG**
- Fiche n°37: **Seguin-Follet**

Fiche n°38: **Seva**

Fiche n°39: **Siloxa Engineering AG**

Fiche n°40: **Solar Turbines Europe SA**

Fiche n°41: **Sulfatreat**

Fiche n°42: **Tedom**

Fiche n°43: **Turbec**

Fiche n°44: **Turbomach**

Fiche n°45: **Verdesis**

Fiche n°46: **Waukesha Dresser Produits Industriels**

Nom de l'entreprise

Applied Filter Technology

Fiche N° 1

Adresse

19524 75th Ave. S.E

Nombre d'employés -

CP

WA 98296

Type d'entreprise

PME

Ville

Snohomish

Pays

USA

Date de création

1971

Numéro de téléphone

360-668-6021

Site Web

<http://www.appliedfiltertechnology.com>

Domaine(s)

Traitement des siloxanes, du soufre, COV
Constructeur. Propose de remplacer le média quand il est saturé.

Type de traitement

Adsorption sur graphite actif

Gamme d'utilisation

0

Nombre d'installations biogaz

Plus de 50 dans le monde

Références

Références en Europe : décharge à Paris (traitement complet), Biffa et Huldenburg en Belgique (traitement de siloxanes), Itradec en France (traitement de l'H₂S)

Informations diverses

-

Partenariat(s)

Partenaire de Verdesis

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise	Capstone	Fiche N°2
<i>Adresse</i>	The Tramshed Beehive Yard Walcot Street	<i>Nombre d'employés</i> 251
<i>CP</i>	BA1 5BB	<i>Type d'entreprise</i> Petite multinationale
<i>Ville</i>	Bath	<i>Date de création</i> 1988
<i>Pays</i>	England, UK	
<i>Numéro de téléphone</i>	44 (0) 1225 731 354	
<i>Site Web</i>	http://www.microturbine.com	
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de micro turbines	
<i>Type de machine</i>	Microturbines	
<i>Gamme de puissance</i>	30-65-200-1000 kW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	Quelques centaines	
<i>Références</i>	La Ciotat : 18 microturbines de 65 kW brûlent du biogaz depuis juillet 2007 Rubi (Espagne) : 3 microturbines de 65 kW sont installées sur une STEP depuis novembre 2006 ...	
<i>Informations diverses</i>	Leader des constructeurs de microturbines	
<i>Partenariat(s)</i>	Partenariat de distribution :Verdesis ; Euro power technology soffimat ; Cogenco; Greenenvironment	
<i>Mots clés</i>	Constructeur - microturbine	

Nom de l'entreprise

CarboTech AC GmbH

Fiche N° 3

Adresse

Elisenstraße 119

Nombre d'employés -

CP

D-45139

Type d'entreprise -

Ville

Essen

Pays

Germany

Date de création -

Numéro de téléphone

+49 (201) 1 72 - 19 15

Site Web

<http://www.carbotech.de/en/index.php>

Domaine(s)

Constructeur de systèmes de traitement de biogaz

Type de traitement

Épuration du biogaz qualité gaz naturel par tamis moléculaire carboné, procédé d'adsorption sur charbon actif

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise	Caterpillar France S.A.	Fiche N° 4
<i>Adresse</i>	40, avenue Léon Blum	<i>Nombre d'employés</i> 2780
<i>CP</i>	38100	<i>Type d'entreprise</i> Groupe multinational
<i>Ville</i>	GRENOBLE	<i>Date de création</i> 1925
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	+33 4 76 23 70 00	
<i>Site Web</i>	http://france.cat.com/	
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de matériel pour le terrassement et la construction des routes, tracteurs, moteurs, ...	
<i>Type de machine</i>	Cogénération, moteur à gaz	
<i>Gamme de puissance</i>	463 à 1091 kW pour les moteurs à biogaz	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-	
<i>Références</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Italie : 20 sites : 30 MW - Portugal : 5 sites : 1675 kW - Espagne : 4 sites : 2500kW - Royaume Uni : plus de 60 sites : 118MW - Allemagne : 21 sites : 6140 kW - France : 2 sites : 2780 kW 	
<i>Informations diverses</i>	<p>Premier constructeur mondial de matériel de construction et d'exploitation minière, de moteurs diesel et à gaz naturel, et de turbines à gaz industrielles</p> <p>Solar Turbines (filiale) est un leader mondial dans la conception, la fabrication et la mise en service de turbines à gaz destinées aux industries de production d'énergie et gazières</p>	
<i>Partenariat(s)</i>	Partenariat de distribution avec Eneria (Bergerat Monnoyeur)	
<i>Mots clés</i>	Constructeur - moteur à gaz - turbine à gaz	

Nom de l'entreprise	Centrax		Fiche N° 5
<i>Adresse</i>	Rue de montbary ZA des sablons	<i>Nombre d'employés</i>	700
<i>CP</i>	45140	<i>Type d'entreprise</i>	Filiale de Rolls Royce
<i>Ville</i>	Ormes	<i>Date de création</i>	1946
<i>Pays</i>	France		
<i>Numéro de téléphone</i>	+ 33 (0)238 610404		
<i>Site Web</i>	http://www.centrax.eu.com/fr/gasturbine.htm		
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de turbine à gaz et composants		
<i>Type de machine</i>	Turbine à gaz		
<i>Gamme de puissance</i>	2,7 à 5,3 MW		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-		
<i>Références</i>	Packington (UK) 3,9 MW; Salzwedel (DE) 2* 4,5 MW		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	-		
<i>Mots clés</i>	Constructeur - turbine à gaz		

<i>Nom de l'entreprise</i>	Ciat	Fiche N° 6
<i>Adresse</i>	30 Avenue Jean-Falconnier □ BP 14	<i>Nombre d'employés</i> 2200
<i>CP</i>	01350	<i>Type d'entreprise</i> Groupe
<i>Ville</i>	Culoz	<i>Date de création</i>
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	+ 33 (0) 04 79 42 42 42	
<i>Site Web</i>	http://www.ciat.fr/	
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de climatiseurs, groupes réfrigérants, échangeurs...	
<i>Type de machine</i>	Groupe réfrigérant	
<i>Gamme de puissance</i>		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	Plusieurs dizaines	
<i>Références</i>	CET Lapouyade, CSDU Bailleul, CET Vienne, CET chatuzange...	
<i>Informations diverses</i>	-	
<i>Partenariat(s)</i>	-	
<i>Mots clés</i>	Constructeur – groupe froid	

Nom de l'entreprise

Cirmac

Fiche N° 7

Adresse

Business Park Apeldoorn P.O. Box 995 *Nombre d'employés-*

CP

7301 BE

Type d'entreprise

Filiale du
groupe Rosscor

Ville

Apeldoorn

Pays

The Netherlands

Date de création

-

Numéro de téléphone

(+31) (0)55 5340110

Site Web

<http://www.cirmac.com/>

Domaine(s)

Constructeur de systèmes de purification du biogaz (PSA
systeme...)

Type de traitement

Propose la maintenance de leurs systèmes

Pour la désulfuration : charbon actif, lavage à soude,
traitement biologique

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise**Clarke Energy****Fiche N° 8***Adresse*

Z.A. de la Malle □ RD 6

Nombre d'employés

100

CP

13320

Ville

Bouc Bel Air

*Type d'entreprise*Filiale du
groupe
Clarke*Pays*

France

Date de création

1977

Numéro de téléphone

04 42 90 75 75

Site Web<http://www.clarke-energy.co.uk/index.html>*Domaine(s)*

Cogénération au gaz naturel, traitement et valorisation de biogaz, traitement de lixiviats, méthanisation
Intégrateur qui propose aussi la maintenance et la formation des équipes clients.

Type de machine

Intègre des moteurs Jenbacher

Gamme de puissance

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Fournisseur pour :
CSDU Lapouyade : 2 x 1,1 Mwe (2005)
Montreuil sur Barse : 1 x 1 MWe

Informations diverses

-

Partenariat(s)

Partenariat de distribution des machines Jenbacher et des unités de traitement Haase

Mots clés

Intégrateur - moteur à gaz

Nom de l'entreprise

Cogenco SAS

**Fiche
N° 9**

Adresse

18 rue Saint-Vincent

Nombre d'employés -

CP

78100

Type d'entreprise Filiale de

Ville

Saint Germain

Dalkia

Pays

France

Date de création -

Numéro de téléphone

+33 (0)130 612 18

Site Web

<http://cogenco.co.uk/>

Domaine(s)

Cogénération clé en main
Intégrateur

Type de machine

Moteur à gaz

Gamme de puissance

105 kWel à 1750 kWel

Nombre d'installations biogaz

20 MWel installés

Références

300 kWel unit in Cambridge, UK

Informations diverses

Filiale de Dalkia depuis 2004, sur le marché de la
cogénération depuis 20 ans

Partenariat(s)

-

Mots clés

-

Nom de l'entreprise	Deutz	Fiche N°10
<i>Adresse</i>	115 rue du fossé blanc BP 39	<i>Nombre d'employés</i> 5327
<i>CP</i>	92234	<i>Type d'entreprise</i> Groupe
<i>Ville</i>	Gennevilliers Cedex	<i>Date de création</i> 1864
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	01 46 13 87 87	
<i>Site Web</i>	http://www.deutz.fr	
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de moteurs pour machines agricoles, véhicules, bateaux, machines industrielles et groupes électrogènes.	
<i>Type de machine</i>	Moteurs à gaz et moteur dual fuel	
<i>Gamme de puissance</i>	180-3600kW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-	
<i>Références</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Cour au Bois (Belgique) : 2x980 kW et 1x1150 kW - Vert le Grand : 3,6 MWel - Fresnoy-Folny : 626 kW - Crépy en Valois : 2,5 Mwe - ... 	
<i>Informations diverses</i>	-	
<i>Partenariat(s)</i>	-	
<i>Mots clés</i>	Constructeur - moteur à gaz	

Nom de l'entreprise

ENER•G nedalo

**Fiche
N° 11**

Adresse

Postbus 4

Nombre d'employés -

CP

NL-3640 AA

Type d'entreprise -

Ville

Mijdrecht

Pays

The Netherlands

Date de création -

Numéro de téléphone

+31 (0) 297 29 32 00

Site Web

<http://www.nedalo-energ.nl/>

Domaine(s)

Cogénération
Constructeur

Type de machine

MAN Perkins

Gamme de puissance

300 à 1150 kWel

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

Fabrique des modules de cogénération autour de
moteur à gaz Otto

Partenariat(s)

Partenariat avec CGST Save

Mots clés

Constructeur - moteur à gaz

Nom de l'entreprise**Eneria****Fiche N° 12***Adresse*

7 bis rue de la rivière

Nombre d'employés

486

CP

31650

*Type d'entreprise*Filiale de
caterpillar*Ville*

Saint Orens de Gameville

Pays

France

Date de création

1990

Numéro de téléphone

05 61 00 97 10

Site Web<http://www.eneria.com>*Domaine(s)*Installation, maintenance, suivi de centrales d'énergies
(groupes électrogène, cogénération, turbine...)
Intégrateur, maintenance*Type de machine*Moteur, turbine à gaz et cogénération (caterpillar,
turbec,*Gamme de puissance*

310 kW à 2000 kW

Nombre d'installations biogaz

3

*Références*Biogaz : Pihourcq, STEP de Marseille
Gazéification : unité pilote de Moissanes*Informations diverses*Exploite pas seulement des machines Caterpillar,
aussi MAN, Turbec...*Partenariat(s)*

Partenariat d'exploitation avec Caterpillar

Mots clés

intégrateur - moteur à gaz - turbine

Nom de l'entreprise	Euro power technology (Soffimat)	Fiche N° 13
<i>Adresse</i>	22 rue de la Grande Armée	<i>Nombre d'employés</i> 70
<i>CP</i>	75017	<i>Type d'entreprise</i> Groupe
<i>Ville</i>	Paris	<i>Date de création</i> 1988
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	01 55 37 46 00	
<i>Site Web</i>	http://www.soffimat.fr	
<i>Domaine(s)</i>	Production d'énergie, cogénération, gazéification. Intégrateur, maintenance	
<i>Type de machine</i>	Microturbine capstone	
<i>Gamme de puissance</i>	30-200kW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-	
<i>Références</i>	-	
<i>Informations diverses</i>	Proposition de visite de site.	
<i>Partenariat(s)</i>	Capstone	
<i>Mots clés</i>	intégrateur - microturbine	

Nom de l'entreprise	Fuel cell energy	Fiche N° 14
<i>Adresse</i>	3 Great Pasture Road □	<i>Nombre d'employés</i> 390
<i>CP</i>	CT 06813	<i>Type d'entreprise</i> PME
<i>Ville</i>	Danbury	<i>Date de création</i> 1969
<i>Pays</i>	USA	
<i>Numéro de téléphone</i>	203-825-6000	
<i>Site Web</i>	http://www.fuelcellenergy.com	
<i>Domaine(s)</i>	Piles à combustible Constructeur	
<i>Type de machine</i>	Piles à combustible	
<i>Gamme de puissance</i>	300 kW-1,2 MW-2,4 MW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	17	
<i>Références</i>	-	
<i>Informations diverses</i>	Leader dans le domaine des piles à combustible	
<i>Partenariat(s)</i>	Partenariat stratégique : caterpillar, CFC solutions	
<i>Mots clés</i>	Constructeur - pile à combustible	

<i>Nom de l'entreprise</i>	GAS Environnement		Fiche N°15
<i>Adresse</i>	Parc d'Activités Alpespace – Francin; 161, voie Jean-François Champollion	<i>Nombre d'employés</i>	120
<i>CP</i>	73800	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	Montmélian	<i>Date de création</i>	-
<i>Pays</i>	France		
<i>Numéro de téléphone</i>	04 79 84 44 44		
<i>Site Web</i>	http://www.gas-environnement.fr		
<i>Domaine(s)</i>	Valorisation du biogaz de décharge Intégrateur / exploitant		
<i>Type de machine</i>	Moteurs Deutz		
<i>Gamme de puissance</i>	-		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	3		
<i>Références</i>	Vert le Grand (91) : 3,6 Mwe; Fresnoy-Folny (76) : 626 kWe; Audenge (33) : 1200 kWe		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	-		
<i>Mots clés</i>	Intégrateur - moteur à gaz		

Nom de l'entreprise	Gastec	Fiche N° 16
<i>Adresse</i>	38 Avenue Jean Jaurès	<i>Nombre d'employés</i> 30
<i>CP</i>	78440	<i>Type d'entreprise</i> Filiale de Suez
<i>Ville</i>	GARGENVILLE	<i>Date de création</i> 1999
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	01 30 98 12 94	
<i>Site Web</i>	http://www.fairtec.fr/	
<i>Domaine(s)</i>	Valorisation électrique du biogaz Intégrateur / exploitant	
<i>Type de machine</i>	Moteurs à gaz Jenbacher ou Deutz	
<i>Gamme de puissance</i>	323- 1400 kW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	20 exploitations en France, 25MW	
<i>Références</i>	Vémars, Téting sur Nied, Sansay, Hanches, Hersin...	
<i>Informations diverses</i>	De l'évaluation du potentiel à la réalisation puis l'exploitation. Bénéficie de retour d'expérience en France	
<i>Partenariat(s)</i>	-	
<i>Mots clés</i>	Intégrateur- moteur	

Nom de l'entreprise	GEEnergy (jenbacher)	Fiche N° 17
<i>Adresse</i>	2-4 rue Pillet Will	<i>Nombre d'employés</i> 36000
<i>CP</i>	75009	<i>Type d'entreprise</i> Groupe multinational
<i>Ville</i>	Paris	<i>Date de création</i> -
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	-	
<i>Site Web</i>	http://ge.ecomagination.com/site/fr	
<i>Domaine(s)</i>	Production d'énergie (éolien, nucléaire, moteurs, solaire...) Constructeur	
<i>Type de machine</i>	Moteur à gaz	
<i>Gamme de puissance</i>	De 0.25 à 3 MW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	Plus de 1000 installations qui représentent environ 1080 MW	
<i>Références</i>	Exemples : Montreuil sur brase ; 1 x 1,1 MweI Lapouyade : 2 x 1,1 MweI	
<i>Informations diverses</i>	Un des leaders des technologies de production d'énergie et de transport d'énergie	
<i>Partenariat(s)</i>	-	
<i>Mots clés</i>	Constructeur - moteur à gaz	

Nom de l'entreprise**Greenenvironment****Fiche N° 18**

<i>Adresse</i>	Charlottenstraße 80	<i>Nombre d'employés</i>	18
<i>CP</i>	10117	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	Berlin	<i>Date de création</i>	2002
<i>Pays</i>	Germany		
<i>Numéro de téléphone</i>	+49 (0)30 - 20 65 879-0		
<i>Site Web</i>	http://www.greenenvironment.de/		
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur d'ORC et Installateur de cogénération biogaz à partir de microturbine et ORC		
<i>Type de machine</i>	Microturbine Capstone et ORC		
<i>Gamme de puissance</i>	-		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-		
<i>Références</i>	Kupferzell	130	kW
	Eiterfeld	130	kW
	Kehl	260	kW
	Mikkeli	150	kW
	Virrat	30	kW
	ex d'installations avec microturbine +ORC : Talheim 330 kW; Remlingen 550 kW		
<i>Informations diverses</i>	Propose de racheter le biogaz. À partir 4000 m3 de biogaz par jour.		
<i>Partenariat(s)</i>	Capstone		
<i>Mots clés</i>	Constructeur - ORC - intégrateur - microturbine		

Nom de l'entreprise

GRS Valtech

Fiche N° 19

Adresse

327 rue des Mercières

Nombre d'employés

180

CP

69140

Type d'entreprise

Filiale de

Ville

RILLIEUX-LA-PAPE

Véoloa

propreté

Pays

France

Date de création

1990

Numéro de téléphone

0472018181

Site Web

-

Domaine(s)

Intégrateur / exploitant de STEP, centre de tri, centrale biogaz, décontamination des sols

Type de machine

Moteur
Jenbacher

Gamme de puissance

500-1400 kWel

Nombre d'installations biogaz

10

Références

Une dizaine de centrales allant de 800 kW à 4,2 MW :
CSD Rilleux la pape
Lapouyade
Montreuil

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Intégrateur - moteur

Nom de l'entreprise

GTS Gas Treatment Service

Fiche N° 20

Adresse

Timmerfabriekstraat 12

Nombre d'employés -

CP

2861 GV

Type d'entreprise PME

Ville

Bergambacht

Pays

The Netherlands

Date de création -

Numéro de téléphone

(+31) 182 - 621890

Site Web

<http://www.gastreatmentservices.com/>

Domaine(s)

Spécialisé dans le traitement des gaz
Intégrateur / maintenance

Type de traitement

Système de réfrigération (cryogénie à -25°C) pour éliminer
la plupart des contaminants du biogaz

Gamme d'utilisation

De 75 m³/h à 5600 m³/h

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

Distributeur du procédé de pioneer

Partenariat(s)

Partenariat avec RPM

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise**Haase****Fiche N° 21***Adresse*

Gadelander Strasse 172

Nombre d'employés -*CP*

D-24531

Type d'entreprise -*Ville*

Neumuenster

Pays

Germany

Date de création -*Numéro de téléphone*

+49 (4321) 878-0

Site Web<http://www.haase-energietechnik.de/>*Domaine(s)*

Spécialisé dans le traitement des lixiviats, du biogaz et des gaz pollués dans des installations de méthanisation de déchets ou des sites d'enfouissement constructeur

Type de traitement

-

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

Plus de 700 décharges et sites industriels équipés de produits HAASE dans le monde

Références

Luebeck : méthanisation de 150 000T/an d'OM

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise

Ingersoll Rand

Fiche N°22

Adresse

30 New Hampshire Ave

Nombre d'employés -

CP

NH 03801

Type d'entreprise

Groupe

Ville

Portsmouth

Pays

USA

Date de création

1871

Numéro de téléphone

-

Site Web

http://energy.ingersollrand.com/IS/category_nolinks.aspx-en-18217

Domaine(s)

Constructeur de compresseurs, équipements de réfrigération, pompes, microturbines...

Type de machine

Microturbines

Gamme de puissance

70 kW et 250kW

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Lancaster (USA), 250 kW

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Constructeur microturbine

<i>Nom de l'entreprise</i>	JP Fauché / Electro Gaz Distribution Services	<i>Fiche N° 23</i>
<i>Adresse</i>	Route de Moissac, RD 927	<i>Nombre d'employés</i> -
<i>CP</i>	82130	<i>Type d'entreprise</i> PME
<i>Ville</i>	Lafrançaise	<i>Date de création</i> 1963
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	05 63 65 85 33	
<i>Site Web</i>	http://www.fauche.com/	
<i>Domaine(s)</i>	Installations électriques, systèmes automatiques, centrales solaires et biogaz, groupes électrogènes... Intégrateur	
<i>Type de machine</i>	Moteur gaz WAUKESHA, cogénération	
<i>Gamme de puissance</i>	-	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	1000 kW	
<i>Références</i>	Biovale, Capoulade, STEP Lille Marquette.	
<i>Informations diverses</i>	Electro Gaz Distribution Services (EGDS) est une filiale de JP Fauché, qui s'occupe spécifiquement des moteurs Waukesha	
<i>Partenariat(s)</i>	Partenariat de distribution avec Waukesha	
<i>Mots clés</i>	Intégrateur - moteur à gaz - cogénération	

Nom de l'entreprise

Köhler & Ziegler

Fiche N° 24

Adresse

Auweg 10 c

Nombre d'employés

-

CP

35457

Type d'entreprise

-

Ville

Lollar

Date de création

-

Pays

Germany

Numéro de téléphone

+49 (0) 64 06 / 91 03 0

Site Web

<http://www.koehler-ziegler.de/>

Domaine(s)

Cogénération gaz naturel, biogaz

Type de traitement

Désulfuration, traitement des siloxanes, séchage,
enrichissement du méthane

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Nom de l'entreprise

Lipp

Fiche N° 25

Adresse

Industriestrasse

Nombre d'employés -

CP

D-73497

Type d'entreprise

PME

Ville

Tannhausen

Pays

Germany

Date de création -

Numéro de téléphone

++49 (0)7964 9003-0

Site Web

<http://www.lipp-system.de/>

Domaine(s)

Construction de cuve pour le traitement d'effluent, de biogaz
constructeur

Type de traitement

Procédé d'épuration biologique

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise

MAN

Fiche N° 26

Adresse

Z.I. - 12 avenue du Bois de l'Epine

Nombre d'employés

-

CP

□91008

Type d'entreprise

Groupe
multinational

Ville

EVRY Cedex

Pays

France

Date de création

1967

Numéro de téléphone

-

Site Web

http://www.man.fr/company/company_index.htm

Domaine(s)

Camions, bus, moteurs
constructeur

Type de machine

Moteur à gaz, 4 à 6 cylindres

Gamme de puissance

47 kW à 400 kW

Nombre d'installations biogaz

-

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Constructeur moteur à gaz

Nom de l'entreprise**Merichem****Fiche N°27***Adresse*

846 East Algonquin Road, Suite A100

Nombre d'employés -*CP*

IL 60173

Type d'entreprise -*Ville*

Schaumburg

Pays

USA

Date de création -*Numéro de téléphone*

(847) 285-3850

Site Web<http://www.gtp-merichem.com>*Domaine(s)*

Procédés et produits de traitement d'industrie chimique et pétrolière

Constructeur

Type de traitement

-

Gamme d'utilisation

De 25 kg à 15,24 tonnes de soufre par jour

Nombre d'installations biogaz

Plus d'une dizaine de référence

Références

-

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise

Muche

Fiche N° 28

Adresse

Burgsteinfurter Damm 89

Nombre d'employés -

CP

D-48485

Type d'entreprise -

Ville

Neuenkirchen

Pays

Germany

Date de création -

Numéro de téléphone

+49 52 61 / 7 70 80-0

Site Web

<http://www.muche-ka.de>

Domaine(s)

Traitement de biogaz de station d'épuration, déhumidification, désulfurisation, élimination des siloxanes

Constructeur

Type de traitement

-

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Référence sur les stations d'épuration en Allemagne

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise

MTU-CFC

Fiche N° 29

Adresse

Postfach

Nombre d'employés

70

CP

81663

Type d'entreprise

filiale d'une
multinationale

Ville

Munich

Pays

Germany

Date de création

2002

Numéro de téléphone

+49 89 203042-800

Site Web

<http://www.mtu-cfc.com/>

Domaine(s)

Piles à combustible
intégrateur

Type de machine

Piles à combustible MCFC

Gamme de puissance

250 kW

Nombre d'installations biogaz

3

Références

Euroindustriepark München, 2007; Leonberg, 2006;
Ahlen, 2005

Informations diverses

Filiale de Tognum, groupe spécialisé dans les
moteurs (pour avions, bateau, machines), moteurs à
gaz et turbines pour la production d'énergie

Partenariat(s)

-

Mots clés

Constructeur pile à combustible

Nom de l'entreprise**Paques****Fiche N° 30***Adresse*

P.O. Box 52

Nombre d'employés -*CP*

8560 AB

Type d'entreprise PME*Ville*

BALK

Pays

The Netherlands

Date de création -*Numéro de téléphone*

31514608500

Site Web<http://www.paques.nl/en/>*Domaine(s)*Traitement H₂S et SO₂
Constructeur / maintenance*Type de traitement*

Thiopaq : traitement biologique

*Gamme d'utilisation*De 50 à 3500 Nm³/h*Nombre d'installations biogaz*

Plus de 100 références dans le monde

Références

Nombreuses références dans le monde

Informations diverses

-

*Partenariat(s)*Coopération avec Shell Global Solutions
International BV*Mots clés*

Traitement

Nom de l'entreprise

Perkins-secodi

Fiche N°31

Adresse

15 rue Marcel Sembat

Nombre d'employés -

CP

44100

Type d'entreprise

Groupe
multinational

Ville

Nantes

Pays

France

Date de création

1932

Numéro de téléphone

01 49 90 71 71

Site Web

<http://www.perkins-fr.com/>

Domaine(s)

Fabrication de moteurs (bateaux, agricoles, industriels, pour la production d'énergie)

Constructeur

Type de machine

Moteur à gaz à allumage par étincelle – Moteur dual fuel

Gamme de puissance

322-842 kW

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Mont Saint-Guibert, Belgique, 9 MWel, 1996

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Constructeur moteur à gaz

<i>Nom de l'entreprise</i>	Pioneer air systems Inc	<i>Fiche N° 32</i>	
<i>Adresse</i>	210 Flatfork Road,	<i>Nombre d'employés</i> -	
<i>CP</i>	TN 37887	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	Wartburg	<i>Date de création</i> -	
<i>Pays</i>	USA		
<i>Numéro de téléphone</i>	(423) 346-6693		
<i>Site Web</i>	http://www.pioneerair.com/		
<i>Domaine(s)</i>	Constructeur de compresseurs, équipements de réfrigération... Constructeur		
<i>Type de traitement</i>	-		
<i>Gamme d'utilisation</i>	De 75 m ³ /h à 5600 m ³ /h		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>			0
<i>Références</i>	-		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	-		
<i>Mots clés</i>	Traitement		

Nom de l'entreprise

PpTek

Fiche N° 33

Adresse

Orchard Business Park North End
Road Yapton, Nr Arundel

Nombre d'employés

-

CP

BN18 0GA

Type d'entreprise

PME

Ville

West Sussex

Pays

UK

Date de création

-

Numéro de téléphone

44124358403
4

Site Web

<http://www.pptek.co.uk/>

Domaine(s)

Élimination des siloxanes
Constructeur et propose la régénération de leur média

Type de traitement

Procédé par adsorption

Gamme d'utilisation

< 3500 m³/h

Nombre d'installations biogaz

une dizaine

Références

Harnaspolder STW (hollande, 3000 m³/h)
Stoke Bardolph STW (UK, 2000 m³/h)
Fullerton STW (UK, 175 m³/h)
Poole STW (UK, 650 m³/h)
Ferrara Landfill (Italy)

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise**Pro2****Fiche N° 34**

<i>Adresse</i>	2, rue Thomas Edison	<i>Nombre d'employés</i>	74
<i>CP</i>	67450	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	MUNDOLSHEIM	<i>Date de création</i>	1994
<i>Pays</i>	France		
<i>Numéro de téléphone</i>	+33 / 3 88 18 13 26		
<i>Site Web</i>	http://www.pro-2.fr/		
<i>Domaine(s)</i>	Développement et la construction d'installations « clés en main » pour la valorisation du biogaz de méthanisation, du gaz d'épuration, du gaz naturel, du gaz de décharge et du gaz de mine Intégrateur / maintenance		
<i>Type de machine</i>	Moteur Man et Deutz		
<i>Gamme de puissance</i>	190-1700 kWel		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-		
<i>Références</i>	STEP de Baden Baden et de Forchheim, installation de méthanisation des déchets ménagers de Varennes-Jarcy, CET de Monistrol-sur-Loire, CET de Vienne-Saint-Alban ...		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	Coopération avec Turbec pour développer des microturbines au biogaz		
<i>Mots clés</i>	Intégrateur		

Nom de l'entreprise

Schnell

Fiche N° 35

Adresse

Schattbucher Straße 11

Nombre d'employés

35

CP

88279

Type d'entreprise

PME

Ville

Amtzell

Pays

Germany

Date de création

1992

Numéro de téléphone

+49-75 20 96 61-0

Site Web

<http://www.schnellmotor.de>

Domaine(s)

Installations de cogénération de biogaz
Intégrateur / maintenance

Type de machine

Centrales de cogénération à injection pilote pour le biogaz

Gamme de puissance

30 à 265 kW

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Une vingtaine de références en Allemagne

Informations diverses

Ils modifient des moteurs Perkins, Sisu et Scania, ils utilisent un système d'injection pilote.

Partenariat(s)

-

Mots clés

Intégrateur - moteur à gaz

Nom de l'entreprise

Schmack Biogas AG

Fiche N° 36

Adresse

Bayernwerk 8

Nombre d'employés

-

CP

D-92421

Type d'entreprise

PME

Ville

Schwandorf

Pays

Germany

Date de création

1995

Numéro de téléphone

+49 (0) 94 31/ 751 - 0

Site Web

<http://www.schmack-biogas.com/>

Domaine(s)

Purification du biogaz
Intégrateur / maintenance

Type de traitement

Procédé Carbotech : Refroidissement, désulfuration sur charbon actif, filtre à tamis moléculaires en carbone

Gamme d'utilisation

500 à 5.000 Nm³/h

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Beaucoup de références en Allemagne

Informations diverses

-

Partenariat(s)

Carbotech, Köhler&Ziegler

Mots clés

Traitement

<i>Nom de l'entreprise</i>	Seguin-Follet	<i>Fiche N° 37</i>
<i>Adresse</i>	31 rue d'Arras	<i>Nombre d'employés</i> 490
<i>CP</i>	92000	<i>Type d'entreprise</i> PME
<i>Ville</i>	NANTERRE	<i>Date de création</i> 1969
<i>Pays</i>	France	
<i>Numéro de téléphone</i>	01.47.86.11.15	
<i>Site Web</i>	http://www.seguin-follet.fr/	
<i>Domaine(s)</i>	Groupes électrogènes, installations de centrales d'énergie Intégrateur / maintenance	
<i>Type de machine</i>	MAN	
<i>Gamme de puissance</i>	50 à 400 kW	
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-	
<i>Références</i>	-	
<i>Informations diverses</i>	Études préliminaires, les études de dimensionnement des installations, ainsi que l'assistance au montage global puis maintenance	
<i>Partenariat(s)</i>	Représentant MAN	
<i>Mots clés</i>	Intégrateur - moteur à gaz	

<i>Nom de l'entreprise</i>	Seva	Fiche N° 38	
<i>Adresse</i>	Europa-Allee 14	<i>Nombre d'employés</i>	-
<i>CP</i>	D-49685	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	Emstek	<i>Date de création</i>	1982
<i>Pays</i>	Germany		
<i>Numéro de téléphone</i>	+49 4473 9281-0		
<i>Site Web</i>	http://www.seva.de/f-index.htm		
<i>Domaine(s)</i>	Centrales de cogénération au biogaz et à l'huile végétale Intégrateur / maintenance		
<i>Type de machine</i>	Caterpillar, MAN, Deutz, Volvo		
<i>Gamme de puissance</i>	171-1650 kW		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	Puissance installée en tout : plus de 100 MW		
<i>Références</i>	Environ 200 références en Allemagne, et quelques une au Japon.		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	-		
<i>Mots clés</i>	Intégrateur - moteur à gaz		

Nom de l'entreprise

Siloxa Engineering AG

Fiche N° 39

Adresse

Katernberger Str. 107

Nombre d'employés -

CP

D-45327

Type d'entreprise -

Ville

Essen

Pays

Germany

Date de création -

Numéro de téléphone

+49 (0201) 2 89 51 -0

Site Web

<http://www.siloxa.de/>

Domaine(s)

Traitement et épuration des biogaz, élimination des siloxanes
Constructeur et propose la régénération de leur média

Type de traitement

-

Gamme d'utilisation

-

Nombre d'installations biogaz

-

Références

100 références dans l'élimination de siloxanes

Informations diverses

-

Partenariat(s)

-

Mots clés

Traitement

Nom de l'entreprise

Solar Turbines Europe SA

Fiche N° 40

Adresse

Avenue des Etats- Unis 1 BP1

Nombre d'employés -

CP

B-6041

Ville

Gosselies

Type d'entreprise

Filiale d'une
multinationale

Pays

Belgique

Date de création

-

Numéro de téléphone

(+32) 71-25-3000

Site Web

<http://mysolar.cat.com>

Domaine(s)

Turbines
Constructeur

Type de machine

Turbines à gaz

Gamme de puissance

1,2 à 15 MW pour les turbines

Nombre d'installations biogaz

82 soit 324 MW pour les turbines

Références

Claye Souilly

Informations diverses

Filiale de Caterpillar

Partenariat(s)

Partenariat de distribution avec Turbomach

Mots clés

Constructeur - turbine à gaz

Nom de l'entreprise

sulfatreat

Fiche N° 41

<i>Adresse</i>	17998 Chesterfield Airport Road Suite 215	<i>Nombre d'employés-</i>	
<i>CP</i>	MO 63005	<i>Type d'entreprise</i>	PME
<i>Ville</i>	Chesterfield	<i>Date de création</i>	-
<i>Pays</i>	USA		
<i>Numéro de téléphone</i>	6365322189		
<i>Site Web</i>	http://www.sulfatreat.com/		
<i>Domaine(s)</i>	Procédé de désulfurisation désulfurisation du gaz constructeur		
<i>Type de traitement</i>	Désulfurisation		
<i>Gamme d'utilisation</i>	-		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-		
<i>Références</i>	-		
<i>Informations diverses</i>	-		
<i>Partenariat(s)</i>	-		
<i>Mots clés</i>			

Nom de l'entreprise**Tedom****Fiche N° 42***Adresse*

Belgická 4685/15□

Nombre d'employés

750

CP

466 05

Type d'entreprise

PME

Ville

Jablonec nad Nisou

Pays

Rep. Tchèque

Date de création

1991

Numéro de téléphone

420483363111

Site Web<http://engines.tedom.eu/>*Domaine(s)*Bus, cogénération, moteurs
constructeur*Type de machine*

Moteur à biogaz, cogénération

Gamme de puissance

81-158 kW

*Nombre d'installations biogaz*Plusieurs dizaines, voire
centaines.*Références*

Nombreuses références sur des STEP, CET, fermes.

*Informations diverses*Vend des moteurs au biogaz et propose également des
installations « clef en main »*Partenariat(s)*

-

Mots clés

Constructeur - moteur à gaz

Nom de l'entreprise

Turbec

Fiche N° 43

Adresse

Via Statale, 20/A

Nombre d'employés -

CP

440 40

Ville

Corporeno

Type d'entreprise

Filiale de Volvo
Aero et ABB, petite
entreprise

Pays

Italia

Date de création

1998

Numéro de téléphone

390516835273

Site Web

<http://www.turbec.com>

Domaine(s)

Microturbine
constructeur

Type de machine

Installation de cogénération avec une
microturbine

Gamme de puissance

100 kWel

Nombre d'installations biogaz

-

Références

Malmö (Suède), déchets agricoles, 2006

Informations diverses

Vend un seul modèle

Partenariat(s)

Coopération avec Pro2 pour développer des
microturbines au biogaz

Mots clés

Microturbine

Nom de l'entreprise**Turbomach****Fiche N° 44***Adresse*11, rue de la Mare à Tissier
BP 73 ☐ F*Nombre d'employés*

500

CP

91280

*Type d'entreprise*Groupe
multinational*Ville*

St-Pierre-du-Perray

Pays

France

Date de création

1979

Numéro de téléphone

+33 1 69 89 0000

Site Web<http://www.turbomach.com/>*Domaine(s)*Cogénération
Intégrateur / maintenance*Type de machine*

Installations complètes avec turbines à gaz, à vapeur

*Gamme de puissance*1 à 30 MW pour les turbines à gaz; 5 à 22 MW pour les
turbines à vapeur*Nombre d'installations biogaz*

4

Références

Claye Souilly

*Informations diverses*Vend des kits qui contiennent des équipement de solar
turbines (Caterpillar) et MAN TURBO*Partenariat(s)*

Relations avec Caterpillar et Solar turbines

Mots clés

Intégrateur - turbine à gaz ou à vapeur

Nom de l'entreprise**Verdesis****Fiche N° 45**

<i>Adresse</i>	18, rue du Manège	<i>Nombre d'employés</i>	-
<i>CP</i>	1301	<i>Type d'entreprise</i>	PME filiale de EDF
<i>Ville</i>	Wavre	<i>Date de création</i>	-
<i>Pays</i>	Belgique		
<i>Numéro de téléphone</i>	+32 (0)10 43 46 68		
<i>Site Web</i>	www.verdesis.net/		
<i>Domaine(s)</i>	Valorisation énergétique du biogaz, solutions de traitement et filtration du biogaz Intégrateur / exploitant / maintenance		
<i>Type de traitement</i>	Éponges ferrugineuses pour H ₂ S, adsorption des COV, adsorption multi couche pour siloxanes H ₂ S et COV		
<i>Gamme d'utilisation</i>	Pour H ₂ S : >1000 m ³ /h ou >1000 mg/m ³ pour COV : >3000 m ³ /h		
<i>Type de machine</i>	Microturbines		
<i>Gamme de puissance</i>	30 kW - 65 kW - 200 kW		
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	-		
<i>R</i>	Références valorisation électrique: La Ciotat: 18 microturbines 1,2MW Isnes (Belgique) : 2 microturbines 60 kW Spreasiano (Italie) : 2 microturbines 60 kW Références traitement: Bruxelles : traitement de 2000 Nm ³ /h alimentant 3,2 MW (moteurs) Claye Souilly : traitement de 7500 m ³ /h alimentant une turbine solar de 10 MW Mons (Belgique): traitement H ₂ S pour 2 MW (moteurs) Braine le Château (Belgique) : traitement siloxanes pour 2000 Nm ³ /h, 3 MW moteurs ...		
<i>Informations diverses</i>			
<i>Partenariat(s)</i>	Partenariat de distribution avec Capstone. Exclusivité en Belgique et en Suisse		
<i>Mots clés</i>	Intégrateur - microturbine		

<i>Nom de l'entreprise</i>	Waukesha Industriels	Dresser	Produits	<i>Fiche N° 46</i>
<i>Adresse</i>	3, rue Saint-Pierre - BP 87		<i>Nombre d'employés</i>	700
<i>CP</i>	14110		<i>Type d'entreprise</i>	Filiale du groupe Dresser
<i>Ville</i>	Condé sur Noireau		<i>Date de création</i>	1906
<i>Pays</i>	France			
<i>Numéro de téléphone</i>	+33 2 31 59 59 64			
<i>Site Web</i>	http://www.waukeshaengine.com			
<i>Domaine(s)</i>	Compresseur, pompes, moteurs, générateur Constructeur			
<i>Type de machine</i>	Moteurs à gaz (avec ou sans cogénération) – Moteur dual fuel			
<i>Gamme de puissance</i>	425 -1400 kW			
<i>Nombre d'installations biogaz</i>	466, qui produisent 316 Mwe dans le monde			
<i>Références</i>	De nombreuses références aux USA Biovale : 6,2 MW Capoulade : 1,7 MW			
<i>Informations diverses</i>	-			
<i>Partenariat(s)</i>	Fait parti du réseau de distribution Electro gaz distribution services			
<i>Mots clés</i>	Constructeur - moteur à gaz			

9.2 Retour des enquêtes

9.2.1 Méthodologie

En première approche, nous avons listé les acteurs sur la base des contacts de SOLAGRO, de l'annuaire européen (VAL03) et d'une recherche Internet.

Ces acteurs opèrent dans différents domaines, ils sont soit simple motoriste, intégrateur ou pour quelques-uns développeur/exploitant. Pour les motoristes, le contact intéressant est parfois, selon le mode de distribution du matériel, l'intégrateur opérant sur le marché français, le motoriste n'ayant pas d'antenne au niveau national mais souvent au niveau des grandes zones mondiales du marché (Europe, Asie,...)

La première partie de l'enquête a consisté à rechercher les informations disponibles sur chaque acteur sur Internet, telles que coordonnées, type de produits, gamme de produits, références.

Ensuite, dans la plupart des cas, le premier contact a été fait par courriel, afin d'expliquer le contexte de l'étude et d'expliquer quels types d'informations nous recherchions.

Suite à ce premier contact, nous avons eu des retours soit par courriels soit par téléphone. Et dans les cas où nous n'avons pas reçu de réponse, nous les avons recontactés par téléphone.

Nous avons ensuite traité les informations que nous avons obtenues pendant les entretiens et par les documents que nous avons reçus.

Pendant toute la phase d'enquête, nous avons établi un suivi des contacts pour chacun des acteurs.

9.2.2 Recensement des acteurs

a) Les constructeurs

Liste des principaux constructeurs de machines (moteurs, turbines, PAC) :

MT=Microturbine, MG=moteur à gaz, MD=moteur dual-fuel, TG=turbine à gaz, PAC=pile à combustible.

	Entreprise	Adresse	CP	Ville	Pays	Site internet
MT	CAPSTONE	The tramshed beehive yard Walcot street	BA 15BBB	Bath	England	http://www.microturbine.com/
MG	CATERPILLAR FRANCE S.A					http://france.cat.com/
MG	COGENCO SAS	18 rue Saint Vincent	78100	Saint-Germain	France	http://www.cogenco.co.uk
MG MD	DEUTZ	115, rue du Fossé Blanc B.P. 39	92234	Gennevilliers Cedex	France	http://www.deutz.fr
PAC	FUEL CELL ENERGY	/	/	/	USA	http://www.fuelcellenergy.com/
MG	GEENERGY (Jenbacher)	2-4 rue Pillet Will	75009	Paris	France	http://ge.ecomagination.com/site/fr/
TG	INGERSOLL RAND	30 New Hampshire Av	NH 03801	Portsmouth	USA	http://energy.ingersollrand.com
MG	MAN	/	/	/	/	
PAC	MTU-CFC	Postfach	81663	Munich	Allemagne	http://www.mtu-cfc.com
MD	PERKINS-SECODI	15 rue Marcel Sembat	44100	NANTES	France	http://www.perkins-fr.com/
MD	SCANIA	2, boulevard de l'Industrie BP 30106	49001	ANGERS Cedex 01	France	
MT	SOLAR TURBINES EUROPE S.A.	Avenue des Etats - Unis 1 BP1	B-6041	Gosselies	Belgique	http://mysolar.cat.com
MG	TEDOM	Belgická 4685/15	466 05	Jablonec nad Nisou	République tchèque	http://engines.tedom.eu/
MT	TURBEC					
TG	TURBOMACH	11, rue de la Mare à Tissier BP 73	91280	St-Pierre-du-Perray	France	http://www.turbomach.com
MD	VALMET SISU	/	/	/	/	/
MG MD	WAUKESHA	/	/	/	/	/

b) Les intégrateurs

Intégrateurs et constructeurs

	Capstone	Caterpillar	Daewoo	Deutz	Fuel Cell Eneray	Jenbacher	MAN	MTU	Perkins	Scania	SisuValmet	Salar Turbine	Tedom	Turbec	Volva Penta	Waukesha
Clarke Energy						x										
CFC-MTU								x								
Ecophile													x			
Eneria		x					x		x							
EuroPower Technology	x															
Soffimat																
Euro-trading													x			
Gastec				x		x										
GRS Valtech						x										
JP Fauche																x
Pro2				x										x		
Schnell									x	x	x					
Secodi									x							
Seguin-Follet S.A.S							x									
Seva		x	x	x			x	x							x	
Turbomach												x				
Verdesis	x											x				

Tableau 32 : Liste des principaux intégrateurs opérant en France

Entreprise	Adresse	CP	Ville	Pays	Site internet
Clarke energy	Eiffel Park Bât. A - 415 rue C.N. Ledoux - BP 445 -	13592	Aix en Provence Cedex 3	France	http://www.clarke-energy.fr
Electro gaz distribution services	ZI Artel	82100	Castelsarrasin	France	http://www.fauche.com
Eneria	Rue de Longpont BP 202	91311	MONTLHERY CEDEX	France	http://www.eneria.com/
Euro power technology soffimat	22 avenue de la Grande Armée	75017	Paris	Fance	http://www.soffimat.com
Euro trading	Z.I Moulin d 'Angean - BP.11	60240	CHAUMONT EN VEXIN	France	http://www.euro-trading.fr
Gastec	38 Avenue Jean Jaurès	78440	GARGENVILLE	France	http://www.fairtec.fr/
GRS valtech	105 avenue du 8 mai 45	69140	RILLIEUX LA PAPE	France	
Jp-fauché	R.D. 927 Route de Moissac	-82130	LAFRANCAISE	France	http://www.fauche.com
PRo2	2, Rue Thomas Edison	67450	MUNDDSHEIM	France	http://www.pro-2.net
Schnell	Schattbucher Straße 11	88279	Amtzell	Allemagne	http://www.schnellmotor.de/
SEGUIN-FOLLET S.A.S.	27 - 31 rue d'Arras	92000	NANTERRE	France	http://www.seguin-follet.fr
Seva	Europa-Allee 14	49685	Emstek	Allemagne	http://www.seva.de/f-index.htm
Verdesis	18 Rue du Manège	1301	Wavre	Belgique	http://www.verdesis.net/

Entreprise	Application gaz de biomasse	Quelques références
CLARKE ENERGY	Traitement et valorisation de biogaz par moteur Jenbacher de 335 à 2400 kWel	En France : Biogaz : 36 moteurs Jenbacher, 35MW Exemples : fourniture des moteurs : CSD Montreuil Sur Brase (10) 2002 1x1 Mwe JGC 320 GS-L..L CSDU Lapouyade (33) 2005 2x 1,1 Mwe JGC 320 GS-L..L
CFC/MTU	Valorisation de biogaz par pile à combustible de type MCFC de 250-300kW	3 références biogaz ou gaz de step (Ahlen, Leonberg, Munich) sur 20 références au total
ENERIA	Gaz de décharge : gamme CAT moteur biogaz 463 à 1091 kW Biogaz méthanisation : MAN, Perkins de 40 à 300 kW	Pihourc CET 2x1000kW Step Marseille 1000kW Unité pilote de gazéification +moteur à Moissannes (33)
EURO TRADING	Moteur marque Tedom	Plus de 60 références sur biogaz diverses en Europe
GASTEC	Valorisation électrique du biogaz de CET, conception, réalisation et exploitation de site Moteur Jenbacher et Deutz	Vémars : 1200kW Crépy en Valois : 2x1300kW Téting sur Nied : 2x1400 kW Sonsay : 3x1300kW
GRS VALTECH	La valorisation énergétique du biogaz Cet et step : conception et construction "clés en main" de centrales de valorisation énergétique, maintenance, exploitation, télégestion.	10 centrales de valorisation électrique (800 kW à 4.2 MW) de biogaz fin 2007 Exemples : CSD Rilleux la pape CSD Montreuil sur barse CSDU lapouyade
JP FAUCHE (ELECTRO GAZ DISTRIBUTION SERVICES)	Le GROUPE JP. FAUCHÉ, grâce à l'appui de la société belge WERKHUISEN Frans Stevens, a créé ELECTRO GAZ DISTRIBUTION SERVICES (EGDS) pour la distribution et les services associés des moteurs gaz WAUKESHA sur le territoire français. Conception et réalisation. 230 à 3200 kWel Série ATGL, Série VHP, Série VGF	Cet la roche molière Biovale (2000) 'une centrale de production d'énergie alimentée en biogaz : 7 x 1.200 KVA - couplage permanent HT. Moteurs WAUKESHA L 7042 GLD. Alternateurs STAMFORD CG 736 G2. CET d'Isles-les-Meldeuses (77) des sablières CAPOULADE 1,7 MW 2002 Depuis 1985 on compte dans le monde 466 moteurs Waukesha pour 316 MWe fonctionnant au biogaz.
PRO2	Type de gaz :gaz de décharge,gaz d'épuration,gaz de bois Type de valorisation : Moteur de 200 kW à 2.000 kWe et micro-turbine, cogénération,Traitement gaz,Compression	CET de Vienne-Saint-Alban moteur en container 470 kWel Installation de méthanisation des déchets ménagers de Varennes-Jarcy (F) moteurs à gaz en container 3 x 941 kWel
SCHNELL	Biogaz de décharge, step et agricole Moteur à injection module sur base scania perkins SISU 30 à 265 kW	En ALLEMAGNE Plus d'une dizaine de référence en biogaz agricole, une demi-dizaine sur le gaz de décharge, quelques installations sur le gaz de step.
SEGUIN FOLLET SAS	Moteur Man de 50 à 400 kW	?
SEVA	Installée à Emstek, en Basse-Saxe, la société SEVA Energie AG a produit cette année environ 200 centrales de cogénération pour installations de biogaz, dont près de 70% des conteneurs. Marques moteurs à gaz avec allumage commandé : DEUTZ, CAT, MAN de 171 à 1650 kWel Moteur à injection : Deutz, DAEWOO, De 170 à 540 kW el	Au 30/10/2008 plus de 100 MW installés ou en cours de réalisation en cogénération biogaz essentiellement en Allemagne
VERDESIS	Type de gaz :biogaz seuil mini 30% de CH4 Type de valorisation : Moteur 200 kW à 2.000 kW électriques par module et micro-turbine 30kW capstone,cogénération,Traitement gaz	Traitement du gaz de décharge à Claye souilly Exploite le site de La ciotat : 18 microturbinés de 65kW Traitement du gaz de décharge au Pihourc

9.2.3 Liste des organismes contactés

Tableau 33 : Récapitulatif des organisme contactés

<u>Motoristes :</u>	<u>Intégrateurs :</u>	<u>Université :</u>
Capstone (microturbine)	Clarke Energy (moteur)	Ecole des Mines de Nantes
Centrax (turbine)	Cogenco (moteur)	Ecole Polytechnique de Lausanne
Deutz (moteur)	Eneria (moteur)	INSA Lyon
Ener G Nedalo (moteur)	Europower (microturbine)	Université Catholique de Louvain
Jenbacher (moteur)	G.A.S. Environnement (moteur)	
Tedom (moteur)	Gastec (moteur)	
Turbec (microturbine)	Greenvironment (microturbine)	
Turbomach (turbine)	GRS Valtech	
Waukesha (moteur)	JP Fauché (moteur)	
MAN (moteur)	Pro2 (moteur)	
	Schnell (moteur)	
	Verdesis (moteur/microturbine)	

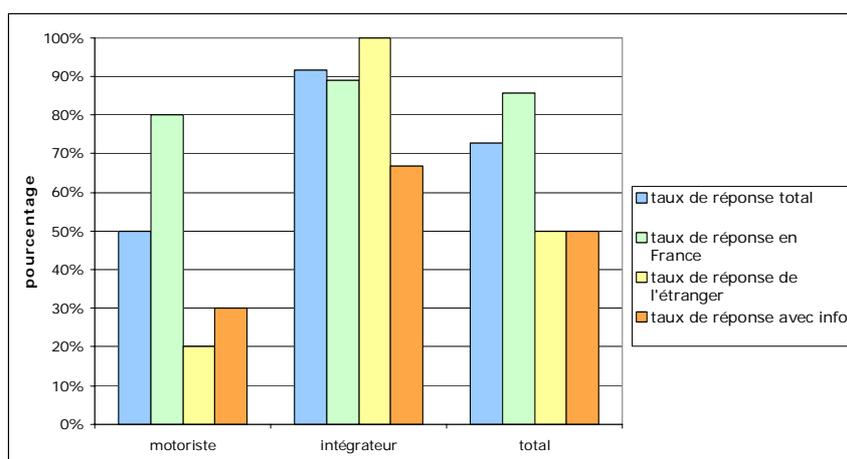
Sites visités :

- Unité pilote de gazéification de Moissanes
- Décharge de Mentaure à La Ciotat : 18 microturbines de 65 kW
- Ecosite du Bourgailh (Pessac, 33) : moteur à biogaz, microturbine à cycle organique, moteur stirling
- Décharge de Claye Souilly : turbine à gaz couplée à une turbine à vapeur en cycle combiné.

9.2.4 Synthèse

Le suivi des contacts pris avec les entreprises permet de faire le point sur les retours que nous avons eus. Comme on peut le voir sur le graphique suivant, plus de 70 % des contacts que nous avons souhaités établir ont donné suite à un retour.

Cependant nous avons remarqué que c'était du côté des motoristes que les réponses ont été les moins nombreuses. Seulement la moitié des motoristes ont répondu à notre enquête. En revanche, notre démarche a été suivie par la plupart des intégrateurs contactés. Nous avons également constaté que nous avons eu moins de retour de la part des entreprises étrangères contactées, que des entreprises en France. Cela doit s'expliquer par le fait qu'ils n'ont pas dû trouver d'intérêt à répondre à cette étude.



Taux de réponse des motoristes et intégrateurs contactés, en séparant ceux qui sont basés en France ou à l'étranger

Parmi les retours que nous avons eus, certains n'ont pas apporté d'informations pertinentes. En effet, la confidentialité a été à plusieurs reprises un frein au dialogue et à la divulgation de retours d'expériences. Finalement, seulement la moitié des contacts ont donné des informations intéressantes à traiter, dont la majorité est issue des intégrateurs (66 % pour les intégrateurs contre 30 % pour les motoristes).

Nous avons obtenu des retours d'expériences qui ont permis de voir les pratiques utilisées. Les informations obtenues ont été pour la plupart des informations quantitatives. Nous avons pu noter, que sur les installations de biogaz, « tout dépend du site ». Il a donc été difficile d'obtenir des informations précises, et également de faire des généralités.