



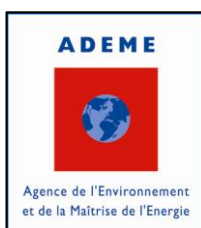
→ **Guide pour l'optimisation
de l'efficacité énergétique
des installations biogaz**

Guide réalisé par le Club Biogaz ATEE

Décembre 2012

Version 3 : Mai 2013

Le Club Biogaz bénéficie du soutien de l'ADEME



Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (20, rue des Grands Augustins, 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon par le Code pénal. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées dans le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 – art. L 122-4 et L 122-5 et Code pénal art. 425).

Les équipements et fournisseurs cités dans ce guide ne sont pas exhaustifs. Nous recommandons d'étudier l'ensemble des offres des fournisseurs avant de choisir un équipement.

→ Le Club Biogaz interprofession du biogaz en France



Le Club Biogaz a été créé en 1998 afin de favoriser le développement des différentes filières de production et de valorisation du biogaz.

Services aux adhérents

Le Club propose à ses adhérents un service d'information : actualités de la filière, réglementation, documents techniques, veille juridique, appels à projets, agenda, service questions réponses, offres d'emploi.

Le Club Biogaz anime des groupes de travail adaptés aux sujets d'actualité : réglementation, financement, bioGNV...

Ces groupes de travail ont pour but de porter les messages de l'ensemble des adhérents et de participer à la définition et aux évolutions de la réglementation ou des tarifs. Ils sont constitués de membres représentatifs de la filière biogaz, dont l'expérience et les positionnements différents assurent la crédibilité des messages portés.

Ce sont également des lieux de réflexion, d'échanges d'informations, de retours d'expériences, qui permettent aux membres d'être mieux informés et pertinents sur les sujets qui les concernent.

Le Club Biogaz co-organise le **salon Expo Biogaz**, et les 4 jours de colloque dédiés au biogaz, du 19 au 22 février 2013 à Lyon Eurexpo.

- 30 mai 2013 : Colloque Financement de la méthanisation - Paris
- 16 au 18 octobre 2013 : Journées Recherche Industrie Biogaz et Méthanisation - Narbonne

Le Club Biogaz rassemble les principaux acteurs français concernés par le biogaz :

- les bureaux d'études et sociétés prestataires de services qui conçoivent des unités de méthanisation
- les organismes publics et privés qui concourent au montage juridique et financier des unités de méthanisation
- les entreprises et organismes qui réalisent et construisent des unités de méthanisation
- les fournisseurs d'équipements de valorisation, d'épuration, de transport et distribution du biogaz
- les exploitants des unités de méthanisation ou des équipements de biogaz
- les entreprises industrielles maîtres d'ouvrages ou fournisseurs d'intrants
- les fournisseurs d'énergie
- les collectivités territoriales, les syndicats intercommunaux gérant les déchets et le traitement des eaux usées
- les coopératives et exploitations agricoles
- les organismes impliqués dans la recherche, l'enseignement ou la formation
- les associations, les organismes impliqués dans l'accompagnement de projets, l'animation, l'information

Début 2013, le Club Biogaz compte plus de 210 structures adhérentes.

> Ses missions

Le Club Biogaz vise à promouvoir les filières de production et de valorisation du biogaz.

Cela passe par les actions suivantes :

- favoriser la mise en commun d'expériences, d'informations et de réflexions concernant la méthanisation et la valorisation du biogaz ;
- proposer des mesures et aménagements réglementaires propres à favoriser la méthanisation et la valorisation du biogaz ;
- participer aux concertations nationales et européennes et donner son avis sur les textes en préparation tant en France qu'à l'échelon européen, en s'appuyant sur les compétences et expériences de ses membres ;
- faire des propositions sur les recherches et mises au point nécessaires à la mise en place et au développement de filières ;
- rédiger tous documents, supports utiles à la diffusion des bonnes pratiques ;
- concevoir des colloques, des formations ou des visites de sites.

Contact : Caroline Marchais,
Tél : 01 46 56 41 43
club.biogaz@atee.fr - www.biogaz.atee.fr

REMERCIEMENTS

Ce guide est le résultat d'une collaboration entre le Club Biogaz et ses adhérents, coordonnée par Nicolas Angeli.

Les équipements et fournisseurs cités dans ce guide ne sont pas exhaustifs. Nous recommandons d'étudier l'ensemble des offres des fournisseurs avant de choisir un équipement.

Nous remercions plus particulièrement pour leurs conseils et leurs contributions :

Mesure et calcul de l'efficacité énergétique, choix et dimensionnement des équipements de cogénération :



www.verdesis.net/qui-sommes-nous.html

Verdesis

Verdesis est développeur et tiers investisseur de projets biogaz en France et à l'international.

Filiale EDF Energies Nouvelles, ses activités englobent la production par méthanisation, le traitement du biogaz, la valorisation par moteur et/ou microturbine, et l'enrichissement pour une utilisation en biocarburant ou injection réseau.

Ecologie industrielle :



Tour de l'Horloge
4, place Louis Armand
75603 Paris Cedex 12
Fixe : +33 1 73 02 03 56
Port : +33 6 30 81 17 30

SOFIES SA

Entreprise de conseil spécialisée dans la mise en œuvre de l'écologie industrielle, SOFIES a pour mission d'accompagner les entreprises et les collectivités pour une transition vers un usage efficace des ressources et une plus grande performance environnementale des activités économiques. Forte d'une équipe d'une quarantaine de consultants, SOFIES compte un staff permanent de vingt personnes réparties entre le siège à Genève et le bureau à Paris. Il est complété par un réseau de partenaires permettant des interventions de pointe sur des sujets spécifiques.

Méthanisation en voie sèche par conteneurs :



ERigene.com

ERigène

Erigène est le fournisseur de conteneurs de méthanisation ERibox

19, rue Pierre Waguët
60000 Beauvais
Tel : 03 64 19 47 17
contact@erigene.com

Procédé de production directe de biométhane :



www.serigasinternational.com

Serigas international B V, Company

Serigas International met en œuvre le bioréacteur Serigas et le booster de combustion SPARSE.

Raadhuislaan 5B
2242 CR Wassenaar
Contact : M. Benjamin Haas
Tel : + 31 6 44 46 74 03

Isolation des digesteurs :



www.Basf.fr
www.styrodur.com

BASF

BASF est le leader mondial de l'industrie chimique et fabricant de l'isolant Styrodur C®.

BASF France S.A.S.
49, avenue Georges Pompidou,
92593 Levallois-Perret Cedex, France

Isolation des canalisations :



www.ingenerma.fr

Ingenerma

Ingenerma est un bureau d'études spécialisé sur l'efficacité énergétique, travaillant tant auprès des sièges pour accompagner à la définition de la stratégie, que sur les sites d'exploitation pour recommander les solutions à mettre en place. Ingenerma a développé Kerdos Energie, référentiel de bonnes pratiques d'efficacité énergétique, qui permet d'identifier rapidement les gisements d'économies à privilégier.

Technopole Hélioparc - 2 avenue Pierre Angot-
64053 Pau Cedex 9
Tel : +33 (0)5.59.02.99.32
Email : contact@ingenerma.fr

Réduction des consommations électriques :



www.hydro-group.com/fr/

Hydro-Group

Hydro Group propose à travers ses sociétés Hydro Fluide, Hydro Techno et Hydro One des produits et des solutions techniques adaptées au transfert de l'eau : pompes et broyeurs.

Boite Postale 16
F- 26230 Grignan
Tel : +33 4 75 46 19 49
Fax : +33 4 75 46 19 50
Email : info@hydro-group.com



www.atlantiqueindustrie.fr

Atlantique Industrie

Atlantique Industrie est distributeur et installateur d'équipements pour le traitement de l'eau et de la biomasse : pompes, pompes broyeuses, agitateurs, aérateurs, séparateurs, systèmes de contrôle et de mesure, tuyauteries, installations clés en main...

Contact : M. Gatien CAIVEAU
Tel : 02 40 09 70 09
Email : atlantique.industrie@wanadoo.fr



www.ksb.fr

KSB

KSB propose une offre hydraulique complète : pompes, robinetterie, services et systèmes, et toute la documentation qui lui est dédiée.

Contact : M. Gilles Gournac

02 32 82 82 12 - Gilles.Gournac@ksb.com



www.netzsch.fr

NETZSCH

NETZSCH Frères, filiale de NETZSCH PUMPEN & SYSTEME GmbH, leader dans le domaine de la pompe à rotor excentré, pompe à lobes et broyeurs propose : des pompes de transfert, pompes doseuses, dispositifs vide-fûts, pompes gageuses, pompes « hygiène et aseptique » ... pour les fluides propres ou chargés, liquides à très pâteux, dans les domaines suivants : chimie, cosmétique, agro-alimentaire, pétrochimie, oil & gaz, assainissement, biogaz...

Contact : Mme Catherine STOJANOWSKI

Tel : 01 64 43 54 12

Email : catherine.roge-stojanowski@netzsch.com



www.engineered-to-work.com/fr/index.html

Vogelsang

Vogelsang est spécialisée dans les transferts de produits abrasifs, chargés, visqueux, dans les domaines du traitement d'eau, traitement des lisiers, traitement des déchets liquides, des boues de lagunage, des épandages porcins, bovins, lisiers de canards, des vidanges de trains...

Tel : 04 75 52 74 50

Fax : 04 75 52 76 61



www.energie-plus.com

Energie Plus

Energie Plus est la revue professionnelle de la maîtrise de l'énergie éditée par l'ATEE.

Informations sur l'efficacité énergétique des circulateurs tirés de l'article dans le numéro 487 d'Energie Plus (1^{er} juin 2012) : "Pompes et circulateurs: En route vers les économies d'énergie"

Suivi biologique, suivi d'exploitation :



www.montpellier.inra.fr/it-e

LBE INRA

Le Laboratoire de Biotechnologie de l'Environnement (LBE) situé à Narbonne est une unité propre de recherche de l'Institut National de la Recherche Agronomique (INRA).

Tel : 04 68 42 51 52

Fax : 04 68 42 51 60



Quality of Life

www.wessling.fr/services/energie/methanisation

WESSLING

Acteur européen majeur des services analytiques et environnementaux, WESSLING propose une expertise complète (conseils, ingénierie, suivis analytiques et biologiques, BMP, ...) pour conseiller et accompagner les acteurs de la filière méthanisation.

Laboratoires Wessling SARL, 40 rue du ruisseau, 38070

Saint Quentin Fallavier

Contact : Jimmy Sapède

Tel : 04 74 99 96 20 - Fax : 04 74 99 96 37

Email : j.sapede@wessling.fr

Dégazage d'ISDND :



www.csdingenieurs.fr

www.csd.ch

CSD INGENIEURS

Cabinet indépendant de conseil et d'ingénierie de l'environnement et du développement durable, CSD INGENIEURS accompagne ses clients dans les domaines de la valorisation des déchets, les sites et sols pollués, l'aménagement et la construction durables.

Véhicules et stations GNV :



<http://web.iveco.com/france/Pages/homepage.aspx>

IVECO

(Acronyme de « Industrial Vehicles Corporation »), IVECO est constructeur italien de véhicules industriels et utilitaires, constructeur multinational présent sur tous les continents.

Épuration de l'H₂S par les sels de fer :



www.kronosecochem.com

KRONOS ecochem

Filiale de KRONOS INTERNATIONAL, Inc. KRONOS ecochem fabrique et commercialise depuis plus de 30 ans de grandes quantités de sels de fer, sous forme solide et liquide. Ces produits sont utilisés de manière économique, sans porter atteinte à l'environnement, dans des domaines aussi variés que le traitement et la purification des eaux, l'épuration des eaux usées, la déshydratation des boues d'épuration, le contrôle des odeurs, la production de pigments d'oxyde de fer, la réduction des chromates dans le ciment, et l'agriculture.

45, rue de Courcelles - 75008 Paris

Tel : 01 53 83 93 60.

Épuration du biogaz :



Traitement et valorisation
de déchets et
d'effluents organiques

www.erep.ch

EREP

EREP est un bureau d'études et de conseils spécialisé dans le domaine de la production et de la valorisation du biogaz. Avec plus de 30 ans d'expérience, EREP dispense une expertise solide en toute indépendance vis-à-vis des constructeurs.

Contact :

Toine Bakx – +41 (0)21 869 71 43 – toine.bakx@erep.ch

Adèle Mottet – 04 78 52 23 61 – adele.mottet@erep.ch

Injection de biométhane au réseau, biométhane carburant, épuration du biogaz :



www.sol3d.com

S3D

S3D est un bureau d'étude spécialisé dans la valorisation énergétique de la biomasse. Les domaines d'expertises de la société sont la méthanisation, le traitement des gaz, la gazéification et les biocarburants.

9, rue Alfred Kastler - CS 60744 - 44307 Nantes Cedex 3

Tel : 02 51 13 52 82 - Fax. 02 51 13 57 65 -

contact@sol3d.com

Membranes, cryogénie, liquéfaction :



Air Liquide

La filiale Air Liquide Advanced Technologies du groupe français Air Liquide propose des unités d'épurations basées sur des membranes développées par Air Liquide, qui garantissent la production d'un biométhane conforme pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. Air Liquide a une large expérience de l'épuration des biogaz avec près de 30 références dans le monde entier et une capacité en opération de plus de 100 000 m³/h faisant de lui le leader mondial.

Analyse du biogaz, modules ORC :



<https://sites.google.com/site/a2eindustrie/>

A2E Industrie

A2E Industrie est une agence commerciale qui agit dans les domaines de l'analyse en ligne des gaz et de l'efficacité énergétique. La société est basée à Lyon. Elle commercialise en France les solutions technologiques :

- AP2E, analyse en ligne de Biogaz par système Laser Infra Rouge OFCEAS
- Progeco – GE, module de récupération d'énergie par cycle de Rankine Organique

Contact : Jean Marc Malnoy
90 rue Gentil, 69270 Fontaines St Martin
Tel : 06 20 69 09 28 - Email : malnoyjm@gmail.com

Analyse du biogaz, stockage du biogaz :



BIO-CH₄.com

Filiale de *AS&D Consultores*, son fondateur est ingénieur traitement des eaux et spécialiste biogaz depuis 1998, avec des débits de 90 jusqu'à 7.000 m³/h. Nous proposons du conseil, de l'ingénierie *process* & contrôle, et des équipements pour le biogaz. Fabricant de torchères à flamme visible et cachée (petits et grands débits), de systèmes de monitoring de projets MDL (bons de carbone), et représentant des analyseurs NOVA.

Contact : M. Jean-François Bradfer
jf.bradfer@bio-ch4.com

Stockage du biogaz :



www.sattler-ag.com/sattler-web/fr/

SATTLER AG

Le groupe SATTLER est une entreprise familiale internationale dont le siège social se trouve en Autriche. C'est le leader dans la fabrication de produits HighTEX pour des utilisations en extérieur, tout comme dans la confection et la réalisation de membranes de constructions. SATTLER réalise notamment des gazomètres, et moyens de stockage de lisier et de liquide.

Pertes de biogaz :



www.ale08.org

ALE 08

ALE 08, Agence Locale de l'Energie et du Climat, est une Association de type Loi 1901 à but non lucratif, travaillant pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables, dans le respect de l'Homme et de l'Environnement.

Contact : Bruno Mahe
17 rue Irénée Carré – 08 000 Charleville-Mézières,
23 A rue André Dhôtel Pôle des Vieux Moulins – 08 130 Attigny
Tel : 03 24 32 12 29 - Email : infos@ale08.org

Séchage multi-produits :



www.biogaz-planet.fr

Biogaz PlanET

La société Biogaz PlanET France propose une offre de prestations unique, incluant l'étude de projet, la réalisation et la maintenance complète.

Contact : François DURIEZ
Rue Ampère - 35 340 LIFFRE
Tel : 02 23 25 56 50

Valorisation du digestat :



<http://www.methaneo.com/>

Methaneo

Methaneo est une société spécialisée dans le développement et le financement d'unités de méthanisation collectives territoriales et agricoles. Elle maîtrise l'ensemble des prestations nécessaires à la réalisation de ce type de projet, finance les projets qu'elle développe en partenariat avec les acteurs locaux.

Compostage :



www.ocene.fr

OCENE

La compétence d'Ocene (propriétaire de la marque Valid) réside dans la connaissance et la maîtrise des paramètres de compostage et de leurs interférences entre eux.

La société Valid a mis en place une technologie de compostage reposant sur le principe de l'aération forcée et contrôlée

Av. de Monthorin – 35420 LOUVIGNE DU DESERT
Tel : 02 99 98 00 58
Fax : 02 99 98 14 20
Email : info@ocene.fr

Gestion environnementale d'un ISDND, traitement des lixiviats, évapo-condensation sous vide :



www.sita.fr/fr/identite/organisation/les-poles-d-expertises/sita-bioenergies/sita-bioenergies/

SITA BioEnergies

SITA BioEnergies est un acteur incontournable dans les domaines du biogaz, de la méthanisation et des effluents concentrés. Filiale de Suez Environnement, elle conçoit, construit et exploite des solutions adaptées aux besoins de ses clients depuis plus de 40 ans.

Dans le domaine du biogaz, SITA BioEnergies maîtrise la chaîne de valeur entière que se soit pour la construction clé en main ou l'exploitation et la maintenance d'unités de production.

Atouts de l'injection au réseau de gaz naturel, effacement de pointe grâce au stockage du biogaz, production de micro algues :



www.groupe-seche.com

Séché Environnement

Spécialiste de la valorisation et du traitement des déchets, Séché Environnement apporte des solutions permettant de concilier activité économique, développement industriel, et préservation des ressources et de la biodiversité.

Contact : Jean-Paul Bureau
Les Hêtres – BP 20 – Changé Cedex
02 43 59 60 14 – jp.bureau@groupe-seche.com

Optimisation de la quantité d'énergie valorisée du biométhane en cas d'indisponibilité du réseau de transport de gaz, module vapeur d'un équipement de cogénération :



www.naskeo.com

Naskeo Environnement

Naskeo Environnement est une entreprise française, créée en 2005, bureau d'études pour les installations de méthanisation (production et valorisation du biogaz).

Certificats d'économie d'énergie :



Club C2E

Le club certificats d'économies d'énergie (club C2E) de l'ATEE regroupe tous les acteurs concernés par le dispositif des certificats.

Contact : Xavier ROMON
www.clubC2E.org

Efficacité énergétique des stations d'épuration :



SIAAP

Le SIAAP lave l'eau de près de 9 millions de franciliens. Il transporte et dépollue chaque jour les eaux usées, les eaux pluviales et les eaux industrielles de l'agglomération parisienne.

Informations générales sur l'efficacité énergétique des installations biogaz :



www.cofelyservices-gdfsuez.fr/

GDF SUEZ énergie services – Cofely

Société de services en efficacité énergétique et environnementale. Cofely conçoit, met en œuvre, et exploite des solutions qui permettent aux entreprises de réduire leur impact environnemental. Cofely décline son savoir faire en trois métiers : l'amélioration de la performance énergétique et environnementale des bâtiments, la conception, l'exploitation et la distribution d'énergies locales et renouvelables; l'intégration de services.



www.bioetlogic.com

Bio'Logic assistance

Bio'Logic assistance est spécialiste de gestion multifilière de biomasse (collectivités, IAA et secteur agricole) incluant des traitements biologiques (méthanisation principalement, et compostage)



FEREST ING.
SOCIÉTÉ D'INGÉNIEURS CONSEILS

www.ferest-ing.fr

FEREST ING

FEREST ING. apporte son expertise dans le domaine de la méthanisation et de la valorisation du biogaz sur des missions d'étude de faisabilité, de conception générale, d'assistance à Maîtrise d'Ouvrage et de Maîtrise d'œuvre complète.

Contact : Laurent DELANNOY

Tél : 03 20 13 13 32 - Email : Laurent.delannoy@ferest-ing.fr



www.ceft.eu/

CEFT

CEFT est spécialisée depuis plus de 15 ans dans la filière valorisation du biogaz (Centre d'enfouissement, CSDU, méthanisation, biomasse, station d'épuration...) de la méthanisation et la gazéification. Son expérience et son indépendance lui permet d'apporter au client des solutions adaptées aussi bien techniquement qu'économiquement. CEFT intervient depuis la phase de définition du projet jusqu'à la phase de réception de l'unité opérationnelle, en passant par le suivi de chantier

GREENFIELD

Your One-Stop Resource for Compressors, Dispensers, Solutions and Services

www.greenfield-group.com/

GREENFIELD

GREENFIELD est spécialisé dans la compression haute pression des gaz et fournit des systèmes de distribution pour : les stations GNV, biométhane et H2, l'industrie, et l'arpentage sismique.

Nous remercions également :

M. Thomas Daval, pour sa contribution à la partie TMB

Nick Collinson, de Collinson Consultant, pour sa contribution à la partie sur les piles à combustible.

Les lecteurs sont invités à envoyer leurs commentaires au Club Biogaz :

club.biogaz@atee.fr

RÉSUMÉ

L'arrêté du 19 mai 2011, fixant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz, prévoit une « prime d'efficacité énergétique » dont le montant est fonction du rendement électrique de cogénération et de la valorisation de la chaleur.

Ce guide est destiné à aider les porteurs de projets à optimiser l'efficacité énergétique globale de leur installation et, en conséquence, à bénéficier de cette prime d'efficacité énergétique.

Au-delà du cadre de l'arrêté du 19 mai 2011, qui ne concerne que la cogénération, le guide aborde les moyens d'améliorer l'efficacité énergétique globale des installations, quels que soient les modes de valorisation du biogaz (biométhane carburant, injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel, production de chaleur seule...).

Ce guide est destiné à l'ensemble des porteurs de projets biogaz, y compris pour le captage et la valorisation de biogaz d'Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND), la méthanisation d'effluents ou de matières agricoles ou industriels, de biodéchets¹ et des déchets des ménages, et les stations d'épuration. Il peut également servir pour améliorer une installation existante.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des installations peut se faire par un choix judicieux des technologies à utiliser, et un dimensionnement optimisé, pour le traitement des intrants comme pour la production de biogaz et sa valorisation énergétique.

Un certain nombre de bonnes pratiques permettent d'optimiser l'efficacité énergétique, qui est étroitement liée à l'efficacité économique et environnementale.

Ce guide met en évidence les bonnes pratiques à adopter dans le choix des techniques et l'exploitation des installations. Il présente des technologies efficaces et économes en électricité, ainsi que différentes pistes pour réduire l'énergie thermique consommée par la méthanisation. Il détaille la méthode de suivi biologique permettant d'éviter les dysfonctionnements qui peuvent impacter voire bloquer la production de biogaz et montre comment il est possible d'exploiter au mieux le potentiel méthanogène des substrats. Le suivi d'exploitation de l'ensemble de l'installation permet d'identifier les éléments dont le fonctionnement peut être amélioré. La méthode d'optimisation du dégazage en ISDND est également présentée.

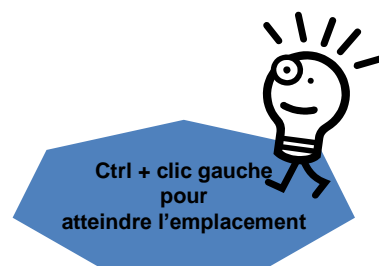
Le guide détaille l'ensemble des valorisations possibles du biogaz, l'optimisation du stockage, les méthodes d'épuration suivant les différentes utilisations, et présente les précautions à prendre pour éviter les fuites de biogaz dans l'atmosphère. Il permet d'identifier un débouché chaleur possible pour la valorisation en cogénération, déterminant le montant de la prime efficacité énergétique nécessaire à la rentabilité de l'installation. Il montre comment évaluer l'efficacité énergétique réelle des technologies de séchage, et présente quelques-unes des techniques les plus efficaces.

Il expose des pistes innovantes liées au biogaz telles que la pile à combustible, l'effacement de pointe, ou la culture de micro-algues.

Enfin, il présente l'adaptabilité du dispositif des Certificats d'Economies d'Energie au secteur du biogaz pour rentabiliser plus vite les investissements dans les équipements performants, en cas de rénovation.

¹ « Biodéchets : tout déchet non dangereux biodégradable de jardin ou de parc, tout déchet non dangereux alimentaire ou de cuisine issu notamment des ménages, des restaurants, des traiteurs ou des magasins de vente au détail, ainsi que tout déchet comparable provenant des établissements de production ou de transformation de denrées alimentaires. » Source : [article R. 541-8 du code de l'environnement](#)

SOMMAIRE



1	Contexte et objectifs du guide.....	22
1.1	Contexte réglementaire	22
1.2	Pourquoi un guide sur l'efficacité énergétique ?	23
1.3	L'efficacité énergétique, en quoi cela consiste ?	23
2	Mesure et calcul du tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz.....	26
2.1	Prime effluents d'élevage	27
2.2	Calcul de l'efficacité énergétique V	27
2.3	Mesure de l'efficacité énergétique	28
2.3.1	Comptage de l'énergie primaire E_p	28
2.3.2	Comptage de l'énergie thermique valorisée E_{th}	29
2.4	Estimation prévisionnelle de V :	29
2.4.1	Méthode de calcul d' E_p pour l'estimation de V :	29
2.4.2	Calcul de l'électricité produite nette E_{elec} pour l'estimation de V	30
2.4.3	Calcul de l'énergie thermique E_{th} pour l'estimation de V	30
2.5	Mesure de V en phase d'exploitation	30
3	Bonnes pratiques et recommandations générales	31
3.1	Intégration optimisée des flux de matière et d'énergie (écologie industrielle).....	31
3.2	Critères économiques de choix	31
3.2.1	Valeur actuelle nette (VAN), Taux d'Enrichissement en Capital (TEC) et temps de retour sur investissement	31
3.2.2	Taux de Rentabilité Interne.....	32
3.3	Installation individuelle ou centralisée ?.....	33
3.4	Optimiser les distances sur le site et aux consommateurs.....	33
3.5	Adaptation des choix technologiques à la typologie des lieux.....	34
3.5.1	Adapter aux équipements existants.....	34
3.5.2	Utilisation de la gravité	34
3.6	Transformateur à haute performance énergétique.....	34
4	Choix du procédé de méthanisation	35
4.1	Température de procédé	35
4.1.1	Température psychrophile	35
4.1.2	Température mésophile.....	35
4.1.3	Température thermophile	35
4.2	Les technologies de digesteur	36
4.2.1	Lit de boues.....	36
4.2.2	Biofilms.....	36
4.2.3	Réacteurs infiniment mélangés	39
4.2.4	Voie sèche continue	40
4.2.5	Voie sèche discontinue.....	40
4.2.6	Voie sèche en conteneur.....	41
4.3	Nombre d'étapes	44
4.4	Procédé de production directe de biométhane.....	45
5	Réduction des consommations thermiques du process de méthanisation.....	48

5.1	Echangeur de récupération de chaleur pour le préchauffage des effluents.....	48
5.2	Isolation du digesteur	52
5.2.1	Mise en Œuvre	52
5.2.2	Présentation de différents isolants.....	57
5.3	Pertes thermiques dans les canalisations.....	58
5.3.1	Pertes thermiques dans les canalisations vapeur.....	58
5.3.2	Pertes thermiques dans les canalisations d'eau chaude	61
5.4	Chauffage du digesteur	62
5.4.1	Méthodes de chauffage du digesteur	62
5.4.2	Utilisation de chaleur fatale.....	63
6	Réduction des consommations électriques.....	64
6.1	Traitement des intrants.....	65
6.1.1	Tri des ordures ménagères.....	66
6.2	Efficacité énergétique des pompes et circulateurs.....	68
6.2.1	Variateurs de vitesse	70
6.2.2	Moteur synchrone à aimant permanent (EMC).....	70
6.3	Pompage des liquides	71
6.3.1	Coût d'acquisition	72
6.3.2	Coût de maintenance	72
6.4	Pompes à lobes.....	75
6.5	Broyage des substrats solides	78
6.5.1	Broyage par tête rotative	80
6.5.2	Boosters de production.....	81
6.6	Mélange et transfert des substrats solides.....	82
6.7	Unités d'alimentation mobiles	87
6.8	Agitation du digesteur.....	89
6.8.1	Méthode d'agitation des digesteurs	90
6.8.2	Temps de fonctionnement	93
6.8.3	Vitesse d'agitation.....	93
6.8.4	Choix du système d'agitation.....	94
6.8.5	Prix	95
6.9	Production supplémentaire d'électricité par récupération des eaux de pluies	95
7	Suivi d'exploitation.....	96
7.1	Objectifs	97
7.2	Décomposition de l'installation	97
7.3	Unité de digestion.....	98
7.3.1	Intrants.....	99
7.3.2	Digestats.....	100
7.3.3	Biogaz.....	101
7.3.4	Consommations énergétiques.....	103
7.3.5	Bilan technique de l'unité de digestion	103
7.4	Unité de valorisation énergétique	104
7.4.1	Biogaz.....	105
7.4.2	Production	105
7.4.3	Consommations.....	106

7.4.4	Rejets à l'atmosphère	107
7.4.5	Bilan énergétique de la valorisation du biogaz	107
7.5	Construction d'un outil de suivi d'exploitation	108
7.6	Analyse du biogaz	110
7.6.1	Pourquoi analyser le biogaz ?	110
7.6.2	Comment et où analyser le biogaz ?	111
7.6.3	Les types de sondes analytiques.....	112
7.6.4	Le conditionnement du biogaz.....	113
7.7	Optimisation de l'alimentation	115
8	Suivi biologique de la méthanisation	116
8.1	Principe de fonctionnement d'un méthaniseur	116
8.2	Caractéristiques des intrants (déchets et effluents)	117
8.2.1	Potentiel méthanogène.....	117
8.2.2	Teneur en eau, matière sèche et matières volatiles	118
8.2.3	Carbone organique total (COT), Demande chimique en oxygène (DCO).....	119
8.2.4	Azote total et azote organique	120
8.2.5	Paramètres complémentaires.....	120
8.3	Principaux paramètres de suivi d'un méthaniseur.....	122
8.3.1	Débit et composition du biogaz [4].....	122
8.3.2	Acides Gras Volatils (AGV) et composés intermédiaires [13].....	123
8.3.3	Biodégradabilité [4].....	125
8.3.4	Rôle de l'hydrogène [14].....	125
8.3.5	Température.....	126
8.3.6	Teneur en matière sèche (MS), ou siccité	126
8.3.7	Teneur en matières volatiles (MV).....	127
8.3.8	Perte au feu.....	127
8.3.9	Critères de performance (Guendouz 2008)	127
8.3.10	Charge appliquée et temps de séjour [4].....	128
8.3.11	pH	128
8.3.12	L'azote (N).....	129
8.3.13	Rapport AGV/TAC.....	131
8.3.14	Concentration en nutriments [3].....	131
8.4	Suivi des digestats	133
8.5	Planification du suivi	135
8.6	Exemple de suivi	137
8.6.1	Inhibition par suralimentation.....	140
8.6.2	Inhibition à l'ammoniac	141
9	ISDND : l'efficacité énergétique commence dès le dégazage	142
9.1	Le B.A.BA du dégazage	142
9.1.1	Connaitre le potentiel de son site	142
9.1.2	Un réseau correctement dimensionné.....	143
9.1.3	Un réseau correctement réglé	145
9.1.4	Un mode d'exploitation tourné vers le dégazage	146
9.1.5	Un confinement final efficace.....	147
9.1.6	Une indispensable compréhension du fonctionnement biologique	147
9.2	Le dégazage optimisé : l'exploitation en mode bioréacteur.....	148

10	Stockage du biogaz	150
10.1	Pourquoi stocker le biogaz ?	150
10.2	Comment stocker le biogaz ?	150
10.2.1	Stockage depuis la source	150
10.2.2	Stockage spécifique	151
10.2.3	Types de stockeurs disponibles	151
10.3	Comparatif des alternatives de stockage	155
10.4	Dimensionnement du stockage	156
10.4.1	Formules pour déterminer le volume.....	157
10.5	Les contraintes externes	159
10.6	Paramètres à fournir.....	159
10.7	Appui à l'optimisation de la gestion du réseau de distribution de l'énergie électrique.....	159
11	Choix du mode de valorisation du biogaz.....	161
11.1	Valorisation en chaleur seule.....	163
11.2	Cogénération.....	164
11.2.1	Moteurs à gaz	164
11.2.2	Turbines et micro turbines.....	165
11.2.3	Moteurs dual fuel.....	165
11.2.4	Choix et dimensionnement.....	166
11.2.5	Production d'électricité / énergie mécanique.....	167
11.2.6	Production de chaleur	167
11.2.7	Module vapeur d'un équipement de cogénération	168
11.3	Injection de biométhane au réseau de gaz naturel	171
11.3.1	Le contrôle	172
11.3.2	Le raccordement au réseau	173
11.3.3	L'injection	173
11.3.4	L'achat du biométhane.....	173
11.3.5	Les limites de l'injection.....	175
11.3.6	Alternatives à l'injection en cas d'indisponibilité du réseau	175
11.3.7	Recherche de solutions innovantes avec l'atout du réseau gaz.....	178
11.4	Biométhane carburant	178
11.4.1	Biométhane carburant : définition, production et distribution.....	178
11.4.2	Utilisation.....	179
11.5	Production d'électricité et de chaleur avec les piles à combustible	184
11.5.1	Fonctionnement	185
11.5.2	Pile à combustible AFC.....	185
11.5.3	Piles à combustible PAFC [23].....	189
11.5.4	Piles à combustible MCFC [23].....	189
11.5.5	Piles à combustible PEMFC [23].....	189
11.5.6	Piles à combustible SOFC [23]	189
12	Epuration du biogaz.....	191
12.1	Pourquoi épurer ?.....	191
12.2	Composition du biogaz brut.....	191
12.3	Caractérisation et importance des composants	192
12.3.1	Le méthane	192

12.3.2	Le dioxyde de carbone.....	192
12.3.3	La vapeur d'eau	193
12.3.4	L'azote.....	193
12.3.5	L'oxygène.....	193
12.3.6	L'hydrogène	194
12.3.7	Le sulfure d'hydrogène.....	194
12.3.8	Les siloxanes	195
12.3.9	L'ammoniac.....	195
12.4	Exigences et normes pour les équipements et traitements associés	196
12.4.1	Valorisation dans une unité de cogénération	196
12.4.2	Injection du biométhane	198
12.5	Techniques d'épuration des gaz traces et de l'eau	200
12.5.1	Déshydratation.....	200
12.5.2	Désulfuration.....	201
12.5.3	Élimination de N ₂ / O ₂	207
12.5.4	Siloxanes.....	208
13	Élimination du CO₂ pour obtention du biométhane	210
13.1	Les procédés d'épuration du biogaz en biométhane.....	210
13.1.1	L'absorption physique, le lavage.....	210
13.1.2	L'absorption chimique	212
13.1.3	L'adsorption physique, Pressure Swing Adsorption (PSA).....	212
13.1.4	La séparation membranaire	214
13.1.5	La séparation cryogénique.....	215
13.1.6	Performances des différents procédés.....	216
13.2	Présence sur le marché.....	217
13.3	Traitement du gaz pauvre.....	217
13.4	Chronologie des différentes étapes d'épuration.....	219
13.5	L'intégration dans l'installation de méthanisation	220
13.6	Consommations énergétiques	221
13.7	La liquéfaction	221
14	Débouché chaleur.....	223
14.1	Étude des débouchés thermiques	223
14.2	Vérification de l'adéquation entre la thermie disponible et les besoins.....	223
14.3	Exemples de valorisation de la chaleur.....	225
14.3.1	Réseaux de chaleur	225
14.3.2	Utilisation de la chaleur de cogénération en substitution d'une activité consommatrice en énergie électrique	225
14.3.3	Production d'électricité par turbines ORC	226
14.4	Séchage de digestat, de boues et autres types de produit	229
14.4.1	Consommations énergétiques du séchage par évaporation	229
14.4.2	Séchage multi-produits.....	231
14.4.3	Types de sècheurs.....	232
14.4.4	Sécheur à bandes	233
14.4.5	Sécheur mixte	235
14.4.6	Séchage des boues par sécheur à palettes	236
14.4.7	Turbo sécheur.....	238

15	Pertes de biogaz	242
15.1	Les fuites de biogaz sur les installations de production et de valorisation de biogaz	242
15.2	Pertes liées au manque de maîtrise du process de méthanisation	242
15.3	Pertes liées au fonctionnement en mode dégradé des équipements	243
15.4	Pertes au transport du biogaz.....	243
15.5	Pertes au stockage du biogaz	243
15.5.1	<i>Jonction entre les couvertures bâches et le digesteur (ou le post-digesteur).....</i>	<i>243</i>
15.5.2	<i>Porosité des membranes</i>	<i>243</i>
15.5.3	<i>Dysfonctionnement de soupapes de sécurité.....</i>	<i>244</i>
15.5.4	<i>Clapet anti-retour défectueux</i>	<i>244</i>
15.5.5	<i>Le condenseur</i>	<i>244</i>
15.5.6	<i>Défaut d'étanchéité au niveau des pièces de traversée des digesteurs</i>	<i>244</i>
15.6	Pertes à la valorisation du biogaz :	244
15.6.1	<i>Fuite à l'alimentation</i>	<i>244</i>
15.6.2	<i>Surconsommation des moteurs.....</i>	<i>244</i>
15.7	Fuite à l'épuration	245
15.8	Pertes en post-digestion	245
16	Valorisation du digestat de méthanisation	246
16.1	Pré-concentrateurs thermiques	247
16.2	Séparation de phase	247
16.3	Epandage.....	249
16.4	Transport du digestat.....	249
16.5	Evapo-concentration.....	249
16.5.1	<i>Réchauffeur de liqueur.....</i>	<i>249</i>
16.5.2	<i>Evaporateur.....</i>	<i>250</i>
16.5.3	<i>Gestion du concentrat</i>	<i>250</i>
16.5.4	<i>Stripping</i>	<i>250</i>
16.5.5	<i>Stabilisation.....</i>	<i>250</i>
16.5.6	<i>Traitement des incondensables</i>	<i>250</i>
16.6	Compostage	250
16.6.1	<i>Optimisation de l'efficacité du compostage</i>	<i>251</i>
16.6.2	<i>Intérêts du compostage.....</i>	<i>251</i>
16.7	Production d'huile par hydro-liquéfaction	252
17	Traitement des lixiviats en ISDND	253
17.1	Principes généraux.....	253
17.1.1	<i>Traitement environnemental d'une ISDND</i>	<i>253</i>
17.2	Valorisation du biogaz	254
17.3	Traitement thermique des lixiviats par utilisation de la cogénération.....	255
17.3.1	<i>Principe de fonctionnement général.....</i>	<i>255</i>
17.3.2	<i>Traitement par évapo condensation sous vide.....</i>	<i>255</i>
17.4	Evaporation naturelle.....	259
17.5	Evaporation naturelle accélérée	259
17.6	Osmose inverse	260
17.7	Nanofiltration	260

17.8	Procédés d'oxydation avancée (POA)	260
17.9	Station d'épuration.....	261
17.10	Choix des technologies.....	261
17.11	Emissions atmosphériques	262
17.12	Risque biologique	262
18	Micro-algues.....	263
19	Certificats d'Economies d'Energie	265



Les liens hypertextes et les renvois vers d'autres parties du document vous permettent d'atteindre directement les documents et parties cités, en maintenant la touche Ctrl enfoncée lorsque vous cliquez dessus.

Vous trouverez sur la page suivante l'emplacement des principales thématiques abordées dans le guide sur un schéma du processus de méthanisation.

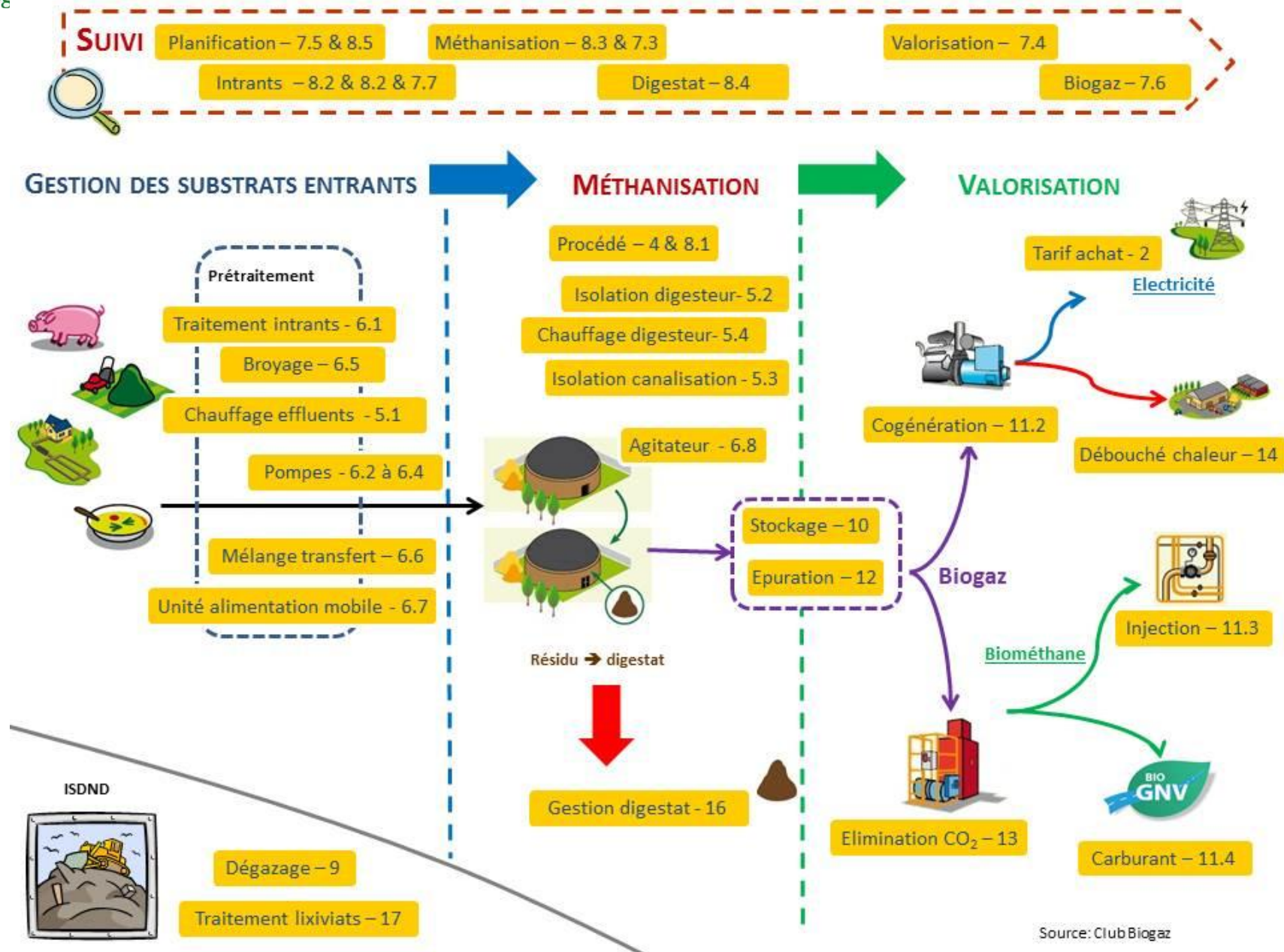


Figure 1 : Procédé de méthanisation et sujets traités dans le guide, les nombres sont ceux des parties correspondantes

1 Contexte et objectifs du guide

La méthanisation est un procédé biologique de dégradation de la matière organique par une flore microbienne, qui se déroule en l'absence d'oxygène. Elle est aussi appelée "digestion" ou "fermentation" anaérobie. Ce processus se déroule à l'état naturel (marais, tractus digestif des ruminants) et peut également être conduit dans des digesteurs, enceintes confinées à l'intérieur desquelles les réactions de fermentation sont optimisées et contrôlées.

La matière biodégradable, déchets ou matières organiques, est transformée en biogaz, composé majoritairement de méthane (environ 60 %), qui peut être converti en pratiquement toutes les formes d'énergie utile : eau chaude, vapeur, électricité, cogénération (production combinée d'électricité et chaleur), gaz naturel, gaz carburant, air chaud pour le séchage, froid.

La méthanisation connaît actuellement, en France, un développement important, notamment dans le secteur des effluents et matières agricoles. Elle est favorisée par une obligation d'achat, par EDF, de l'électricité produite à partir du biogaz, à un tarif défini par les Pouvoirs publics. Ce tarif comporte une « prime d'efficacité énergétique », dont le montant dépend de ladite efficacité des installations sur certains points.

Avec le présent document, le Club Biogaz souhaite fournir aux porteurs de projets des éléments leur permettant d'optimiser l'efficacité énergétique de leur installation, ce qui leur permettra notamment d'accéder à cette prime. Quel que soit le mode de valorisation, améliorer l'efficacité énergétique permet de limiter la consommation d'énergie, issue du biogaz ou non, de l'installation, et améliore donc son rendement et sa rentabilité.

1.1 Contexte réglementaire

Une installation qui valorise mieux le biogaz produit une énergie peu polluante et évite d'autant les émissions de CO₂ de l'énergie économisée. Dans le cadre de la cogénération, elle bénéficie, pour soutenir ce fonctionnement vertueux, d'une prime dite « d'efficacité énergétique », comprise entre **0 et 4 c€/kWh** pour une valeur d'efficacité énergétique comprise entre **35 et 70%** [1].

Cette prime sur le tarif d'achat de l'électricité est une mesure mise en place pour inciter les installations à augmenter leur efficacité énergétique. Appelée V, elle est définie comme le rapport entre l'énergie totale valorisée et l'énergie primaire contenue dans le biogaz [1].

Voici la définition donnée à l'annexe de l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz :

V est l'efficacité énergétique de l'installation calculée sur une base annuelle et est définie comme suit :

$$V = (E_{th} + E_{élec}) / (0,97 \times E_p)$$

formule dans laquelle :

1° E_{th} est l'énergie thermique valorisée autrement que par la production d'électricité, l'autoconsommation (1) ou la transformation des intrants. Pour le calcul de V, seule est comptabilisée l'énergie thermique qui alimente une activité consommatrice en chaleur créée en même temps que l'installation ou vient en substitution d'un moyen de production d'énergie thermique fossile (charbon, gaz, pétrole et leurs dérivés) ;

2° E_{élec} est l'énergie électrique produite nette, c'est-à-dire la production électrique totale produite à laquelle on retire la consommation électrique des auxiliaires ;

3° E_p est l'énergie primaire en PCI du biogaz en entrée de centrale.

A l'exception des phases de démarrage de l'installation, les besoins en énergie thermique nécessaires à la production du biogaz, tel que le chauffage des cuves de digestion pour une installation de méthanisation, sont obligatoirement satisfaits par l'énergie thermique dégagée de la valorisation du biogaz produit par cette même unité.

Les modalités de contrôle du calcul de V sont précisées dans le contrat d'achat.

(1) Consommations dédiées à l'alimentation des besoins en énergie thermique utiles à la production du biogaz et de l'électricité.

Les règles de calcul sont détaillées dans la partie "2. Mesure et calcul du tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz".

1.2 Pourquoi un guide sur l'efficacité énergétique ?

D'un point de vue global, l'amenuisement des ressources énergétiques fossiles va entraîner une augmentation de leurs prix, à la faveur des énergies renouvelables, aujourd'hui plus chères. Les énergies de stock se raréfient et ont des impacts environnementaux lourds alors que la capacité des énergies de flux sont encore insuffisantes. Il est donc important de limiter les pertes lors de la production, de maximiser l'efficacité énergétique.

Peu d'installations atteignent, aujourd'hui, le niveau maximal de la prime d'efficacité énergétique. Il faut pour cela investir de façon importante dans des technologies que seuls les gros projets peuvent rentabiliser. L'efficacité énergétique des installations de cogénération récentes est comprise entre **41 et 70,5%**, et varie en grande partie en fonction de la taille de l'installation [1]. Devant la difficulté, rencontrée par les porteurs de projets valorisant le biogaz par cogénération, d'atteindre les 70% d'efficacité énergétique permettant de bénéficier du maximum de la prime, le Club Biogaz a souhaité réaliser le présent guide. Son objectif initial est de fournir aux porteurs de projet les éléments qui les aideront à faire les meilleurs choix dans les techniques à utiliser, pour optimiser leur efficacité énergétique tout en rentabilisant mieux leur installation.

Plusieurs échanges avec l'ADEME et les adhérents du Club Biogaz ont amenés à **élargir** le champ du guide au-delà du strict cadre de la cogénération. Le thème de l'efficacité énergétique est donc traité de manière globale, en lien avec l'efficacité environnementale, en tenant compte de tout ce qui peut être impacté par l'installation de méthanisation, quel que soit le mode de valorisation du biogaz (cogénération mais aussi chaudière, injection de biométhane dans le réseau, biométhane carburant...).

1.3 L'efficacité énergétique, en quoi cela consiste ?

Il est absolument primordial de réduire les gaspillages d'énergie avant de chercher à en produire plus. L'isolation et les équipements énergétiquement efficaces sont donc indispensables. Il serait, par exemple, absurde d'utiliser de la chaleur de cogénération pour chauffer un bâtiment qui n'aurait pas d'isolation thermique.

De même, il ne s'agit pas de promouvoir une utilisation de la chaleur qui pourrait être substituée par l'énergie solaire naturelle ou l'isolation, et cela n'a aucun sens d'encourager l'utilisation de techniques énergivores par exemple pour le séchage, même si l'arrêté de 2011 peut inciter à ce genre de solutions.

Il faut noter qu'avec les tarifs d'achat de l'électricité actuels, une installation qui brûle en torchère une grande partie de son biogaz peut bénéficier d'une prime efficacité énergétique maximale, car celle-ci est calculée par rapport au biogaz entrant dans la cogénération et non

sortant du digesteur. Dans ce cas, cependant, la quantité d'électricité produite et vendue sera d'autant diminuée.

L'efficacité énergétique est à analyser sur l'ensemble du cycle de vie de l'énergie, de la production à la consommation finale, et sur l'ensemble du système étudié. L'efficacité énergétique globale d'un système sera le produit des efficacités de chaque équipement.

Par exemple, si une partie du biogaz est torchée et le reste valorisé en cogénération, et que la chaleur de cogénération sert à chauffer des bâtiments (ou plutôt leurs occupants), l'efficacité énergétique du cycle pourra se calculer de la manière suivante :

Hypothèses :

Part de biogaz torché : 10%

Rendement électrique de cogénération : 35%

Energie thermique valorisée autrement que pour la production de biogaz (chauffage de locaux d'habitation) : 35% de l'énergie du biogaz valorisé

Chaleur perdue à l'extérieur des locaux (inversement proportionnelle à la qualité de l'isolation) : 50%

L'efficacité énergétique du système serait : $(1-0,1) \times (0,35 + 0,35 \times (1-0,5)) = 47\%$

Un autre exemple intéressant est celui du séchage.

Hypothèses :

Part de biogaz torché : 0%

Rendement électrique de cogénération : 35%

Energie thermique valorisée autrement que pour la production de biogaz (séchage par tapis de digestat) : 35% de l'énergie du biogaz valorisé

Efficacité du séchage à tapis (rapport entre énergie thermique servant à évaporer l'eau et consommée par le sécheur) : 20%

L'efficacité énergétique du système serait : $0,35 + 0,35 \times 0,2 = 42\%$

Ces calculs sont effectués en négligeant les pertes du réseau électrique et en considérant que le rendement des appareils consommant l'électricité est égal à 1. L'efficacité réelle du cycle est donc inférieure.

Enfin, il est intéressant d'analyser l'efficacité plus en amont de l'installation, en considérant le rapport entre le biogaz produit et le pouvoir méthanogène maximal des substrats.

➤ **Rendement de dépollution**

La DCO (Demande Chimique en Oxygène), représente la quantité d'oxygène pouvant dégrader une matière organique, fonction de sa composition en carbone et en hydrogène. En considérant la DCO biodégradable de la matière, il est possible de calculer un rendement de dépollution de la manière suivante :

➤ **Rendement énergétique**

De la même manière que pour le rendement de dépollution, il est possible de calculer l'efficacité de la dégradation de matière pour la production de méthane, par le rapport entre la quantité de méthane produit et le flux de matière organique biodégradable passant par le digesteur.

La production d'électricité par cogénération est à privilégier par rapport à la production de chaleur par chaudière. En effet, la production centralisée d'énergie électrique génère dans tous les cas, de la chaleur qui n'est valorisée que s'il s'agit de centrales de cogénération. La production centralisée étant largement majoritaire en France, et la cogénération représentant à peine **3,2%** de la production globale française², environ **70%** de l'énergie produite est perdue sous forme de chaleur. L'efficacité énergétique moyenne de la production d'électricité est donc très faible (proche de **35%**), surtout en considérant les pertes joules lors du transport. Il est donc préférable de produire de l'électricité sur les lieux de production de la chaleur, plutôt que l'inverse.

C'est pourquoi les aides à la valorisation du biogaz (tarifs d'achat et subventions) concernent plus la cogénération que la production de chaleur seule. L'efficacité des cogénérations-biogaz est comprise entre **66%** et **84%** [2], et est donc largement supérieure à l'efficacité énergétique des moyens de production d'électricité classiques sans valorisation de la chaleur.

La demande de chaleur étant largement supérieure en hiver qu'en été, les consommations de combustibles pour la production de chaleur se font en grande partie l'hiver. On pourrait donc imaginer, dans le cadre de la prime d'efficacité énergétique, une valeur de la chaleur supérieure en hiver.

Il est également impératif d'analyser le cycle de vie des installations, (construction, exploitation, démantèlement). Les comparaisons devraient être faites en considérant l'"énergie grise", énergie nette nécessaire au cycle de vie des équipements, et non pas seulement l'énergie utilisée ou produite lors de l'exploitation.

² Source : Club Cogénération, ATEE, 2012

2 Mesure et calcul du tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz

Le tarif de base dépend du type d'installation (ISDND ou méthanisation), de la puissance maximale d'injection, et de la localisation de l'installation.

Les installations situées en outre-mer et dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon bénéficient d'une majoration de 10% du tarif de base.

Méthanisation		ISDND	
Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)	Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)
≤150 kW	13,37	≤150 kW	9,745
300 kW	12,67	≥ 2 000 kW	8,121
500 kW	12,18		
1 000 kW	11,68		
≥ 2 000 kW	11,19		

Pour tout: interpolation linéaire entre les valeurs

Prime effluents d'élevage		Selon:		
Pmax	Pr max		Ef (% d'effluents)	Valeur de Pr
≤150 kW	2,6	+	≤ 20 %	0
≥ 1 000 kW	0		≥ 60 %	Pr max

Valeur de l'efficacité énergétique V	Prime M (c€ / kWh)
V ≤ 35 %	0
35 % < V < 70 %	Interpolation linéaire
V ≥ 70 %	4

Hors chauffage digesteur, hygiénisation...(process amont)

Figure 2: Tarifs d'achat de l'électricité, pour les installations raccordées après le 21 mai 2011
Club Biogaz, 2011

Le Club Biogaz a réalisé un calculateur de tarif d'obligation d'achats de l'électricité produite à partir du biogaz :

Date actuelle	30/07/2012
Date de mise en service de l'installation	01/12/2012
Date de demande complète de contrat de raccordement	01/08/2012
L'installation est-elle une ISDND* ?	<input type="checkbox"/> NON
L'installation est-elle située dans les DOM ?**	<input type="checkbox"/> NON
Puissance maximale installée [kW]	250
Pourcentage d'efficacité énergétique V [%]	65%
Pourcentage d'effluents d'élevage Ef [%]	60%

Dernières valeurs définitives connues de	A la date de parution de l'arrêté	Au 1er janvier de l'année de la demande de contrat de raccordement
ICTrev-TS***	105,1	107,7
FM0ABE0000***	112,0	115,8

T [c€/kWh]	12,903	Pmax [c€/kWh]	2,294
S	1,000	Pe [c€/kWh]	3,429
K	1,02933	Pr [c€/kWh]	2,294

Tarif au début du contrat [c€/kWh]	19,172
------------------------------------	--------

Figure 3 : Calculateur des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz - Source : Club Biogaz

⇒ Calculateur des tarifs obligation d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz

2.1 Prime effluents d'élevage

Le calcul de la prime effluents d'élevage s'effectue en deux étapes.

Premièrement, il faut calculer la valeur maximale de la prime, fonction de la puissance installée.

Puissance installée	Valeur maximale de la prime [c€/kWh]
P_{max} ≤ 150 kW	2,6
P_{max} ≥ 1000 kW	0

Tableau 1 : Calcul de la valeur maximale de la prime d'effluents d'élevage

Les valeurs intermédiaires étant déterminées par interpolation linéaire.

Deuxièmement, il faut calculer le montant de la prime en fonction de la teneur en effluents d'élevage de la ration. Les effluents d'élevage sont l'ensemble des déjections liquides ou solides, fumiers, eaux de pluie ruisselant sur les aires découvertes accessibles aux animaux, jus d'ensilage et eaux usées issues de l'activité d'élevage et de ses annexes.

Le calcul est réalisé en tonnages des intrants entre la mise en service de l'installation et le 1^{er} novembre suivant, puis annuellement du 1^{er} novembre au 1^{er} novembre.

Valeur de Ef	Valeur maximale de la prime [c€/kWh]
≤ 20 %	0
≥ 60 %	Valeur maximale de la prime calculée précédemment

Tableau 2 : Calcul de la valeur de la prime d'effluents d'élevage

Les valeurs intermédiaires sont déterminées par interpolation linéaire.

2.2 Calcul de l'efficacité énergétique V

Efficacité énergétique V telle que définie dans l'annexe de l'arrêté du 19 mai fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz :

V est l'efficacité énergétique de l'installation calculée sur une base annuelle et est définie comme suit :

$$V = (E_{th} + E_{élec}) / (0,97 \times E_p)$$

formule dans laquelle :

1° E_{th} est l'énergie thermique valorisée autrement que par la production d'électricité, l'autoconsommation (1) ou la transformation des intrants. Pour le calcul de V, seule est comptabilisée l'énergie thermique qui alimente une activité consommatrice en chaleur créée en même temps que l'installation ou vient en substitution d'un moyen de production d'énergie thermique fossile (charbon, gaz, pétrole et leurs dérivés) ;

2° E_{élec} est l'énergie électrique produite nette, c'est-à-dire la production électrique totale produite laquelle on retire la consommation électrique des auxiliaires ;

3° E_p est l'énergie primaire en PCI du biogaz en entrée de centrale.

A l'exception des phases de démarrage de l'installation, les besoins en énergie thermique nécessaires à la production du biogaz, tel que le chauffage des cuves de digestion pour une installation de méthanisation, sont obligatoirement satisfaits par l'énergie thermique dégagée de la valorisation du biogaz produit par cette même unité.

Les modalités de contrôle du calcul de V sont précisées dans le contrat d'achat.

(1) Consommations dédiées à l'alimentation des besoins en énergie thermique utiles à la production du biogaz et de l'électricité.

L'énergie électrique valorisée correspond à la quantité d'électricité injectée dans le réseau. Le calcul de l'énergie thermique valorisée n'est pas si simple. Par énergie thermique valorisée, il est entendu :

"énergie thermique valorisée autrement que par la production d'électricité, l'autoconsommation ou la transformation des intrants".

Donc, la chaleur utilisée pour le processus de méthanisation n'est pas comptabilisée pour le calcul de V.

Seule est comptabilisée **"l'énergie thermique qui alimente une activité consommatrice en chaleur créée en même temps que l'installation ou venant en substitution d'un moyen de production d'énergie thermique fossile"** (charbon, gaz, pétrole et leurs dérivés).

Est donc **non éligible** la chaleur venant en substitution:

- **D'une production par la biomasse** (exemple : chaudière bois)
- **D'une production à partir d'énergie électrique** (l'électricité étant considérée par le gouvernement français comme énergie non fossile. Il est en outre estimé que la prime d'efficacité énergétique n'est pas nécessaire pour rendre ce remplacement rentable.)

De plus, si la chaleur produite par le biogaz alimente une **activité créée après la mise en service de l'installation**, elle **ne compte pas** dans le calcul de la prime.

La présence d'activité(s) consommatrice(s) d'énergie fossile, et/ou la possibilité de création d'activité(s) consommatrice(s) de chaleur est donc nécessaire pour bénéficier de la prime à l'efficacité énergétique.

2.3 Mesure de l'efficacité énergétique

2.3.1 Comptage de l'énergie primaire E_p

Energie thermique valorisée E_{th} inférieure à 5 GWh/an

Si l'énergie thermique produite et valorisée (comptant pour le calcul de V) est **inférieure à 5 GWh/an**, **il n'est pas obligatoire d'installer un système de comptage de l'énergie entrante**. L'énergie entrante est alors évaluée via le rendement électrique théorique de l'équipement de cogénération. L'énergie théorique entrante est calculée à partir du comptage de l'électricité produite en sortie d'alternateur. **Il est dans ce cas obligatoire d'installer un compteur de l'énergie électrique $E_{él}$ produite en sortie d'alternateur.**

Ainsi,

—

Energie thermique valorisée E_{th} supérieure à 5 GWh/an

Si l'énergie thermique produite et valorisée (comptant pour le calcul de V) est **supérieure à 5 GWh/an**, **il est nécessaire d'installer un système de comptage de l'énergie entrante**. Ce système comprend trois organes permettant :

- La mesure du débit de biogaz en continu

- L'analyse du taux de CH_4 en continu
- L'intégration du produit des 2 avec correction pression température, multiplié par le PCI du méthane
- Un compteur d'énergie produite au niveau de l'alternateur peut également être demandé

Deux types de vente sont possibles :

- La vente en totalité
- La vente en surplus

La vente en surplus est désavantageuse par rapport à la vente en totalité, puisque l'électricité vendue à EDF AOA l'est à un tarif supérieur à celle achetée. Les investissements éventuellement nécessaires pour le poste de soutirage sont donc généralement très rapidement amortis.

2.3.2 Comptage de l'énergie thermique valorisée E_{th}

Le comptage de l'énergie thermique nécessite trois éléments permettant :

- La mesure du débit de fluide caloporteur en continu, par débitmètre placé avant le premier équipement de valorisation.
- La mesure de la chute de température, par 2 sondes, une placée avant le premier équipement de valorisation, et une placée après le dernier. Dans le cas de la vapeur surchauffée, il est mesuré la différence d'enthalpie.
- L'intégration des 2, multiplié par le pouvoir calorifique C_p du fluide caloporteur, grâce à un intégrateur.

2.4 Estimation prévisionnelle de V :

2.4.1 Méthode de calcul d' E_p pour l'estimation de V :

Pour le calcul de l' E_p , seule l'énergie primaire effectivement cogénérée (en entrée de centrale) est prise en compte. Ainsi par exemple, le PCI du biogaz produit qui ne pourrait être stocké mais serait torché si la centrale était en panne ou en maintenance ne serait pas inclut dans le calcul de E_p .

Exemple :

2 000 000 Nm^3 méthane contenu dans le biogaz produit/an, soit 19 920 MWh PCI / an (9,96 kWh/ Nm^3 de méthane)

Mais 92% de disponibilité (= temps de fonctionnement) de la centrale de cogénération

$E_p = 18\,326$ MWh PCI /an effectivement cogénéré (en entrée de centrale)

Pour aller plus loin :

Le Club Biogaz a réalisé un guide détaillant les modalités de comptage de l'efficacité énergétique, et décrivant de manière précise les démarches de raccordement et d'obtention du contrat d'achat de l'électricité

Guide des démarches de raccordement et d'obtention du contrat d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz – Club Biogaz, 2012

2.4.2 Calcul de l'électricité produite nette E_{elec} pour l'estimation de V

E_{elec} se calcule à partir :

- De l'électricité totale produite, elle-même calculée à partir :
 - $D'E_p$ (cf. ci-dessus)
 - Du rendement électrique de la centrale :
 - Les fournisseurs définissent les rendements de leurs équipements avec des seuils de tolérance (en général +/- 5%) dont il faut tenir compte dans les calculs en phase d'étude (hypothèse conservatrice). Au final, la meilleure valeur à considérer est le rendement garanti par le fournisseur.
 - De plus, il est recommandé de baser ses estimations sur un rendement moyen correspondant au taux de charge prévisionnel de l'équipement (exemple : 85% de charge moyenne), et non sur le rendement nominal (correspondant à 100% de charge). En effet, le rendement électrique est inversement proportionnel au taux de charge de l'équipement de cogénération. C'est-à-dire que le rendement est d'autant plus faible que l'énergie contenue dans le biogaz en entrée de centrale est faible par rapport au rendement nominal de l'équipement.
- De la consommation des auxiliaires (surpresseur, alternateur, pompes internes...) : en moyenne, cette autoconsommation représente **2 à 4%** qu'il faut soustraire de l'électricité totale produite pour le calcul de E_{elec} .

2.4.3 Calcul de l'énergie thermique E_{th} pour l'estimation de V

On peut calculer E_{th} à partir de l'énergie thermique totale produite (estimée sur le même principe que l'énergie électrique), de laquelle on soustrait l'autoconsommation pour les besoins des digesteurs (en moyenne 15 à 25%), pour l'hygiénisation des intrants, et toute autre forme de valorisation thermique non prise en compte dans le calcul de V .

Il faut tenir compte de la perte d'efficacité des échangeurs au cours du temps.

- ⇒ Calculateur de conversion débit et composition de biogaz en énergie primaire et valorisable (document annexe)

2.5 Mesure de V en phase d'exploitation

Il revient au producteur d'électricité de déclarer V auprès d'EDF Obligation d'Achat et de produire les justificatifs nécessaires, sur la base de mesures qu'il effectue.

Pour fiabiliser la mesure de V (et a fortiori s'assurer de toucher la prime à l'efficacité énergétique), le choix et l'entretien de l'instrumentation sont déterminants (débitmètre, analyseurs de gaz, calorimètre...). Il est recommandé de nettoyer et d'étalonner les instruments régulièrement, voire de faire appel à un contrat de maintenance pour ces appareils. En cas de panne, il faut prévenir EDF OA dès que possible au début de la panne et décider avec eux d'un mode de calcul dégradé pendant la phase de réparation.

Pour aller plus loin :

Le guide des démarches de raccordement et d'obtention du contrat d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz réalisé par le Club Biogaz présente les modalités de facturation de l'efficacité énergétique

Guide des démarches de raccordement et d'obtention du contrat d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz – Club Biogaz, 2012

3 Bonnes pratiques et recommandations générales

3.1 Intégration optimisée des flux de matière et d'énergie (écologie industrielle)

Avant d'aborder, dans les chapitres qui suivent, les questions portant sur l'efficacité interne des systèmes de production de biogaz, il est important d'évaluer **l'efficacité de l'installation du point de vue de son intégration systémique au sein d'un territoire**. L'écologie industrielle consiste à étudier les flux de ressources et de matières à l'échelle du territoire, afin de favoriser les échanges entre entités pour optimiser la consommation de l'ensemble. Voir l'Annexe 1 : Intégration optimisée des flux de matière et d'énergie (écologie industrielle) pour plus d'informations.

3.2 Critères économiques de choix

Afin de choisir au mieux les solutions à mettre en œuvre, il est impératif d'analyser les coûts sur le cycle de vie de l'installation. Outre les coûts d'investissement, il convient de prendre en compte :

- le coût des consommables (électricité, produits actifs...) ;
- le coût de la maintenance ;
- l'évolution des prix ;
- la durée de vie des équipements ;
- les garanties offertes par les fournisseurs.

L'investissement peut ne représenter que 5% des coûts d'une installation. Les calculs de rentabilité doivent se faire sur le long terme (au moins sur les 15 ans d'exploitation généralement prévus), et il est préférable de calculer la « valeur actuelle nette » du projet (VAN), plutôt que le temps de retour sur investissement, qui ne donne pas d'indication sur l'intérêt économique de long terme du projet.

3.2.1 Valeur actuelle nette (VAN), Taux d'Enrichissement en Capital (TEC) et temps de retour sur investissement

La méthode de la valeur actualisée prend en compte un taux d'actualisation des flux financiers, choisi comme étant égal à la rémunération attendue du capital investi. On utilise généralement pour la calculer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) :

CMPC = Pourcentage de fonds propres x rentabilité actuelle **nette** (après impôts et taxes) des fonds propres + pourcentage d'emprunt bancaire x taux d'intérêts **nets** (après impôts et taxes)

Il suffit dans une feuille de calcul Excel de noter pour chaque année la différence entre les dépenses et les recettes prévues (résultat net annuel), et d'utiliser la fonction "VAN" du logiciel. Il faut alors étudier la VAN générée par euro investi, notion appelée "TEC" (Taux d'Enrichissement en Capital), valeur qui devra généralement être supérieure à **0,3**³.

Le temps de retour sur investissement est défini comme « la période de temps minimale théoriquement nécessaire pour récupérer l'investissement initial sous forme de flux de trésorerie du projet, en se basant sur les recettes totales moins les coûts et amortissements »⁴.

³ Source : RAEE

⁴ Source : FAO

Il faut également prendre en compte la valeur résiduelle du projet en fin de période considérée. Il s'agit pour la méthanisation des éventuels travaux à prévoir à la fin de la période (rénovation ou démantèlement), des recettes prévues (dans le cas d'un prolongement d'exploitation : vente d'énergie, redevance de traitement, vente de digestat, dans le cas d'un arrêt, recyclage des équipements), difficilement évaluables en se projetant 15 ans dans le futur.

Le calculateur suivant présente un exemple :

Projet A

Taux d'actualisation	8%									
Investissement	600000,00									
Valeur résiduelle du projet 15 ans après l'investissement										
Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Flux financier (coûts - économies permises par le projet)	- 600 000,00 €	90 000,00 €	95 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €	100 000,00 €
Solde cumulé		- 510 000,00 €	- 415 000,00 €	- 315 000,00 €	- 215 000,00 €	- 115 000,00 €	- 15 000,00 €	85 000,00 €	185 000,00 €	285 000,00 €
VAN	278 500,01 €									
TEC	0,46									
TRI	15%									

Projet B

Taux d'actualisation	8%									
Investissement	400000,00									
Année	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Flux financier (coûts - économies permises par le projet)	- 400 000,00 €	100 000,00 €	90 000,00 €	80 000,00 €	70 000,00 €	60 000,00 €	50 000,00 €	40 000,00 €	30 000,00 €	20 000,00 €
Solde cumulé		- 300 000,00 €	- 210 000,00 €	- 130 000,00 €	- 60 000,00 €	-	50 000,00 €	90 000,00 €	120 000,00 €	140 000,00 €
VAN	54 558,19 €									
TEC	0,14									
TRI	11%									

Figure 4 : Calculateur de rentabilité économique des projets de méthanisation - Source : Club Biogaz

Le temps de retour sur investissement est plus intéressants pour le deuxième projet que le premier, mais le TEC est plus intéressant pour le premier projet. Il faudrait donc retenir le premier projet malgré son temps de retour sur investissement plus long.

- ⇒ Exemple (Document annexe)
- ⇒ Calculateur vierge (Document annexe)

Comme suggéré par le groupement Gimélec, les flux financiers devraient prendre en compte le coût des externalités. (Voir partie [1.4 de la présentation du contexte](#))

Pour arrêter un choix, il faut également prendre en compte les risques du projet, évalués par la quantité de consommables nécessaires et la complexité de maintenance, et la probabilité d'évolution des coûts de ces deux facteurs. Il est préférable de réduire les risques en obtenant un maximum de garanties de la part des fournisseurs, en terme de performances, consommations, durée de vie, et contraintes d'exploitation des équipements.

Ainsi, les économies d'énergie permises grâce à l'efficacité énergétique sont à calculer en prenant en compte l'évolution du prix de l'énergie.

Le choix du projet devra donc se faire par le meilleur compromis entre rentabilité attendue et risques du projet.

Un autre critère est utilisé pour déterminer la rentabilité du projet. Il s'agit du TRI (Taux de Rentabilité Interne), **à ne pas confondre avec le temps de retour sur investissement**.

3.2.2 Taux de Rentabilité Interne

Il représente le taux d'actualisation qui annule la VAN pour les flux financiers nets du projet. Entre deux projets, à VAN comparables, il faut choisir celui qui offre le TRI le plus élevé. Le TRI doit être supérieur au taux d'actualisation sans quoi le projet génère des pertes d'argent.

L'investissement requis pour une bonne efficacité énergétique est supérieur, mais les coûts d'exploitation seront inférieurs, et la méthode de calcul par la valeur actuelle nette met en évidence son intérêt économique. La diminution des coûts d'exploitation et des risques permise par l'amélioration de l'efficacité énergétique devrait sans difficulté convaincre les investisseurs de placer plus d'argent dans votre projet.

Il est souhaitable pour chaque équipement de demander une prévision ou mieux encore des garanties sur les performances, les coûts d'investissement et d'exploitation de la part de chaque fournisseur sur l'ensemble des équipements qu'il propose. Vous pouvez par exemple les reporter dans un tableau comme celui proposé ci-dessous de manière à vous donner tous les éléments pour effectuer vos calculs économiques et vous permettre de faire un choix.

⇒ Tableau comparatif des équipements (document annexe)

Les équipements doivent généralement être dimensionnés par rapport à leur fonctionnement pour 90-95% du temps, afin de ne pas générer de surcoûts inutiles. En revanche, toutes les possibilités doivent être prises en compte et si un risque d'incident ayant des conséquences importantes existe, il est impératif de le prendre en compte même si sa probabilité d'apparition est faible.

3.3 Installation individuelle ou centralisée ?

Le choix de la taille de l'installation se fait essentiellement par le critère d'efficacité énergétique, mais également par le critère « risques d'approvisionnement » et « pouvoir de négociation avec les fournisseurs d'intrants ».

D'un point de vue efficacité énergétique et économique, les installations de plus grande taille réalisent des économies d'échelle car la consommation électrique et thermique de l'installation n'augmente pas proportionnellement à la taille. Elles nécessitent cependant plus de déplacements de matière.

Les installations de plus grande taille nécessitent donc généralement plus de transport routier. Il faut alors mettre en balance, d'une part, les économies en investissement et en coût d'exploitation par MWh d'énergie produite permises par l'augmentation de la taille de l'installation avec, d'autre part, les coûts, externalités comprises (risques d'accident, bruit, consommation de carburant émetteur de polluants) du transport supplémentaire nécessaire

Pour aller plus loin :

Le guide de bonnes pratiques réalisé par le Club Biogaz présente la méthode d'évaluation de l'intérêt de l'approvisionnement en fonction du type de déchets et de leur distance de l'installation.

"Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation" – Club Biogaz, 2011

3.4 Optimiser les distances sur le site et aux consommateurs

Il est important de chercher à réduire la longueur de canalisations sur le site. Ceci permet de réduire les pertes de chaleur et les pertes de charge, donc les consommations des pompes au niveau des canalisations. Ceci implique donc de compacter au maximum l'installation, et de placer les procédés le plus près possible de l'étape précédente. Cette optimisation a par ailleurs l'avantage de limiter le foncier nécessaire à l'installation.

Par ailleurs, lorsque la chaleur est valorisée en dehors du site, les usines de cogénération sont à implanter près des consommateurs de chaleur afin de minimiser la longueur, et donc le coût, des canalisations des réseaux de chaleur. Cela implique de travailler à l'acceptation de ce type de projet par la population locale et de respecter impérativement les bonnes pratiques permettant d'éviter les désagréments tels que les odeurs (voir le [guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation](#) édité par le Club Biogaz).

3.5 Adaptation des choix technologiques à la typologie des lieux

L'amélioration de l'efficacité énergétique passe d'abord par une optimisation de la mise en œuvre des équipements, permettant d'éviter les surcoûts inutiles.

3.5.1 Adapter aux équipements existants

Il est possible de réduire les coûts de construction de l'installation en utilisant des équipements déjà existants, comme des fosses à lisier converties en digesteur ou post digesteur.

3.5.2 Utilisation de la gravité

Une autre idée simple pour réduire les consommations des pompes est d'utiliser le relief du terrain sur lequel est implantée l'installation. Décharger la matière entrante au point le plus haut, puis placer les procédés dans l'ordre à des altitudes de plus en plus basses permet d'utiliser la gravité plutôt que de l'énergie apportée par une pompe pour faire circuler les fluides. Il faut alors veiller à ne pas augmenter les difficultés de chargement des équipements de stockage.

Ainsi, la circulation de matière du digesteur au post digesteur peut se faire par surverse, mais le pompage peut permettre une optimisation des déplacements de matière grâce au suivi d'exploitation et à la commande du digesteur. (Voir partie 7 Suivi d'exploitation).

Plutôt que d'utiliser des véhicules pour l'épandage des digestats, il peut parfois être plus intéressant de développer des canalisations prolongées par un tuyau d'arrosage conduisant la phase liquide des digestats au niveau des champs à épandre.

3.6 Transformateur à haute performance énergétique

Lors de la prévision des travaux de raccordement, il peut être intéressant d'évaluer l'intérêt économique de l'installation de transformateurs à haute performance énergétique en concertation avec le gestionnaire de réseau.

4 Choix du procédé de méthanisation

L'une des premières questions à se poser lors du choix des technologies à mettre en œuvre est : quel type de procédé choisir ?

4.1 Température de procédé

Différents types de bactéries peuvent dégrader la matière organique, et agissent à des températures différentes. Ainsi, trois grandes classes de bactéries méthanogènes existent :

Les bactéries psychrophiles (15-25°C)

Les bactéries mésophiles (35-40°C)

Les bactéries thermophiles (50-65°C)

Dans le respect des plages de température optimales, la réaction sera d'autant plus rapide que la température sera élevée.

Quelle que soit la température choisie, il faudra éviter au maximum les fluctuations de température pour ne pas perturber la réaction (Voir partie "[7. Suivi biologique](#)").

4.1.1 Température psychrophile

Les bactéries psychrophiles agissent à température ambiante (15-25°C). Ce sont les responsables de la méthanisation naturelle, se produisant notamment dans les marais. Cette température est très peu utilisée (en France, seules 4 industries et une installation à la ferme y ont recours). La méthanisation à cette température a l'avantage de nécessiter peu d'énergie thermique, mais la dégradation de la matière et la production de biogaz sont très lents.

4.1.2 Température mésophile

Les bactéries mésophiles (35-40°C), sont utilisées dans la quasi-totalité des digesteurs en France. C'est généralement la température qui offre le meilleur rapport rapidité de réaction / consommation thermique.

L'optimum de température se trouve autour de 38°C.

4.1.3 Température thermophile

Les bactéries thermophiles agissent à des températures plus élevées (50-65°C). Leur utilisation reste rare, mais commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance.

En effet, ce niveau de température permet une réaction rapide pour la dégradation de la matière et la production de biogaz. Il requiert plus d'énergie thermique que les autres, l'isolation et les échangeurs de récupération d'énergie des effluents sortants pour le préchauffage des intrants ont donc encore plus d'impact sur l'efficacité énergétique de l'installation.

D'autre part, les bactéries thermophiles sont encore plus sensibles aux variations de paramètres de réaction (température, pH, alcalinité...). Le procédé sera donc plus difficile à contrôler et nécessitera obligatoirement un monitoring poussé.

4.2 Les technologies de digesteur

Pour traiter des effluents plus ou moins riches en matière sèche (MS), le digesteur alimenté en continu, semi-continu ou discontinu, peut faire appel à différents procédés :

- Infiniment mélangé (culture libre, voie liquide)
- UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket)
- Lit fixé (culture)
- Lit fluidisé
- Voie sèche continue (piston, vertical)
- Voie sèche discontinue (batch, garages, conteneurs)

Les digesteurs en voie liquide seront de plus grande taille, mais pourront exploiter plus de potentiel méthanogène du substrat.

La voie liquide est généralement utilisée pour des taux de matière sèche inférieurs à **18%**, et la voie sèche pour des taux de matière sèche généralement compris entre **20 et 50%**, la moyenne étant de **30%**. En cas d'utilisation de la voie liquide pour des substrats à fort taux de matière sèche, il faudra ajouter de l'eau dans le digesteur, éventuellement récupérée sur la phase liquide générée par la séparation de phase.

La recirculation de matières partiellement ou complètement digérées peut permettre d'améliorer les conditions microbiologiques et ainsi favoriser la production de biogaz et éviter les problèmes. Le lisier est un substrat chargé en bactéries favorables à la méthanisation. Il a un bon pouvoir tampon pour la régulation du pH (voir 1.). Il peut donc être un bon élément pour la dilution et la recirculation.

4.2.1 Lit de boues

Les réacteurs à lit de boues ne peuvent être utilisés que pour le traitement d'effluents très peu chargés en MS. L'effluent entre par la base d'un cylindre. La vitesse ascensionnelle étant faible, une séparation de phase solide/liquide s'effectue par décantation. La phase solide est dégradée par des micro-organismes sous forme de floccs, ce qui permet au liquide sortant d'être moins chargé en carbone qu'en entrée.

Lit de boues compartimenté

La séparation en plusieurs compartiments en série permet d'éviter les possibles inhibitions de la réaction dues à l'hydrogène.

Bassin

La décantation d'effectue dans un bassin couvert pour éviter les émissions d'odeurs. C'est le principe de la fosse septique.

La réaction est d'autant rapide que le volume de bassin est important. Elle peut également être accélérée par un système d'agitation discontinue. Une température plus élevée dans le bassin peut aussi accélérer la réaction, ce qui peut être avantageux pour certaines agro-industries rejetant des effluents chauds.

4.2.2 Biofilms

Les biofilms, comme les lits de boues, ne peuvent être utilisés que pour le traitement d'effluents très peu chargés en MS.

Système UASB

Le système UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) ou lit de boues anaérobies à flux ascendant utilise la capacité d'autofloculation de la biomasse dans le réacteur par sédimentation des granules, les floccs bactériens sont équilibrés dans le réacteur par sédimentation avec le flux ascendant de l'effluent à traiter. La vitesse de fermentation étant proportionnelle à la masse de bactéries présentes, elle est limitée par le fait que ces bactéries ne peuvent se fixer que sur les parois du réacteur. D'où l'idée - venue de France et d'Irlande - d'augmenter la surface de vie des bactéries en introduisant un support de grande surface spécifique. Les avantages sont nombreux par rapport aux techniques rustiques à lit de boues : fermentation beaucoup plus rapide (quelques heures à quelques jours au lieu de deux semaines), possibilité d'accélérer encore le processus en adoptant la fermentation thermophile, productivité supérieure, multipliée par 4 à 10, biogaz plus riche en méthane (jusqu'à plus de 80%), taille réduite et donc investissement moindre.

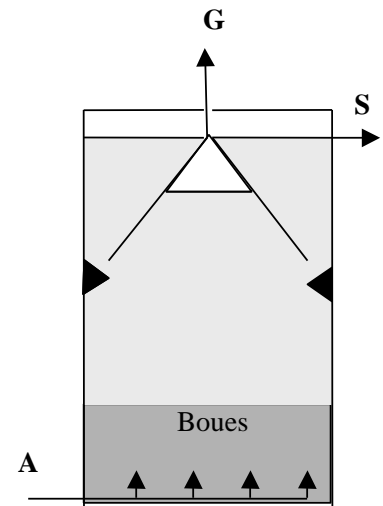


Figure 5 : Réacteur UASB
(A: Alimentation - S: Sortie - G: Biogaz)
Source : "La méthanisation", René Moletta, 2011[3]

Lit fixé

Pour les systèmes à lit fixé (ou filtre anaérobie, culture), le réacteur contient un support statique inerte, minéral ou synthétique sur lequel viennent se fixer les bactéries.

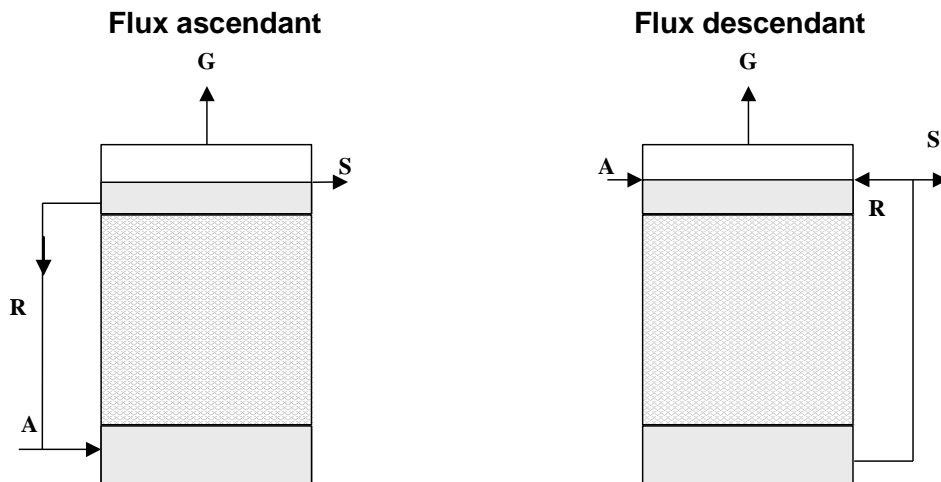


Figure 6: Réacteurs à lit fixés (A: Alimentation - S: Sortie - G: Biogaz - R: Recirculation)
Source : "La méthanisation", René Moletta, 2011[3]

Lit fluidisé

Pour le système à lit fluidisé : les bactéries sont fixées sur un support mobile : particules granulaires fines et poreuses comme le sable, maintenues en expansion et contrôlées par le flux ascendant rapide et régulier de l'effluent.

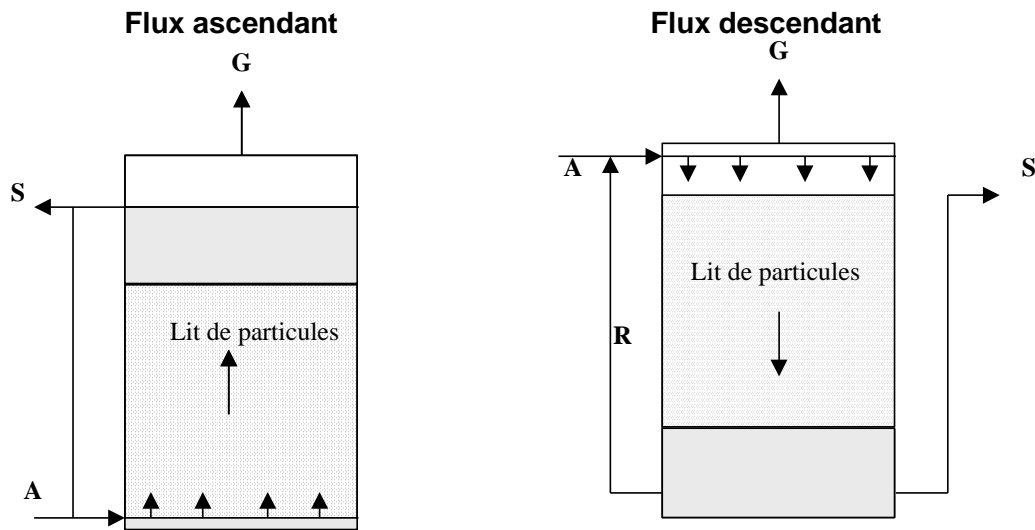


Figure 7: Réacteurs à lit fluidisé (A: Alimentation - S: Sortie - G : Biogaz – R: Recirculation)
Source : "La méthanisation", René Moletta, 2011

Recirculation interne

Les réacteurs à recirculation interne sont agités par la production de biogaz. Leur conception particulière assure une recirculation des boues entraînées par le biogaz (voir Figure 8).

Réacteurs hybrides

Les réacteurs hybrides sont composés de différents types de digesteurs. Il s'agit généralement de lits de boues couplés à un lit fixé (filtre anaérobie).

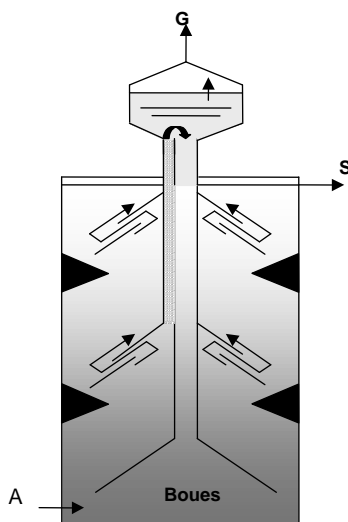


Figure 8: Digesteur à recirculation interne
(A: Alimentation - S: Sortie - G : Biogaz)
Source : "La méthanisation", René Moletta, 2011 [3]

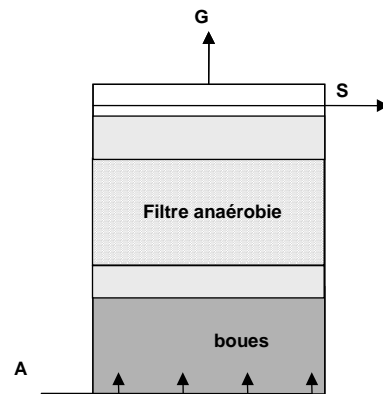


Figure 9: Digesteur hybride
(A: Alimentation - S: Sortie - G : Biogaz)
Source : "La méthanisation", René Moletta, 2011 [3]

Pour aller plus loin :

Le chapitre 6 du livre "La méthanisation" : Technologies de traitement des effluents industriels par la méthanisation présente plus en détail les différents types de réacteurs à lit de boue et biofilm.

La méthanisation – René Moletta, Lavoisier, 2011

4.2.3 Réacteurs infiniment mélangés

Le réacteur infiniment mélangé est la technologie la plus ancienne et la plus répandue actuellement en France. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier, et éventuellement par recirculation du gaz ou du liquide, ou avec recirculation de la biomasse (procédé contact). Ce type de digesteur fonctionne généralement en température mésophile. Il a connu un certain nombre d'améliorations ces dernières années.

Ce procédé fonctionne en voie liquide, avec des taux de matière sèche inférieurs à **18%**. L'utilisation d'un substrat plus chargé en eau entraîne des besoins thermiques supplémentaires, par l'augmentation du volume à chauffer (l'eau ayant une capacité calorifique élevée).

Pour cette technique, il est très important de surveiller les paramètres biologiques (Voir partie 8. Suivi biologique de la méthanisation). En effet, en cas d'arrêt de la réaction, il faudra vider le digesteur et les coûts de remise en route seront très importants.

Les différentes méthodes d'agitation pour ce type de réacteur sont développées dans la partie 6.8.3 « Agitation du digesteur ».

Post digesteurs

Un ou plusieurs post digesteurs sont souvent nécessaires pour que la matière organique continue de se dégrader lors du stockage.

Ces deux réacteurs peuvent alors être mis en œuvre dans des cylindres concentriques système appelé "tank-in-tank", le post digesteur situé à l'intérieur ne subira pas de pertes thermiques par les parois, et la circulation du digesteur au post digesteur se fera par surverse.

Si l'installation est destinée à être agrandie dans le futur, en prévision d'une augmentation de la quantité de déchets à traiter, il est possible de surdimensionner les post-digesteurs qui pourront devenir des digesteurs. Les coûts de construction seront alors diminués.

Pour aller plus loin :

La société Xergi a recueilli l'expérience de plusieurs producteurs de biogaz sur les différents types de méthaniseurs en infiniment mélangé :

Quel type de méthaniseur choisir ? – Xergi, en ligne, 2012

4.2.4 Voie sèche continue

Les digesteurs en voie sèche continue sont généralement de type "piston". Pour ce procédé, des pâles permettent de mélanger la matière sur l'axe vertical, et la faire avancer sans mélange sur l'axe horizontal.

Ce système a pour avantage de permettre la digestion de l'intégrité de la matière au fur et à mesure qu'elle avance dans le digesteur, et de consommer peu d'énergie électrique pour des quantités de matière traitées faibles. Il est surtout intéressant pour une quantité de matière traitée correspondant à des puissances de cogénération inférieures à **100 kW_{él}**.

Ce procédé est généralement plus cher à l'investissement.

4.2.5 Voie sèche discontinue

Le digesteur en voie sèche discontinue, également appelé ASBR (Anaerobic Sequencing Batch Reactor), consiste en un digesteur rempli avec des déchets solides, en une fois ou sur plusieurs jours. La production de biogaz étant différente suivant le temps écoulé depuis le remplissage, différents digesteurs sont utilisés en décalés, de manière à lisser la production. Enfin, le percolat, jus chargé en bactéries, est recirculé à travers les différents digesteurs, pour que la réaction biologique se fasse correctement.

Ce procédé est surtout intéressant pour de petites puissances (54-526 kW_{él}, surtout à partir de 80/100 kW_{él}).

Ce procédé est avantageux pour les produits solides (*ex: fumier*), puisqu'il n'est pas nécessaire de rajouter de l'eau, ressource de plus en plus rare, et qu'il ne nécessite pas d'équipements particuliers pour l'épandage. En revanche, les besoins en manutention sont souvent élevés, ce qui peut nécessiter des consommations de carburant supplémentaires. Cette manutention est parfois déjà nécessaire dans les fermes, par exemple pour le transport du fumier, et les besoins en carburant ne seront pas augmentés dans ce cas.

La voie sèche discontinue offre une flexibilité pour l'approvisionnement, et est particulièrement adaptée en cas de forte saisonnalité des intrants. Elle est également mieux adaptée en cas de présence d'indésirables (bois, sable, plastiques...) car il y a un renouvellement complet de la matière à chaque déchargement/rechargement. Les digesteurs ayant une capacité de stockage équivalente à un gazomètre placé au-dessus d'un digesteur de type infiniment mélangé, des pertes thermiques sont évitées. En effet, les gazomètres sont des équipements générant de fortes déperditions.

Il est possible de diminuer les besoins thermiques de ces réacteurs, en dégradant de manière aérobie le fumier par compostage au préalable, ce qui permettra de le chauffer à 50-70°C. Cette solution induit des pertes de potentiel méthanogène.

Le potentiel méthanogène des matières traitées n'est par ailleurs pas entièrement exploité lors de l'utilisation de cette technologie.

Ce procédé a l'avantage de ne pas nécessiter de brassage, sa consommation électrique est donc très faible, puisqu'elle est réduite à la pompe de circulation des percolats.

La méthanisation en voie sèche discontinue peut être mise en œuvre de différentes manières :

- Par fumières
- En garages
- En conteneurs

Fumières

Les digesteurs sont constitués de murs de béton recouverts d'une bâche se gonflant avec la production de biogaz. Une partie des parois peut être enterrée de manière à réduire les déperditions thermiques. Ce procédé a l'avantage d'être simple à mettre en œuvre, ce qui peut permettre de réduire les coûts d'investissement.



Figure 10 : Bâches couvrant des digesteurs en fumière - Source : AILE / RAE

En garage

La méthanisation est mise en œuvre dans des garages en béton fermés par des portes étanches.



Figure 11 : Construction d'un méthaniseur en garage - A gauche : garages avec portes étanches
A droite : équipements de gestion du percolat – Source : Methajade

En conteneurs

Le procédé de méthanisation en conteneurs est présenté dans la partie suivante.

4.2.6 Voie sèche en conteneur

Présentation de la technologie

La méthanisation solide en conteneurs (ou "box") est particulièrement pertinente pour le traitement des effluents agricoles à forte teneur en matière sèche (principalement du fumier) et pour des quantités de matières traitées d'environ 1 000-3 000 t/an. Il n'y a pas réellement de contrainte sur le taux de matière sèche. L'aspect solide (manutention au godet et non à la pompe) et structuré (tenue en tas du substrat et du digestat au champ) de la matière est davantage limitant.

Les effluents à traiter sont chargés par le dessus du conteneur grâce à une machine agricole standard, et sont dégradés pendant 20 à 45 jours, puis les conteneurs sont déchargés comme une benne. Plusieurs conteneurs sont utilisés en décalé pour permettre un lissage de la production de biogaz, et la destruction du biogaz pauvre en torchère en début de cycle est évitée par le mélange avec le biogaz produit par les autres box. Le percolat (jus) est recirculé de manière à assurer de bonnes conditions de digestion.



Figure 12 : mise en œuvre de la méthanisation en conteneurs – Source : ERigène

Énergie nécessaire à la mise en œuvre

Le principal avantage de la méthanisation en conteneurs par rapport aux autres technologies est la simplicité d'implantation. En effet, elle ne nécessite ni gros œuvre, ni béton, ni génie civil. De plus, aucun permis de construire n'est requis pour la mise en œuvre de l'installation.



Figure 13 : transport sur route de box - Source : ERigène

Consommations thermiques

Les conteneurs sont isolés : les déperditions thermiques sont d'environ **1,9 kW_{th}** par box. En moyenne annuelle, **25 à 50%** de la chaleur produite par la cogénération est utilisée pour la méthanisation, suivant le pouvoir méthanogène des matières traitées. Cette valeur sera à faire préciser par votre fournisseur pour réaliser le bilan énergétique et économique prévisionnel et le comparer aux autres solutions.

Consommations électriques

La consommation d'énergie électrique est réduite à la pompe de circulation des percolats et au module de commande. Elle est mutualisée entre l'ensemble des box, et représente environ **0,3 kW_{el}** par digesteur. Cette valeur est souvent largement plus faible que la consommation électrique des méthaniseurs nécessitant pompes, trémies, et agitateurs.

Contrôle de la réaction

La maîtrise du temps de séjour grâce au module de commande permet une optimisation agronomique, économique et énergétique en s'adaptant à la saisonnalité des intrants. Chaque conteneur est piloté indépendamment.

Indépendance des box

Il n'y a jamais de mélange de matière solide entre les containers. La gravité du risque d'acidose est donc fortement réduite, car un seul box sera impacté, et il n'y aura pas de temps supplémentaire de montée en charge. Seul le contenu du box sera perdu. De plus, le risque d'acidose peut être maîtrisé par la possible mutualisation des traitements entre plusieurs digesteurs. Le fait d'avoir plusieurs digesteurs en parallèle à différents stades de maturité permet, entre autres choses, de stabiliser les digesteurs dérivant vers l'acidose en croisant les jus de percolation avec un digesteur en fin de cycle (population méthanogène prédominante).

Cette caractéristique permet en outre de mutualiser la valorisation des matières de l'agriculture biologique et conventionnelle pour réaliser des économies d'échelle et sécuriser les gisements.

Logistique

La méthanisation en voie sèche nécessite l'utilisation de machines agricoles consommatrices de carburant, mais dans le cas du traitement du fumier, ces machines sont dans tous les cas utilisées pour sa manutention ; l'exploitation du système ERibox vient donc en partie en substitution à la manutention habituelle du fumier. D'autre part, le temps de travail (environ 1h30 par cycle) n'est pas significativement supérieur. Il sera également envisageable d'utiliser des machines roulant au GNV, alimentées par du biogaz épuré en biométhane, lorsque les techniques d'épuration à petite échelle seront répandues.

J0 : Chargement :



J+20 à J+45 : déchargement :



Figure 14 : Mise en œuvre de la méthanisation en conteneurs – Source : ERigène

Nombre de conteneurs par installation

Une benne/box offre environ 30 m³ de volume utile. Le tonnage dépend de la densité de la matière traitée avec, en contrainte basse, le faible rendement volumique si on traite de la

matière très peu dense et, en contrainte haute, le tonnage limité par la capacité de levage du bras ampliroil.

Il est nécessaire d'utiliser plusieurs conteneurs pour une valorisation en cogénération, afin que la production de biogaz soit suffisamment régulière. Le minimum technique est de 4 box, mais le minimum économique est généralement de 6, selon les gisements. Il est possible dans certains cas d'utiliser moins de box, si le gisement est en quantité plus réduite ; la valorisation du biogaz se fera alors en chaudière, en remplacement de l'utilisation d'énergie fossile.

L'efficacité énergétique globale augmente avec le nombre de containers implantés.

Évolutivité et modularité

Les box étant standards, il est possible de réduire ou d'augmenter leur nombre, en fonction de l'évolution de la quantité de déchets traités ou de leur pouvoir méthanogène. Ce procédé est donc bien adapté si l'évolution de la quantité de déchets à traiter est incertaine.

Pour aller plus loin :

Erigène.com – ERigène, en ligne, 2012

4.3 Nombre d'étapes

La méthanisation dégrade la matière organique en biogaz en 4 grandes étapes :

- **Hydrolyse** : dégradation des polymères en monomères
- **Acidogénèse** : transformation des monomères en acides gras volatils (AGV)
- **Acétogénèse** : transformation des AGV en acétate, hydrogène et dioxyde de carbone
- **Méthanogénèse** : production de méthane à partir de l'acétate et de l'hydrogène

Ces étapes peuvent être réalisées dans différents réacteurs. En effet, les conditions optimales de réaction définies pour la méthanisation (température, pH, alcalinité...) sont définies pour la méthanogénèse, réaction souvent limitante. La vitesse de réaction des autres étapes peut donc être augmentée par des conditions différentes.

Généralement, l'hydrolyse et l'acidogénèse sont réalisées dans un réacteur supplémentaire à temps de séjour court, en amont du méthaniseur, pour les effluents facilement fermentescibles, tels que les sucres. Le temps de séjour dans le digesteur est donc diminué. Si le temps d'hydrolyse est trop long, la séparation en deux étapes n'a pas d'intérêt.

Le pH optimal pour ces deux premières réactions se situe entre **5,5 et 6[3]**.

Puisque les déchets facilement fermentescibles partent en acidogénèse rapidement, leur digestion en une étape peut plus facilement faire baisser l'alcalinité du milieu, et entraîner une chute irrémédiable du pH, avec pour conséquence un arrêt de la méthanogénèse. Dans ce cas, il faut vider le digesteur et refaire la montée en charge, ce qui pour certains systèmes pénalise lourdement l'installation. La séparation en deux étapes permet de réduire le risque d'acidogénèse du digesteur.

Pour aller plus loin :

Ce chapitre présente les techniques les plus utilisées en France, d'autres types de digesteurs sont présentés dans le livre "La méthanisation"

[La méthanisation](#) – René Moletta, Lavoisier, 2011

4.4 Procédé de production directe de biométhane

Le réacteur biologique conçu par la société Serigas permet de convertir directement les déchets organiques en biométhane composé de 93 à 99% de méthane.

Avantages du procédé

- Conception totalement clé en main permettant de transformer le substrat en biométhane composé à 99% de méthane ;
- Permet de traiter un grand nombre de matières organiques, dont certaines non fermentables par un procédé conventionnel de méthanisation ;
- Rendements par tonne de 30 à 60% supérieurs aux systèmes conventionnels ;
- Le CO₂ est collecté et réutilisé, ce qui permet d'obtenir des crédits carbone ;
- Faibles coûts d'investissement et d'exploitation.

Consommations énergétiques du procédé

La consommation d'énergie électrique du procédé est comprise entre **3 et 7 kWh par tonne**, selon le taux de matière sèche des substrats traités et la structure de la biomasse. Plus l'installation est grande, plus la consommation spécifique d'énergie est faible.

Produits générés

La proportion maximale de chacun des composants du biométhane produit est la suivante :

Composant	Formule	Pourcentage maximal (%)
Méthane	CH ₄	99 ± 0,5
Dioxyde de carbone	CO ₂	1
Azote	N ₂	0,06
Hydrogène	H ₂	0,7
Oxygène	O ₂	0,23
Sulfure d'hydrogène	H ₂ S	0,003

Tableau 3 : Proportion maximale des composants du biométhane produit par le procédé Serigas
Source : Serigas

Le soufre et le dioxyde de carbone retiré par le raffinage sortent séparément. L'eau de process en sortie a une DCO inférieure à 225 gr/l.

Deux types d'installations

Serigas international dispose de deux méthodes pour mettre en œuvre la digestion en plusieurs étapes.

➤ Les réacteurs à microbes incubés (MIBR : Microbe incubated bioreactors)

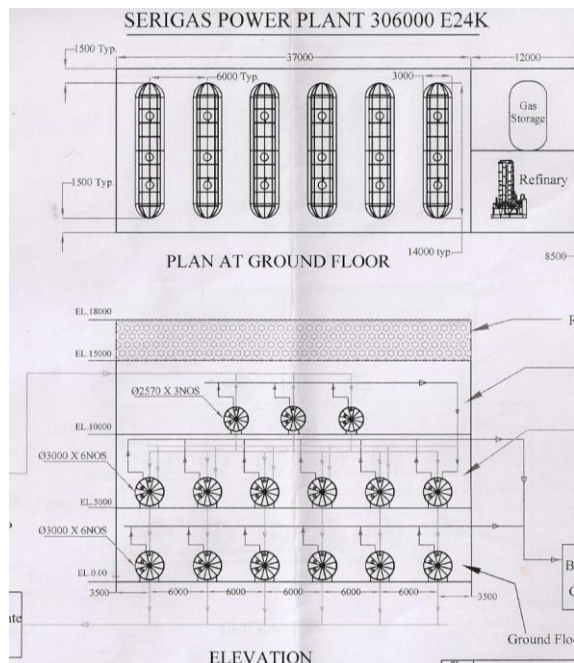


Figure 15 : Plan de bioréacteurs MIBR
Source : Serigas

Ce sont des nacelles préfabriquées horizontales. Dans chaque nacelle, les différentes étapes de la digestion sont implémentées. Plusieurs nacelles peuvent être installées pour fonctionner en parallèle. Pour les substrats riches en lignine et cellulose, une phase de prédigestion séparée est installée pour traiter le substrat avant qu'il entre dans le MIBR. Le temps de séjour du procédé est d'environ 24 jours. Cette configuration présente l'avantage d'être modulable, puisque de petits modules sont installés en cas de besoin d'agrandissement de l'installation. Cette approche modulable permet également de digérer différents substrats dans la même installation. La consommation d'énergie est très faible, puisque la gravité est utilisée pour que le substrat se déplace au sein du MIBR. Les modules ne comportent aucune pièce en mouvement. Pour assurer le maintien en température, l'installation doit être placée dans un bâtiment isolé.

➤ Silos imbriqués construits sur place

Pour les plus grands volumes, des silos permettent de maintenir 7 sous-réacteurs verticaux. Ces sous-réacteurs sont conçus pour immobiliser les cultures bactériennes par une "dissection" physique du procédé de digestion en différentes étapes. De l'oxygène peut pénétrer dans la partie supérieure pour améliorer la dégradation de la lignine, la cellulose et l'hémicellulose. Le substrat est poussé à travers les compartiments par pression et les différentes réactions microbiologiques permettent sa dégradation. Il n'y a aucune pièce en mouvement, une pompe principale génère la pression au début du procédé pour déplacer le substrat à travers le système. Le substrat alimente premièrement le sous réacteur. Il passe ensuite dans le réacteur "noyau", puis dans le réacteur principal où le biogaz est accumulé. Le temps de séjour du procédé est compris entre 21 et 40 jours (il est plus long s'il inclut la prédigestion des substrats riches en lignine et cellulose). La structure est isolée et comporte un sol chauffé, un bâtiment fermé n'est donc pas nécessaire pour maintenir la température du procédé. Ce procédé a des coûts de construction par m³ de substrat traité inférieurs au précédent. Ce système convient surtout pour les grandes quantités de substrat, à partir de 35 000 tonnes par an.

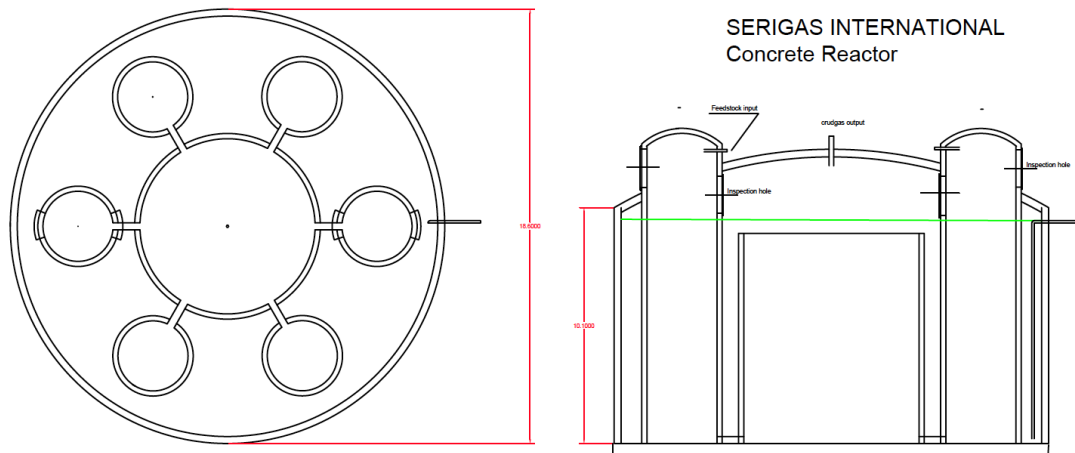


Figure 16 : Silos imbriqués construits sur place - Source : Serigas

Utilisation du digestat

Le système évacue, près de la sortie gaz, un digestat à basse concentration en matières organiques. Ce digestat doit être traité pour obtenir de l'eau de process par exemple.

Capacité de production de biométhane

Exemples de quantités de biométhane pouvant être produites à partir de différents substrats par ce procédé :

Substrat	% MS	Nm ³ de biométhane
Lisier de vache	8-10	17
Déchets de GMS, légumes	+20	+20
Déchets ménagers organiques	17	17
Feuilles de betteraves à sucre	50	100
Lisier de poulet	40	120
Jacinthes d'eau	45	125
Drêche de brasserie	25	150
Fumier de cheval	28	175
Ensilage d'herbe ou de maïs	30/40	170/185
Tontes de fossés	50	205
Pelures d'oignons et jus	68	230
Déchets de jardin (copeaux de bois)	55	240
Paille	85	440

Tableau 4 : Exemples de quantités de biométhane pouvant être produites à partir de différents substrats par le procédé Serigas - Source : Serigas

5 Réduction des consommations thermiques du process de méthanisation

Les consommations thermiques d'une installation de méthanisation sont liées à deux facteurs :

- La montée en température des substrats traités (cf annexe 2);
- Les déperditions thermiques du digesteur, des canalisations et des cuves de stockage si elles sont chauffées.

Généralement, la montée en température des effluents requiert **4 à 5** fois plus d'énergie thermique que la compensation des déperditions thermiques.

La consommation thermique moyenne d'un digesteur représente environ **15 à 30%** de la chaleur produite par cogénération. Elle diminue généralement avec la taille de l'installation. Dans les anciens systèmes, quand on ne cherchait pas à réduire l'autoconsommation, 100% de la chaleur pouvait être utilisée en hiver pour le chauffage du digesteur, le biogaz étant brûlé en torchère l'été. Il est possible de réduire cette consommation thermique en dessous de **10%**, essentiellement :

- Par l'isolation du digesteur
- Par l'isolation des canalisations
- Par des échangeurs de préchauffage des effluents entrant à partir de la chaleur des effluents sortants

Il peut être avantageux d'intégrer le process dans un bâtiment isolé, notamment pour le stockage des produits entrants. Cette configuration ne dispense pas de la nécessité d'isoler le digesteur et les canalisations, et ne dispense pas de l'étude de l'intérêt d'échangeurs de préchauffage des effluents entrants.

5.1 Echangeur de récupération de chaleur pour le préchauffage des effluents

Les effluents doivent monter en température pour les besoins du process, mais la chaleur utilisée dans ce but se retrouve dans les effluents sortants. Cette chaleur est généralement perdue. Il est alors possible, par le biais d'échangeurs, de la récupérer pour le préchauffage des effluents entrants (dans le méthaniseur ou les équipements d'hygiénisation/stérilisation).

Attention : pour les échangeurs, ne pas confondre :

- Efficacité :

- Rendement :

*Energie perdue hors de l'échangeur par déperditions thermiques, se réduit par l'isolation de l'échangeur.

Bien que ces deux termes soient synonymes dans la majorité des cas, leur définition diffère lorsqu'ils sont appliqués aux échangeurs.

L'efficacité de l'échangeur est fonction de sa longueur. Cette longueur sera d'autant plus grande que la différence de température entre les effluents sortants et entrants est faible.

C'est également pourquoi la longueur augmente exponentiellement avec l'efficacité. Cette solution est donc surtout intéressante pour la digestion thermophile.

Un échangeur est indispensable pour le préchauffage des effluents devant être stérilisés ou hygiénisés, puisqu'il permet d'abaisser la température des effluents prétraités avant l'entrée dans le digesteur.

La mise en œuvre de ce type de système peut être compliquée pour les effluents solides, mais se révèle souvent très intéressante pour les effluents liquides, notamment pour les stations d'épuration urbaines ou industrielles. De plus, ces installations utilisent généralement déjà des échangeurs pour chauffer les effluents entrants dans le digesteur et recirculés.

Pour les liquides très peu chargés, les échangeurs à plaques nécessitent peu de longueur et présentent donc un meilleur rapport efficacité/coût.

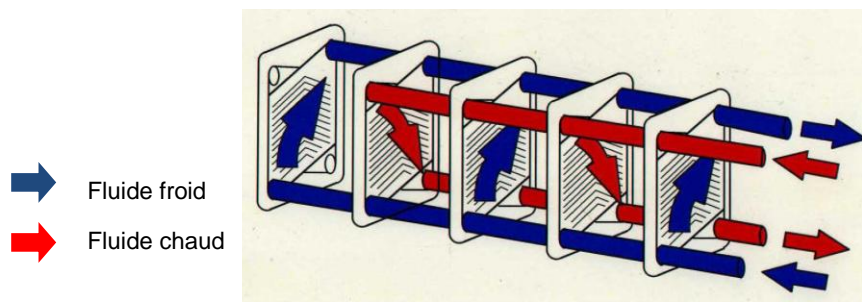


Figure 17 : Echangeur à plaques - Source : Cours de Richard Mathieu, Génie Industriel IAA

En revanche, les échangeurs à plaques s'encrassent facilement et ne sont pas adaptés à des effluents chargés. On utilise dans ce cas des échangeurs tubulaires, plus longs et donc plus coûteux pour la même efficacité, la surface d'échange étant plus réduite. Les échangeurs tubulaires s'encrassent moins, mais s'encrassent tout de même au cours du temps, plus ou moins rapidement selon les échangeurs. Il faut donc tenir compte du colmatage (facteur d'encrassement) lors du dimensionnement de ces échangeurs, et les nettoyer régulièrement.

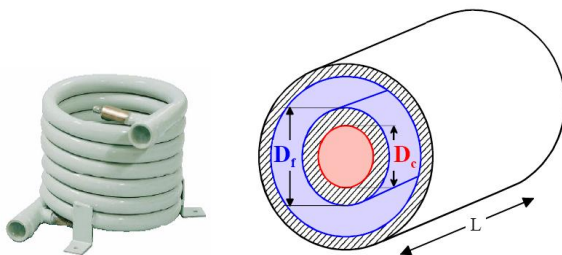


Figure 18 : Echangeur à tubes concentrique Source : Université de Pau et des Pays de l'Adour

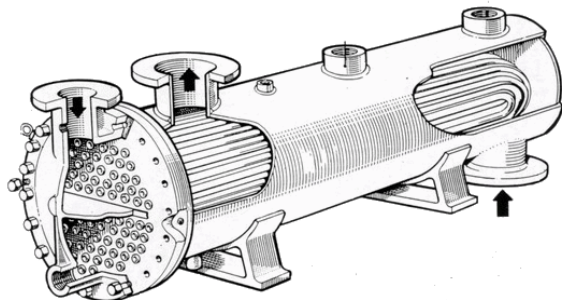


Figure 19 : Echangeur multitubulaire Source : Nicolas Jouve, azprocede.fr

Il existe deux types de montage, le co-courant et le contre-courant.

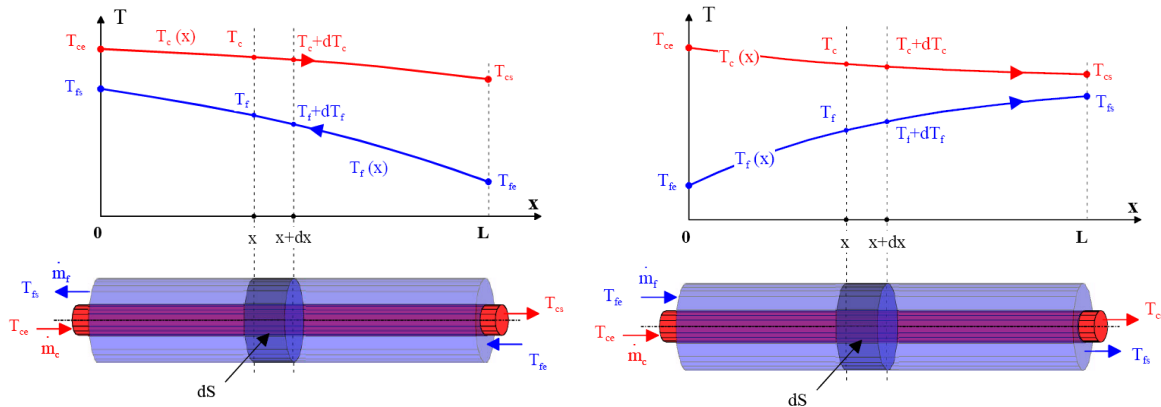


Figure 20 : Echangeur à co-courant et à contre-courant, et profils de température
 T_{ce} : Température d'entrée du fluide chaud ; T_{cs} : température de sortie du fluide chaud,
 T_{fe} : température d'entrée du fluide froid ; T_{fs} : température de sortie du fluide froid
Source : Université de Pau et des Pays de l'Adour

Dans l'échangeur co-courant, le fluide chaud entre du même côté que le fluide froid. Dans l'échangeur à contre-courant, le fluide chaud entre du côté de sortie du fluide froid. L'efficacité des échangeurs à co-courant ne pourra jamais être égale à 1 (maximum), même dans le cas d'une longueur infinie.

Ce système peut nécessiter des coûts de maintenance élevés. Il est nécessaire de choisir des matériaux anticorrosion, et de nettoyer régulièrement les échangeurs.

Pour aller plus loin...

La technologie, le principe de fonctionnement et les méthodes de dimensionnement des échangeurs sont détaillés dans les [cours de l'université de Pau et des Pays de l'Adour](#), J-C. Castaing, 2002

Calculateur de dimensionnement des échangeurs

Le calculateur suivant permet de dimensionner l'échangeur en fonction de l'efficacité recherchée. Il est alors possible d'estimer son intérêt en comparant son coût avec la quantité d'énergie thermique gagnée, et le coût de cette chaleur (utilisation et prime d'efficacité énergétique), en utilisant la méthode de la valeur actuelle nette (Voir partie "[3.2 Critères économiques de choix](#)").

Caractéristiques des fluides utilisés dans l'échangeur

	Fluide à réchauffer		Fluide chaud	
Débit	1,00	m ³ /h	0,60	m ³ /h
Masse volumique	994,00	kg/m ³	994,00	kg/m ³
Masse volumique	994,00	Kg/m ³	994,00	kg/m ³
Débit massique	994,00	kg/h	596,40	kg/h
Débit volumique	1,00	m ³ /h	0,60	m ³ /h
Température entrée échangeur	12,00	°C	38,00	°C
Capacité calorifique	4180,00	J/kg/°C	4180,00	J/kg/°C
Conductivité thermique	0,53	W/m/°C	0,56	W/m/°C

	Fluide à réchauffer		Fluide chaud	
Viscosité	0,101000	Dynamique μ [kg/m/s]	0,000504	Dynamique μ [kg/m/s]
Viscosité dynamique	1,01E-01	[kg/m/s]	5,04E-04	[kg/m/s]
Viscosité cinématique	1,02E-04	[m ² /s]	5,07E-07	[m ² /s]

Caractéristiques de l'échangeur

Sens des fluides	Contre-courant
------------------	----------------

Facteur de dimensionnement	1,10
Efficacité échangeur	70%
Puissance récupérée sur le fluide chaud	12603,26 W

	Fluide à réchauffer		Fluide chaud	
Température sortie échangeur	22,92	°C	19,80	°C
Température logarithmique moyenne	17,43	°C	28,81	°C

Différentiel de température logarithmique moyen	11,04	°C	284,19	°K
---	-------	----	--------	----

	Tube interne		Tube externe	
Diamètre extérieur	0,11	m	0,21	m
Diamètre intérieur	0,10	m	0,20	m
Épaisseur	0,01	m	0,01	m
Diamètre extérieur	0,11	m	0,21	m
Diamètre intérieur	0,10	m	0,20	m
Épaisseur	0,01	m	0,01	m
Section	0,008	m ²	0,022	m ²

Coefficient d'encrassement interne	0,0030	m ² .°C/W		
Coefficient d'encrassement externe	0,0030	m ² .°C/W		
Conductivité thermique du tube	13,84	W/m/°C.	Si acier inoxydable :	13,84

Diamètre logarithmique moyen du tube interne	0,10	m
Diamètre équivalent pour le transfert de chaleur	0,25	m
Diamètre équivalent du tube externe	0,09	m

Fluide à réchauffer dans :	Tube Interne
----------------------------	--------------

	Tube interne		Tube externe	
Flux massique par unité de surface	126560,01	kg/m ² /h	27217,21	kg/m ² /h
Nombre de Reynolds	3,48E+01	-	3,80E+03	-
Nombre de Prandtl	804,15	-	3,74	-
Nombre de Nusselt	2,93	-	25,00	-
Coefficient de transfert de chaleur entre les fluides	15,38	W/m ² /°C	55,49	W/m ² /°C

Coefficient d'échange de l'échangeur	10,37	W/m ² /°C
--------------------------------------	-------	----------------------

Surface d'échange nécessaire pour l'efficacité recherchée	121,11	m ²
Longueur de tube nécessaire pour l'efficacité recherchée	350,46	m

Figure 21 : Calculateur de dimensionnement d'échangeur de préchauffage des effluents entrants par les effluents sortants – Source : Club Biogaz

⇒ Calculateur de dimensionnement d'échangeur de préchauffage des effluents (document annexe)

5.2 Isolation du digesteur

5.2.1 Mise en œuvre

Pour maintenir le processus à la température de fonctionnement optimale, il est opportun de diminuer la perte de chaleur des fermenteurs. A cette fin, on utilise des isolants thermiques sur les parois, les fonds et les couvercles des cuves.

Les matériaux composants le digesteur et particulièrement l'isolation sont soumis à des contraintes sévères :

- contrainte de compression élevée ;
- sollicitation par l'humidité ;
- contact avec l'acide humique ;
- présence d'une atmosphère de biogaz.

C'est pourquoi il est nécessaire de choisir un isolant résistant. Notons que le matériau intérieur du digesteur peut être recouvert d'une résine époxy protectrice et que l'isolant n'est donc pas toujours en contact avec du biogaz.

En principe, les fermenteurs sont construits en position verticale ou horizontale. Ils sont placés hors sol ou partiellement ou totalement enterrés et peuvent donc même être prévus pour que l'on puisse rouler sur leur couvercle. Une des formes les plus fréquentes est la construction verticale en cylindre avec gazomètre à membrane souple. Dans toutes les variantes, l'isolation thermique est idéalement appliquée sur le côté extérieur.

Dans les fermenteurs avec un couvercle en feuille à accumulation de gaz (gazomètre à membrane souple), un coffrage en bois fermé est déposé sur une couche de chevrons. Les chevrons présentent une légère pente de 2 à 5 % vers l'extérieur et sont légèrement écartés du bord de la cuve afin que le biogaz puisse s'échapper du substrat vers le haut dans l'accumulateur de gaz. La séparation entre le digesteur et le gazomètre (souvent un coffrage en bois) peut être isolée. Dans ce cas, le fermenteur ouvert vers le haut est recouvert d'une couche de poutres, on y applique le coffrage en bois, puis on place l'isolation. Le gazomètre s'étend sur celle-ci.

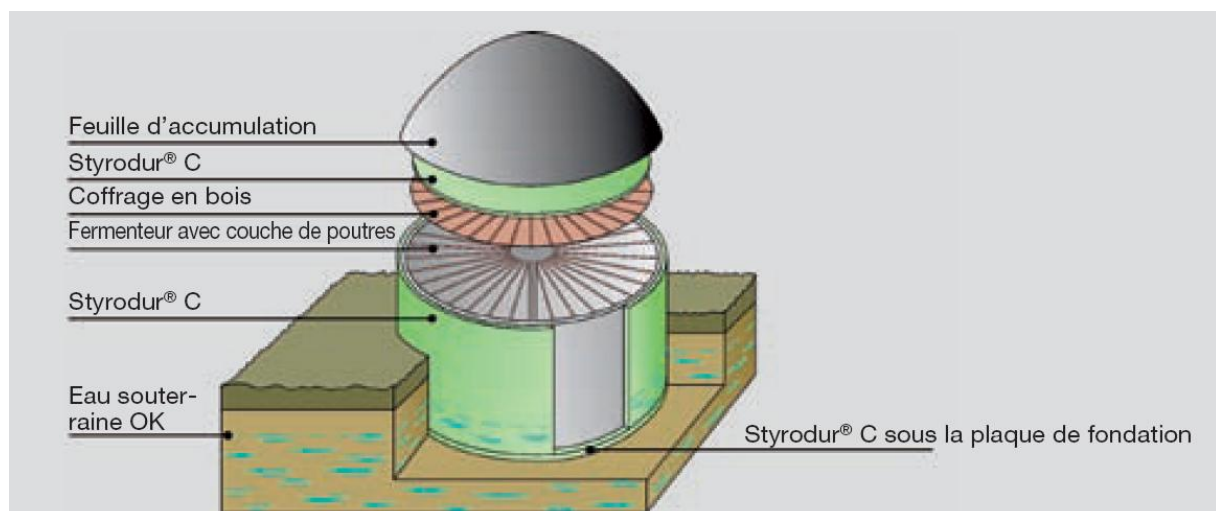


Figure 22 : Représentation schématique d'un fermenteur avec couvercle en feuille (gazomètre à membrane souple) – Source : BASF

De préférence, les fermenteurs seront isolés par une enveloppe extérieure, entourant toute la cuve. En fonction du type de construction et de la profondeur d'enfouissement dans le sol, des exigences statiques et physiques de construction s'imposent au matériau d'isolation.

Celles-ci doivent être prises en compte par les constructeurs dans la conception de la structure et lors de calculs techniques de diffusion.

Dans le cas où le digesteur n'est pas couvert par un gazomètre, il est indispensable d'isoler la paroi supérieure.

Il est possible de réduire les pertes thermiques en enfouissant le digesteur dans le sol, afin de bénéficier de la stabilité du sol en température (10-12°C). Cette solution peut être plus complexe à mettre en œuvre, sauf si des cuves enterrées pouvant être converties en digesteur existent. L'intervention et le contrôle d'état peuvent également poser problème (ex : pour la détection de fuites). Il est alors primordial de prévoir un accès suffisant pour maintenance, éventuellement si possible par le dessous du digesteur.

Des constructions de fermenteurs non enfouis dans le sol peuvent être protégées par une isolation thermique comme écran contre le gel, contre le refroidissement du sol et d'éventuels soulèvements par le gel. Les fermenteurs enfouis dans le sol doivent être pourvus d'une isolation périphérique, comme dans le cas des espaces habités chauffés dans les caves de bâtiments. Les constructions complètement enfouies dans le sol, recouvertes de terre ou sur lesquelles on peut rouler sont également protégées complètement par une isolation périphérique.

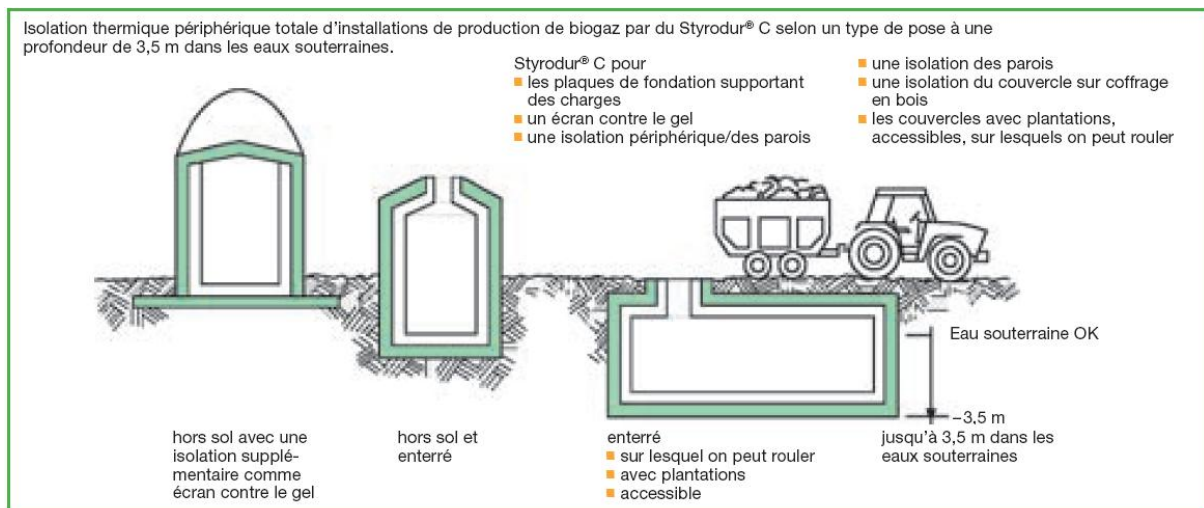


Figure 23 : Isolation thermique en Styrodur®C sur différents fermenteurs – Source : BASF

Il est indispensable de pouvoir rénover l'isolation sans arrêter le process. Pour cela, il est préférable que les panneaux isolants soient décrochables.

Diffusion de la vapeur d'eau

La plupart des isolants, mousses extrudées incluses, ne sont pas des matériaux de construction étanches à la vapeur. La pression partielle en vapeur d'eau, qui dépend de la température et de l'humidité relative, est une force d'entraînement pour le transport par diffusion de la vapeur d'eau. L'équilibrage des potentiels se produit toujours du niveau supérieur vers le niveau inférieur.

L'espace intérieur des installations de production de biogaz présente, pratiquement toute l'année, une pression partielle de vapeur d'eau supérieure à celle de l'air de l'atmosphère extérieure. Lors du processus d'équilibrage des pressions de vapeur, il faut donc s'assurer que les résistances contre le passage de la vapeur d'eau deviennent de plus en plus petites d'une couche partielle à l'autre en allant vers l'extérieur. Dans le cas contraire, la vapeur d'eau peut s'accumuler dans la couche avec la résistance la plus élevée. Lorsque la

température le long de la voie de diffusion diminue au-dessous de la température de rosée, la vapeur d'eau accumulée se liquéfie.

Lorsque des parties sont enfouies dans le sol (fond et paroi), le sol adjacent peut également empêcher l'évacuation de la vapeur d'eau. Ceci peut être le cas pour les sols humides, cohésifs, présentant une proportion massique élevée de grains fins. Ici aussi, de l'eau liquide peut se former dans l'isolant.

Un éventuel flux de diffusion est minimisé ou empêché par la disposition correcte de couches formant une barrière contre la vapeur, qui doivent toujours être incorporées sur la face chaude des plaques d'isolation thermique, vers le fermenteur.

Pour la mousse extrudée, à une augmentation de l'humidité de 1 % en volume, la conductibilité thermique augmente en moyenne de 2,3 %. Il faut donc en tenir compte sur la durée de fonctionnement du fermenteur. Pour s'opposer à une accumulation de condensat d'environ 10 à 20 % en volume, l'épaisseur nécessaire calculée d'isolant peut, par exemple, être augmentée d'environ 25 à 50 % en poids.

Cette problématique de diffusion de la vapeur d'eau impose une isolation par l'extérieur des parois. En revanche, les conditions de température et d'humidité étant similaires dans le digesteur et le ciel gazeux, l'isolation du dessus du digesteur peut se faire par l'intérieur.

Lorsque le test technique de diffusion de la construction totale montre qu'elle est problématique, la paroi du fermenteur peut également être revêtue, sur sa face intérieure ou extérieure, d'un enduit formant une barrière contre la vapeur.

Le potentiel de diffusion de la vapeur d'eau est défini par la valeur S_d , représentant l'épaisseur de la couche d'air équivalente à la diffusion. Elle se calcule de la manière suivante :

$$S_d = \mu \times d$$

Avec :

S_d = épaisseur de la couche d'air équivalente à la diffusion [m]

μ = valeur caractéristique de chaque matériau

d = épaisseur du matériau [m]

Une épaisseur de couche d'air équivalente en diffusion S_d d'au moins **200 mètres** suffit pour que l'isolant reste exempt de condensat⁵. Ceci est permis par la pose d'un revêtement garnissant en feuilles de polyéthylène ou en bitume (par exemple, le PCI Pecimor 2N, présente, à une épaisseur de couche durcie de 4 mm, une valeur S_d supérieure à 200 m).

Ces revêtements garnissants ne peuvent être posés que sur un substrat sec, ce qui n'est plus possible après la mise en service des digesteurs. Il faut alors veiller à la compatibilité chimique avec le substrat et l'isolant, et aux indications de placement du fabricant de ce revêtement.

▪ Barrière interne contre la vapeur

La diffusion de la vapeur d'eau de l'intérieur du fermenteur vers l'extérieur peut être réduite, lors de l'utilisation de l'isolant dans le coffrage en béton, exclusivement par une couche interne formant une barrière contre la vapeur.

Dans ce cas, les plaques d'isolant peuvent également être collées ultérieurement, en présence d'eau souterraine, à partir de l'extérieur sur l'ouvrage en béton.

▪ Barrière externe contre la vapeur

⁵ D'après le procédé de vérification selon Glaser

Il est possible d'appliquer un revêtement formant une barrière contre la vapeur sur la face extérieure du fermenteur.

Dimensionnement de l'isolant

Pour la mise en œuvre de l'isolation, il faut tenir compte de la résistance à la compression du matériau choisi. En effet, la dalle doit résister au poids de la cuve du digesteur, souvent en béton armé, et certaines régions présentent un effet continu ou durable de compression par l'eau souterraine.

Pour calculer la perte de chaleur au niveau de chaque paroi et dimensionner l'isolant, on utilise le coefficient K.

$$\Phi = K \times S \times \Delta T$$

Avec :

Φ : Flux de chaleur allant de l'intérieur du digesteur vers l'extérieur [W]

K : Coefficient de transmission thermique [W/m²/K] (ou W/m²/°C)

S : Surface d'échange (Surface externe de la paroi) [m²]

ΔT : Différence de température entre l'intérieur du digesteur et l'extérieur [°C]

La valeur K est calculée suivant la forme de la paroi (en disque, cylindrique, sphérique...), l'épaisseur et la conductibilité thermique λ [W/m/K], des matériaux qui la composent. La convection (circulation de gaz ou de liquide) et le rayonnement solaire contre la paroi interne et externe doivent être pris en compte pour le calcul de la valeur de K.

Pour aller plus loin...

Les règles détaillées de calcul de transfert thermique sont détaillées dans les [cours de l'école des mines de Nancy, 2011](#)

Pour la réduction des pertes de chaleur et des variations de température dans des fermenteurs avec des couches d'isolation thermique, on dispose de valeurs empiriques. Lors d'une fermentation **mésophile** (environ 38 °C) on recommande un coefficient de transmission thermique (**valeur K**) de **0,3 W/m²/K**. Lors d'une fermentation **thermophile** (environ 55 °C), **une valeur K de 0,2 W/m²/K** est indiquée. Cette base permet de déduire l'épaisseur des isolants en fonction de leur conductibilité thermique. Par exemple, dans le cas du Styrodur C, présentant une conductibilité thermique λ variant autour de 0,35 W/m/K, ces valeurs sont atteintes pour des épaisseurs de **10 à 18 cm**.

Dans le Tableau 5, les valeurs de K sont calculées en fonction de l'épaisseur de la couche d'isolant, de la conductibilité thermique des plaques, sans tenir compte de la paroi de la cuve en béton et avec des résistivités thermiques du substrat contre la paroi en béton $R_i = 0,00 \text{ m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$ et de la plaque d'isolant contre le sol $R_a = 0,00 \text{ m}^2 \cdot \text{K}/\text{W}$. En tenant compte des parois en béton d'épaisseurs différentes des installations de production de biogaz, les valeurs K sont encore légèrement diminuées.

Valeur K W/(m ² ·K) pour différentes épaisseurs de couche d'isolation et conductibilités thermiques					
Epaisseur de la couche d'isolant [mm]	Conductibilité thermique déclarée λ_D en W/(m·K)				
	0,032	0,034	0,036	0,038	0,040
80	0,40	0,43	0,45	0,48	0,50
100	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40
120	0,27	0,28	0,30	0,32	0,33
140	0,23	0,24	0,26	0,27	0,29
160	0,20	0,21	0,23	0,24	0,25
180	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22

Tableau 5 : Valeur de K pour différentes épaisseurs et conductibilité thermique - Source : BASF

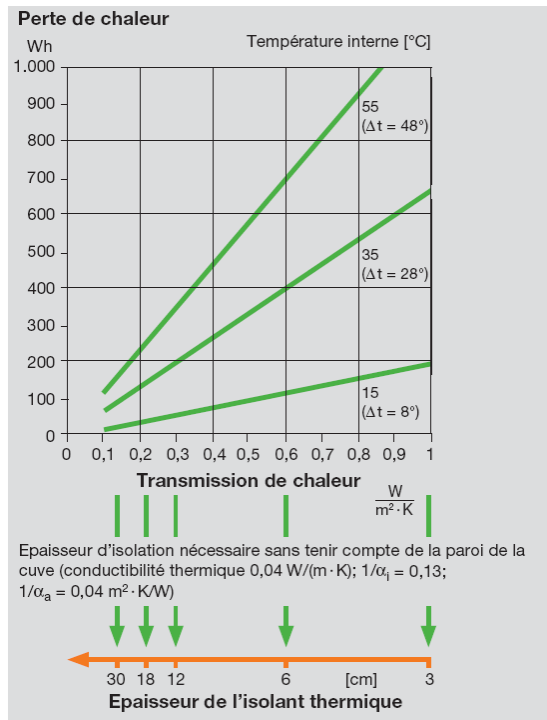


Figure 24 : Pertes de chaleur en fonction de la valeur K - Source : BASF

La Figure 24 représente les pertes de chaleur en fonction de l'épaisseur d'isolant, pour une conductivité thermique de 0,04 W/m/K.

La conductivité thermique d'un isolant varie légèrement en fonction de son épaisseur et de sa température.

La chaleur se diffuse également de manière importante au niveau des ponts thermiques, à la jonction entre différents matériaux. Les surfaces de contact entre deux parois ou au niveau des équipements nécessaires par exemple pour l'alimentation ou l'agitation du digesteur doivent être protégées par des rupteurs de ponts thermiques.

Calculateur de consommation thermique du digesteur

Le calculateur suivant permet d'évaluer les pertes thermiques d'un digesteur cylindrique en fonction de ses dimensions, et des matériaux qui le composent. Il calcule également la chaleur nécessaire pour la montée en température du substrat traité.

Pertes thermiques

Calculs valables pour un digesteur cylindrique

Hauteur du digesteur (m)	5
Diamètre intérieur du digesteur (m)	10

Température extérieure de base (°C)	-5	Carte des températures extérieures de base
Température extérieure moyenne (°C)	12	
Température du sol (°C)	12	

Indiquer de l'intérieur à l'extérieur les matériaux constituant le digesteur (ex : bitume, béton, polystyrène extrudé)

Paroi latérales	Épaisseur (cm)	Conductibilité thermique (W/m/K)
Indiquer ici le type de matériau	20	2
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Coefficient de convection interne		1,00E+08
Coefficient de convection externe		1,00E+12
Perte maximale de chaleur (kWth)		68,89
Perte annuelle de chaleur (MW/hth)		364,87

Paroi supérieure	Épaisseur (cm)	Conductibilité thermique (W/m/K)
Indiquer ici le type de matériau	5	1
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Coefficient de convection interne		2,50E+01
Coefficient de convection externe		7,69E+00
Perte maximale de chaleur (kWth)		0,02
Perte annuelle de chaleur (MW/hth)		0,01

Sol	Épaisseur (cm)	Conductibilité thermique (W/m/K)
Indiquer ici le type de matériau	10	2
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		
Coefficient de convection interne		1,00E+08
Coefficient de conduction avec le sol		1,00E+11
Perte maximale de chaleur (kWth)		40,84
Perte annuelle de chaleur (MW/hth)		216,32

Perte maximale totale de chaleur (kWth)	109,75
Perte annuelle de chaleur (MW/hth)	581,21

Figure 25 : Calculateur de consommation thermique du digesteur - Source : Club Biogaz

⇒ Calculateur de consommation thermique du digesteur (document annexe)

5.2.2 Présentation de différents isolants

Polystyrène extrudé, résine époxy, mousse de verre, laine de roche, nombreux sont les matériaux utilisés pour l'isolation des digesteurs.

Le Styrodur® C est une mousse rigide verte en polystyrène extrudé de BASF. Elle est exempte de CFC, de HCFC et de HFC. Elle offre une résistance élevée à la compression, une faible hydrophilie, une longue durée de vie et est imputrescible. Le principal critère de distinction entre les différents types de Styrodur® C est la résistance à la compression. Les informations fournies sur le polystyrène extrudé correspondent au Styrodur® C.



Figure 26 : Isolation thermique en Styrodur® C sur la paroi d'un digesteur en béton armé - Source: BASF

Pour aller plus loin...

La méthodologie de détermination de la contrainte de compression pour le choix du type de Styrodur à mettre en œuvre, ainsi que la méthode de mise en œuvre du Styrodur sont précisément décrites dans le document publié par BASF : "Isolation thermique d'installations de production de biogaz", février 2010

Pour les bardages en acier, la mousse polyuréthane serait plus stable dans le temps et moins chère en coûts de maintenance⁶.

Un tableau comparatif entre différents matériaux d'isolation, donnant les valeurs de conductibilité thermique, longévité, énergie grise nécessaire à la fabrication, coûts de mise en œuvre, et autres détails sont disponible sur le site suivant :

Isolation.comprendreChoisir.com

5.3 Pertes thermiques dans les canalisations

5.3.1 Pertes thermiques dans les canalisations vapeur

Pour limiter les déperditions thermiques le long des canalisations, et donc le gaspillage d'énergie il est fortement recommandé de calorifuger les tuyauteries. En effet, souvent négligée, l'importance des pertes provient du fait qu'elles sont continues dans le temps.

Caractéristiques des pertes thermiques

Les pertes thermiques sont proportionnelles à la différence de température entre le fluide caloporteur et l'air ambiant. Plus l'écart est grand, plus la perte est grande. L'isolation étant d'autant plus importante sur des réseaux à haute température, les réseaux de vapeur sont spécifiquement concernés par cette solution. Dans le cadre d'un projet biogaz, on trouvera ces réseaux lorsque la valorisation du biogaz a pour application la cogénération via turbine par exemple.

Outre le fait de chauffer l'ambiance, l'impact des déperditions thermiques est directement lié à la consommation d'énergie, puisque tout ce qui est perdu doit être compensé par la chaudière ou la chaleur produite par la cogénération.

Sur le réseau, les déperditions dépendent de la température du fluide, elle-même liée à la pression du réseau. Le tableau ci-dessous présente la déperdition thermique annuelle moyenne en France par 30 m de conduite vapeur non isolée selon le diamètre de canalisation et la pression du réseau.

Diamètre de la canalisation [pouce]	1 bar	10 bar	21 bar	41 bar
1 "	41 MWh	84 MWh	110 MWh	145 MWh
3 "	69 MWh	141 MWh	185 MWh	246 MWh
4 "	122 MWh	249 MWh	328 MWh	440 MWh
8 "	217 MWh	451 MWh	595 MWh	799 MWh
12 "	309 MWh	645 MWh	853 MWh	1 149 MWh

Tableau 6 : Déperdition thermique annuelle par 30 m de conduite vapeur non isolée
Source : DOE in Kerdos Energie, Ingenerma

⁶ Source : SIAAP

Différents types d'isolants

Plusieurs technologies d'isolants existent, chacune ayant des caractéristiques propres. Pour effectuer un choix, il faut prendre en compte les critères importants, tels que : les propriétés thermiques, la résistance physique, la résistance mécanique lors de la manipulation, le poids, la résistance à la corrosion, à l'eau, aux produits chimiques, aux moisissures ainsi que les dangers pour la santé en sont des exemples.

Le tableau ci-dessous présente quelques matériaux isolants, leurs applications, avantages et inconvénients.

Isolant	Application	Avantages	Inconvénients
Polystyrène	Conduites réfrigérées, Basses température (-167°C à 82 °C)	Rigide et léger	Combustible, sensible aux UV et à certains solvants
Rockwool (Fibre)	Fours, chaudières, tuyauterie. Toute température jusqu'à 820°C	Bonne densité, disponible sous de nombreuses formes, non corrosif, bonne résistance mécanique lorsqu'il est manipulé	
Fibre de verre	Fours, chaudières, tuyauterie. Température jusqu'à 540°C	Ne se désagrège pas avec l'âge	pH non neutre (PH=9), peut corroder l'acier si des traitements ne sont pas appliqués
Silicate de calcium	Fours, chambres de combustion, chaudières Température jusqu'à 1050°C	Très faible conductivité, léger, bonne résistance mécanique, non combustible, non sensible aux moisissures, non corrosif	

Tableau 7 : Caractéristiques de matériaux isolants
Source : UNEP in Kerdos Energie, Ingenerma

Le coût de l'isolation se situe entre **15 et 60 €** par mètre linéaire, en fonction du diamètre et de la technologie.

Calculateur de déperditions thermiques des canalisations

Le calculateur suivant permet d'évaluer les pertes thermiques dans les canalisations en fonction des caractéristiques du fluide caloporteur, de sa température initiale, des dimensions de la canalisation, et des matériaux qui la composent.

Débit	0,01	m³/h	0,01	m³/h
Masse volumique	994,00	kg/m³	994,00	Kg/m³
Débit massique	9,94	kg/h		

Température extérieure de base	-5	°C	Carte des températures extérieures de base	
Température extérieure moyenne	12	°C		
Température de départ de canalisation	38,00	°C		
Capacité calorifique	4180,00	J/kg/°C		
Conductivité thermique	0,53	W/m/°C		

Viscosité	0,101000	Dynamique μ [kg/m/s]		
Viscosité dynamique	1,01E-01	[kg/m/s]		
Viscosité cinématique	1,02E-04	[m²/s]		

Longueur de la canalisation	10,00	m	10,00	m
Diamètre intérieur de la canalisation	3,00	cm	0,03	m

Indiquer de l'intérieur à l'extérieur les matériaux constituant la canalisation (ex : acier inoxydable, elastomère...)

	Epaisseur (cm)	Conductibilité thermique (W/m/K)
Indiquer ici le type de matériau	1	14
Indiquer ici le type de matériau	3	0,035
Indiquer ici le type de matériau		
Indiquer ici le type de matériau		

Flux massique par unité de surface	14062,22
Nombre de Reynolds	1,16E+00
Nombre de Prandtl	804,15
Nombre de Nusselt	0,19
Coefficient de convection interne	3,37

Coefficient de convection externe	1,00E+12	W/m²/°C
Coefficient de convection interne	3,37	W/m²/°C
Résistance thermique de la canalisation	0,67	°C/W
Coefficient de transmission thermique	1,01	W/°C

Température minimale en fin de canalisation	34,39	°C
Température moyenne en fin de canalisation	35,82	°C

Perte maximale totale de chaleur (kWth)	41,66	W
Perte annuelle de chaleur (MWhth)	220,65	KWh

Figure 27 : Calculateur de déperditions thermiques des canalisations - Source : Club Biogaz

⇒ Calculateur de déperditions thermiques des canalisations (document annexe)

Lors du choix de l'épaisseur à installer, attention à ne pas sur-isoler l'installation car une épaisseur plus importante d'isolant aura aussi pour effet d'augmenter la surface d'échange thermique avec l'air ambiant. Il existe un optimum à trouver.

Isolation des vannes, robinets, brides et filtres

Une attention toute particulière doit être portée à l'isolation des points singuliers souvent oubliés lors de la conception mais aussi sources d'importantes pertes thermiques. Le tableau ci-dessous met en évidence les économies réalisables par la mise en place de coquilles isolantes sur les vannes selon la température de service.

Dimension de la vanne	75 mm	100 mm	150 mm	200 mm	255 mm	305 mm
95 °C	230 W	315 W	450 W	640 W	840 W	955 W
150°C	495 W	670 W	970 W	1 405 W	1 815 W	2 110 W
205 °C	840 W	985 W	1 700 W	2 430 W	3 165 W	3 660 W

Tableau 8 : Economies d'énergie par l'isolation de vannes sur réseau vapeur
Source BREF in Kerdos Energie, Ingenerma

L'opération standardisée IND-UT-21 « Matelas pour l'isolation de points singuliers » permet de valoriser par le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie l'isolation de points singuliers du réseau de distribution tels que les robinets, les vannes, les filtres et les brides (Voir partie "[19. Certificats d'Economie d'Energie](#)").

Comme pour l'isolation des tuyauteries, cette solution est facile à mettre en œuvre, sauf pour certaines zones difficiles d'accès.

Maintenance des isolants

Le bon état des calorifuges doit être vérifié régulièrement car il arrive qu'au fur et à mesure des interventions de maintenance sur le réseau, l'isolation se détériore ou soit retirée.

D'autres causes peuvent détériorer l'isolant ; par exemple, une fuite d'eau ou de vapeur accélère la fin de vie de l'isolant et augmente sa conductivité thermique, diminuant ainsi sa capacité à isoler correctement. De ce fait, il n'est pas conseillé d'isoler les vannes présentant déjà des défauts d'étanchéité car leur isolation retarde la détection de fuites.

De la même manière, les purgeurs, sources privilégiées de fuites, ne doivent pas être isolés. Il est important de les vérifier régulièrement car un purgeur fuyard perd des quantités importantes de vapeur. Le tableau ci-dessous quantifie ces quantités perdues selon la pression dans la conduite. Le coût de production d'une tonne de vapeur se situe entre 15 et 30 €.

Diamètre de l'orifice du purgeur	1 bar	7 bar	10 bar
1 mm	0,38 kg/h	1,5 kg/h	2,1 kg/h
2 mm	1,50 kg/h	6 kg/h	8,6 kg/h
3 mm	6,20 kg/h	24 kg/h	34,4 kg/h
4 mm	13,90 kg/h	54 kg/h	77 kg/h
6 mm	24,80 kg/h	96 kg/h	137 kg/h

Tableau 9 : Pertes de vapeur par les purgeurs de vapeur fuyards
Source BREF in Kerdos Energie, Ingenerma

5.3.2 Pertes thermiques dans les canalisations d'eau chaude

L'isolation des canalisations d'eau chaude est un cas particulier de l'isolation des canalisations vapeur. En effet, si ses températures moins élevée font de l'isolation d'un réseau d'eau chaude un sujet moins critique qu'un réseau vapeur, son isolation reste indispensable.

Les conduites pouvant atteindre 50°C doivent être isolées pour limiter les pertes et protéger le personnel du risque de brûlure.

- Une conduite dont la température moyenne est de **70 °C** aura une épaisseur recommandée de **3 cm** pour un diamètre de **34 mm** et de **6 cm** pour un diamètre de **114 mm** ;
- En revanche, une conduite dont la température moyenne est de **43 °C** aura une épaisseur recommandée de **1 cm** pour un diamètre **34 mm** et de **3 cm** pour un diamètre de **114 mm**.

5.4 Chauffage du digesteur

5.4.1 Méthodes de chauffage du digesteur

Trois méthodes sont couramment utilisées pour le chauffage du digesteur :

- Tubes fixés sur la paroi intérieure
- Echangeur de chauffage des effluents et/ou des boues de recirculation
- Ballon avec serpentins de préchauffage

Tubes fixés sur la paroi intérieure

Des tubes en acier inoxydable anti-corrosion sont fixés sur la paroi intérieure du digesteur. Un fluide caloporteur réchauffé par la chaleur de cogénération, une chaudière à biogaz, ou éventuellement d'autres moyens (voir partie suivante: "5.4.2. Utilisation de la chaleur fatale"), transmet l'énergie thermique au substrat.

Ce système est difficile à réparer, puisqu'il nécessite l'intervention à l'intérieur du digesteur.

Echangeur de chauffage des effluents et/ou des boues de recirculation

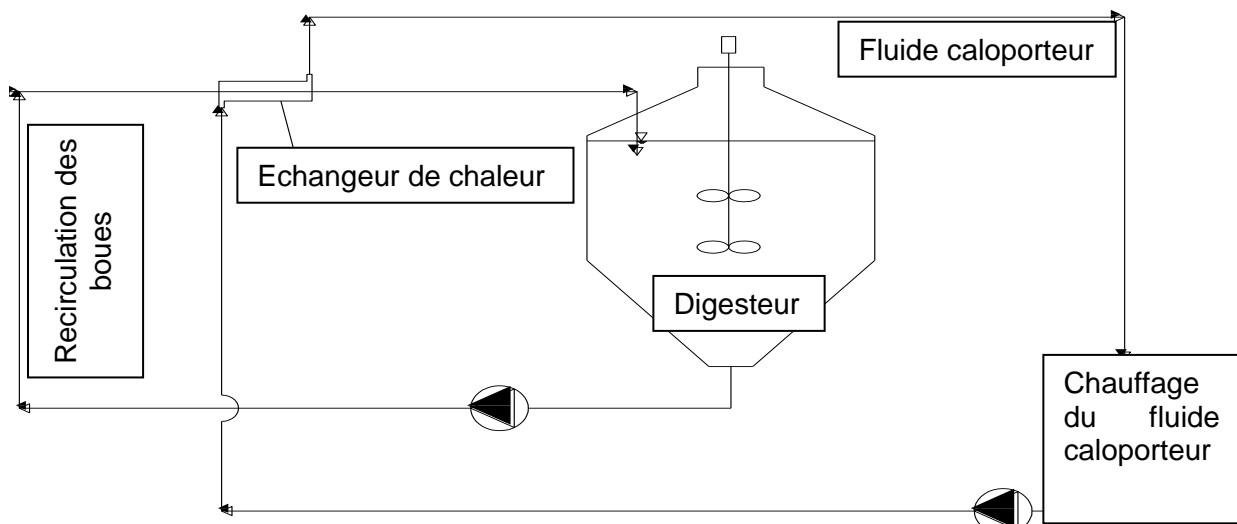


Figure 28 : Système de chauffage des boues digérées par un échangeur sur le circuit de recirculation Source : IB Technology

Surtout intéressant pour les effluents liquides, ce système chauffe le substrat avant l'entrée du digesteur et/ou au niveau du circuit de recirculation des boues, par un échangeur transmettant la chaleur d'un fluide caloporteur, réchauffé par la chaleur de cogénération, une chaudière à biogaz, ou éventuellement d'autres moyens (voir partie suivante "5.4.2. Utilisation de la chaleur fatale").

Ballon avec serpentins de préchauffage

De la même manière que pour le système précédent, les substrats peuvent être chauffés avant d'entrer dans le méthaniseur, en passant par un ballon isolé de dimension d'environ 4x3 m, parcouru de serpentins dans lesquels circule le fluide caloporteur. Ce système apporte de l'inertie thermique par rapport au précédent.

5.4.2 Utilisation de chaleur fatale

Il peut être possible de ne pas consommer de chaleur de cogénération, par différents moyens. Dans le cas de la production d'électricité vendue dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat, le chauffage du digesteur doit se faire obligatoirement par de l'énergie issue du biogaz. Dans le cas de l'épuration de biométhane injectée dans le réseau de transport et de distribution de gaz naturel, il est également possible d'utiliser de la chaleur fatale. Il n'est pas possible de chauffer le digesteur par une autre énergie renouvelable (sauf le rayonnement solaire direct).

Chaleur fatale à valoriser pour le chauffage du digesteur

Attention, l'arrêté du 19 mai 2011 ne permet pas, dans sa rédaction actuelle, l'utilisation de la chaleur fatale pour le chauffage du digesteur dans le cadre de la vente d'électricité par cogénération avec les tarifs d'obligation d'achat. En revanche, cette utilisation est possible pour l'injection de biométhane.

La chaleur fatale peut, par exemple, provenir de tours de refroidissements. Il faudra alors adapter le système pour que l'échangeur de refroidissement serve à chauffer le fluide caloporteur utilisé pour le chauffage des substrats méthanisés.

Certains procédés d'épuration produisent également de la chaleur fatale.

Pour la compression à haute pression (utilisée généralement dans le cas de la valorisation en biométhane), il existe des compresseurs équipés de systèmes de refroidissement permettant de transmettre la chaleur produite par l'équipement à un fluide caloporteur.

Enfin, les stations d'épuration industrielles ou urbaines reçoivent souvent de l'eau chaude, de laquelle il est possible de récupérer de la chaleur par un échangeur.

L'utilisation de la méthanisation en mode discontinu peut permettre un fonctionnement en même temps que des procédés exothermiques, si les temps de fonctionnement sont concordants.

Retours de réseaux de chaleur

Le chauffage du digesteur nécessite des niveaux de température généralement plus faibles que les activités permettant de valoriser la chaleur ; il peut donc être plus intéressant d'utiliser le retour de ces réseaux pour alimenter le système de chauffage du méthaniseur.

La quantité de chaleur injectée dans le réseau doit être supérieure à la chaleur qui sera soutirée pour répondre aux besoins thermiques du digesteur. Cette chaleur soutirée sera alors considérée comme autoconsommation dans le calcul de l'efficacité énergétique, et ne sera donc pas éligible au calcul de V.

Si le réseau de chaleur est mixte (biogaz/biomasse, biogaz/énergie fossile), cette technique pourrait être utilisée, à condition que le chauffage du digesteur nécessite une puissance thermique inférieure ou égale à celle produite par le biogaz, qui serait déduite de l'énergie thermique fournie au réseau de chaleur pour le calcul de V.

6 Réduction des consommations électriques

Pour la maîtrise des consommations électriques, deux facteurs sont à prendre en compte :

- La puissance appelée par l'ensemble des équipements.
- L'énergie annuelle consommée par l'ensemble des équipements.

Globalement, la consommation électrique augmente avec le taux de matière sèche des effluents traités, et augmente moins vite que la quantité traitée.

Puissance appelée

Le prix de l'abonnement pour l'alimentation des équipements électriques est fonction de la puissance maximale appelée par les équipements. Si aucune optimisation n'est faite, cette puissance correspond à la somme des puissances des équipements, s'ils sont susceptibles de tous fonctionner en même temps. Lorsque les équipements ne fonctionnent pas tous en même temps, cette puissance maximale est corrigée par un coefficient de foisonnement, ou coefficient de simultanéité, déterminé par la probabilité que les équipements fonctionnent en même temps. Ce coefficient est d'autant plus faible que le nombre d'équipements est élevé.

Il est possible, par exemple grâce à un module de commande, de faire baisser ce coefficient, en s'assurant que les équipements ne fonctionnent pas simultanément s'ils n'en ont pas la nécessité.

Energie consommée

La consommation annuelle d'énergie est fonction de la puissance des équipements et de leur durée de fonctionnement. La réduction des consommations se fait donc par ces deux facteurs. Il est inutile de faire fonctionner les équipements électriques en continu. Leurs temps de fonctionnement sont à régler au plus proche des besoins réels. Il est pour cela nécessaire d'étudier les flux de matière un par un, en débit horaire et en débit annuel.

Équipements consommateurs d'énergie électrique

Divers types de pompes, broyeurs et agitateurs trouvent leur application dans le domaine de la méthanisation. Quelques-unes des principales solutions à haute efficacité énergétique sont présentées dans cette partie.

➤ Stations d'épuration

Le schéma suivant (Figure 29) présente un exemple type d'implantation d'équipements consommateurs d'énergie électrique.

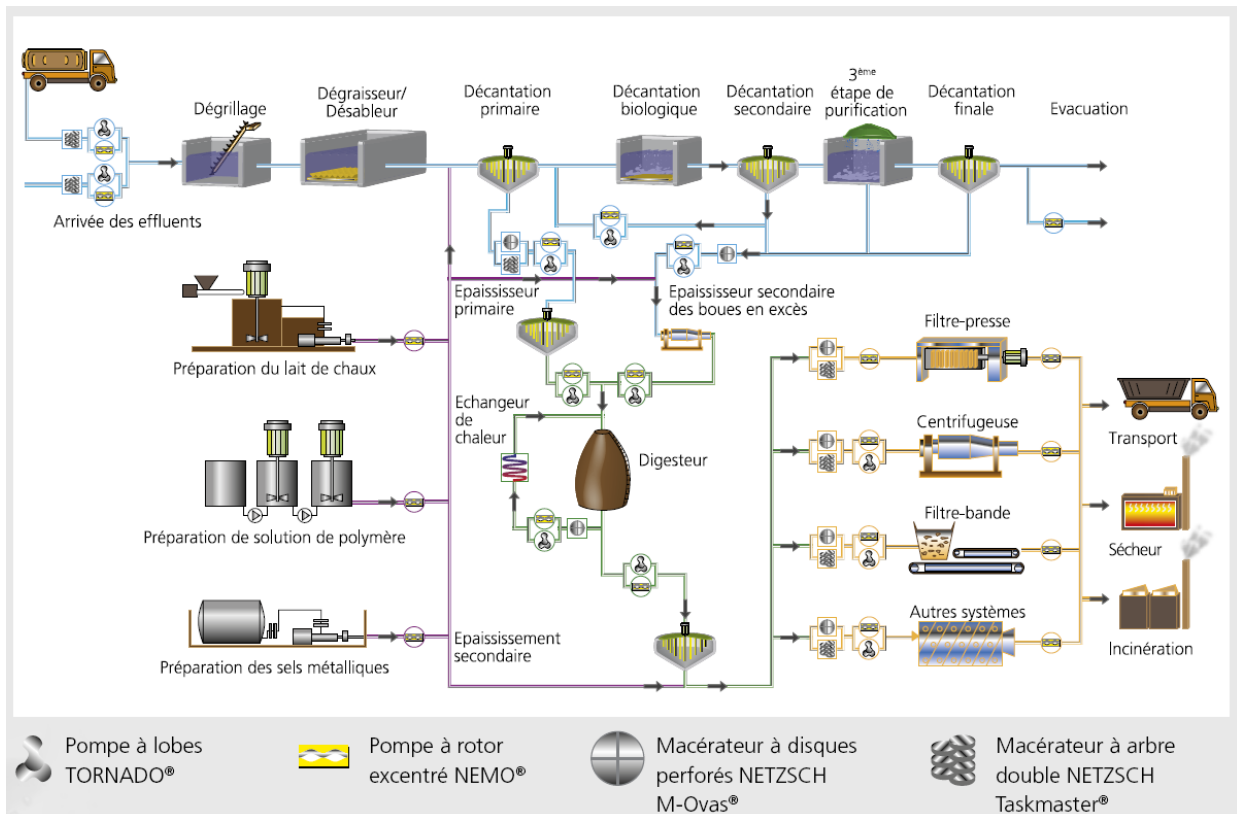


Figure 29 : Schéma type d'une station d'épuration industrielle ou urbaine avec les circulateurs annexes à la digestion – Source : NETZSCH

La station de pompage peut se placer au centre de l'installation, de manière à réduire les longueurs de canalisations et donc les consommations électriques associées aux pertes de charge. Cette solution est d'autant plus intéressante si des échangeurs sont utilisés entre les matières entrantes et sortantes de la méthanisation.

6.1 Traitement des intrants

Différentes cuves de stockage peuvent être utilisées en amont du procédé de méthanisation. En effet, les différents types d'effluents traités peuvent nécessiter des prétraitements différents (hygiénisation, agitation, broyage, maintien en température...).

Les consommations électriques et les coûts de construction seront inférieurs si différents effluents nécessitant le même prétraitement sont stockés dans une seule cuve. Les économies d'échelle de la mutualisation des cuves sont à comparer avec l'énergie supplémentaire qu'elle requiert par rapport à un stockage et traitement séparés.

Exemple : si deux effluents A et B différents doivent être mélangés, mais seul A doit être hygiénisé, les économies d'énergie électrique et de gros œuvre permises par la mutualisation des cuves sont à comparer au coût de l'énergie nécessaire à hygiéniser B.

6.1.1 Tri des ordures ménagères

Tri mécano-biologique (TMB)

La méthanisation à partir de la fraction fermentescible des ordures ménagères nécessite de nombreux prétraitements, afin que la dégradation se fasse correctement et que le digestat obtenu soit de qualité acceptable pour une valorisation agronomique. En effet, les déchets urbains récupérés présentent de nombreuses impuretés telles que des plastiques, métaux, verres et autres inertes qu'il est nécessaire de trier pour une valorisation par méthanisation.

Ainsi, les ordures ménagères arrivant au centre de tri passent par toute une série de trommels, trémies, cribleurs afin de séparer tous les objets de grandes et petites tailles. Des presses peuvent également servir à la séparation des déchets. Le verre généralement cassé est éliminé par un criblage fin dès l'entrée en centre de tri. Vient ensuite le tour des sacs plastiques qui sont « aspirés » par une pompe à vide. Le reste des déchets passe ensuite dans des trommels et cribleurs afin de séparer les matériaux lourds (métaux, branchages, pierre, objets lourds) des matériaux légers (résidus organiques bouteilles en plastique). Les métaux sont ensuite triés par des séparateurs magnétiques ou à induction (aluminium, fer, acier...) et les emballages plastiques sont triés grâce à des séparateurs optiques (séparation en fonction du type de plastique) afin de pouvoir être revalorisés.

Un tri manuel est souvent effectué en fin de parcours afin de s'assurer de la qualité du tri. Il ne doit, ensuite, rester que la fraction organique. Celle-ci est, de nouveau, passée au crible afin de séparer les objets imposants des plus petits ; les grands objets tels que les branchages peuvent poser de sérieux problèmes dans les méthaniseurs, en empêchant la bonne circulation des matières et la matière ligneuse est très difficilement dégradable par digestion anaérobie. Ces grands objets sont généralement mélangés au digestat pour être compostés.

La fraction organique des ordures ménagères peut être mélangée à des boues de stations d'épuration.

Ces équipements de tri sont de gros consommateurs d'énergie, et le tri n'est pas toujours parfait. En effet, les techniques de TMB ne permettent pas toujours de produire un compost à la norme NFU 44-051. Enfin, en cas de panne d'un des équipements de tri, l'accumulation des déchets intrants peut poser de graves problèmes si le centre de valorisation n'a pas de solutions de secours. Dans certains cas, ils seront dirigés en centre de stockage ou incinération, modes de valorisation qui ne permettent pas une valorisation agronomique des déchets organiques.

Le tri à la source de la fraction organique des ordures ménagères est donc à privilégier.

Tri à la source

Le tri à la source est théoriquement le meilleur moyen pour que les ordures ménagères entrant dans le digesteur soient composées uniquement de matière fermentescible. La stratégie de communication envers les ménages est alors primordiale pour éviter que des indésirables soient mélangés à la matière organique :

- Consignes de tri claires et simples
- Explication de l'intérêt du tri (*ex : réduction de la taxe d'enlèvement par les revenus issus de la vente d'énergie renouvelable*)

Les politiques publiques jouent un rôle prépondérant dans la réduction des ordures ménagères. Il est, entre autres, possible d'envisager une réduction de taxe d'enlèvement des ordures ménagères liée au tri des déchets organiques.

Par exemple, A Bassano, en Italie, en milieu rural, il a été décidé que les particuliers compostant leurs déchets verts bénéficieraient d'une réduction de taxe. La fraction de matière fermentescible des ordures ménagères est alors passée à 20%, alors que la moyenne se situe autour de 50% [3].

Plusieurs solutions existent éviter la multiplication des camions de transport des ordures ménagères. Le tri optique consiste à fournir aux ménages des sacs de couleurs différentes suivant le type de déchet. Une machine de séparation optique permet de séparer les sacs à la réception au centre de valorisation pour les envoyer vers le bon circuit (méthanisation et compostage pour les déchets organiques, recyclage ou incinération pour le reste).

Il est également possible de vider directement les poubelles dans des camions avec des bennes comportant différents compartiments.



Figure 30 : Benne bi-compartmentée pour la collecte sélective - Source : Brangeon

Exemple de site pratiquant le tri optique pour la séparation des déchets à recycler des déchets à incinérer :

- Valoréna (Suez Environnement Sita, Nantes Metropole)

Exemple de site pratiquant le TMB :

- Syndicat Intercommunal à Vocation Multiple de la Vallée de l'Yerres et des Sénarts

Exemple de site pratiquant le tri à la source :

- Centre de Valorisation Organique de la Communauté Urbaine de Lille Métropole

Pour aller plus loin :

Dans son dossier technique intitulé « Réflexions et pistes sur le traitement mécano-biologique », le Cercle National du Recyclage a rassemblé un certain nombre d'éléments afin d'apporter le plus de réponses possibles aux collectivités qui s'interrogent sur les techniques de tri : le tri sélectif est préféré au traitement mécano-biologique

⇒ [Dossier](#)

La Commission Déchets et Propreté de l'ASTEE, a réalisé un ouvrage pratique et détaillé sur les enjeux associés aux procédés de traitements mécano-biologique des déchets. Il est destiné à fournir aux maîtres d'ouvrages publics comme privés, mais également aux bureaux d'études, les connaissances complexes nécessaires pour conduire avec efficacité la réalisation d'un projet de TMB

⇒ [Dossier](#)

Quand choisir un traitement mécano-biologique ? – Vademecum TMB, ADEME, 2009

Le traitement mécano-biologique des déchets - Les avis de l'ADEME, mai 2010.

6.2 Efficacité énergétique des pompes et circulateurs

Les circulateurs sont de différents types dans une installation de méthanisation :

- Pompes pour les matières liquides
- Pompes pour les matières solides
- Agitateurs pour l'homogénéisation du substrat dans le digesteur

Les circulateurs de matière représentent un potentiel énorme pour la réduction des consommations électriques. Les pompes représentent à elles seules plus de 10% de la consommation électrique mondiale, et il est possible de réaliser jusqu'à 50 à 90% d'économies d'énergie sur ces pompes.

Les exploitants ne sont pas toujours conscients du fait que les coûts d'acquisition représentent rarement plus de 5 à 10% des coûts ; raison pour laquelle il est nécessaire d'étudier le cycle de vie de l'appareil. En effet, le coût d'investissement pour un circulateur énergétiquement efficace est largement supérieur, mais les retours sur investissement permis grâce aux économies d'énergie sont généralement compris entre 2 et 5 ans. Pour le choix de circulateurs économiques, il faudra donc penser « globalement » et non plus « élément par élément ».

Le Life Cycle Cost (LCC)

Le Life Cycle Cost est le coût du cycle de la vie d'un appareil. Au même titre que l'iceberg, le coût réel d'une machine est bien plus important que la partie émergée de l'iceberg des coûts (voir Figure 31).

Souvent, les décisions d'achat de machines s'appuient uniquement sur un comparatif de prix d'achat, quelques fois, avec une liste de pièces détachées sur les 2 premières années.

Mais l'utilisation d'une machine demande bien plus que l'investissement initial de l'achat d'un circulateur. Il faudra, par exemple, prendre en charge les maintenances de ces machines mais également les réparations ainsi que l'énergie consommée.

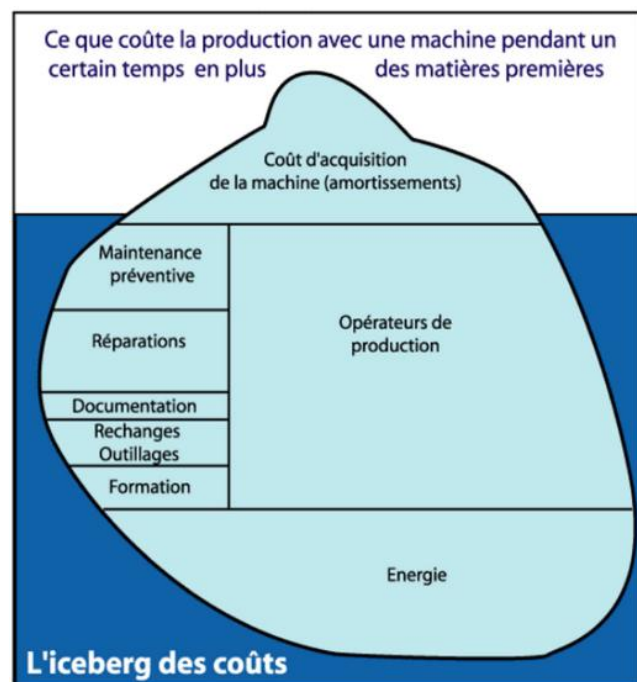


Figure 31 : L'iceberg des coûts - Source : Hydro-Goup

Il est également important de comparer la durée de la garantie offerte par les fabricants. En effet, certains circulateurs sont garantis 5 ans alors que d'autres ne le sont que pour 1 ou 2 ans.

La directive européenne ErP (Energy related Products) définit des classes énergétiques pour les pompes. Elle a pour objectif d'améliorer le rendement moyen des pompes en exploitation, et imposera des exigences minimales d'efficacité pour que seuls les équipements performants soient disponibles sur le marché. La majorité des produits actuellement commercialisés ne pourront donc bientôt plus être vendus.

L'efficacité énergétique d'un circulateur est définie comme étant le rapport entre l'énergie consommée par le moteur électrique et l'énergie cinétique fournie à la matière. La différence est due aux pertes : effet joule dans les bobinages, effet joule et pertes mécaniques par frottement au niveau du rotor, vibrations...

Les constructeurs ne cessent d'améliorer l'efficacité énergétique et la durée de vie de leurs équipements, par exemple par l'optimisation de la technologie du rotor, l'amélioration des techniques de bobinage du cuivre, ou l'incorporation de matériaux composites pour les pièces d'usure tels que les joints mécaniques ou les bagues de frottement. Ces bagues traditionnellement fabriquées en métal peuvent se souder en cas d'échauffement provoqué par un contact ou un fonctionnement à sec. Les matériaux composites peuvent également permettre de réduire les risques de grippage. Les matériaux conducteurs doivent être les plus purs possible, de manière à limiter les pertes d'énergie dont sont responsables les phénomènes d'échauffements par effet joule.

Au démarrage, l'air contenu dans la pompe et les tuyauteries doit être retiré, c'est l'amorçage. Les pompes auto-amorçantes sont équipées d'un dispositif automatique facilitant cette action et permettant un démarrage rapide.

Quelques exemples de système innovant

Les pertes par courant de Foucault sont évitées dans les nouveaux équipements développés par Salmsom par la séparation entre le rotor noyé et le stator, grâce à une chemise en composite parfaitement amagnétique.

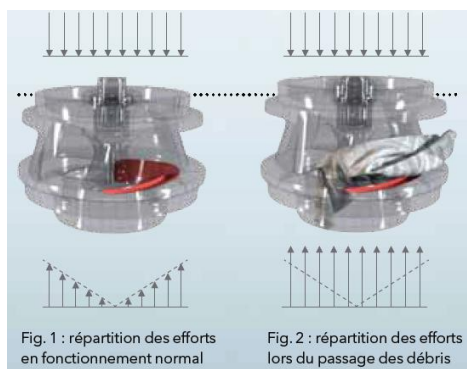


Figure 32 : Technologie "Adaptive N"
Source : Xylem

La technologie "Adaptive N" développée par Xylem permet à la roue de se déplacer vers le haut afin de faciliter la circulation de certaines matières encombrantes (une fois les débris évacués, les efforts axiaux remettent la roue dans sa position initiale). En évitant les colmatages ou blocages, le système réduit les efforts sur l'arbre, les garnitures mécaniques et les roulements, et permet une diminution importante des coûts de maintenance et une économie de consommation énergétique de 25%.

La solution pour pompage des eaux usées Flygt Exporior™ de Xylem allie un moteur haut rendement, un système de contrôle intelligent "SmartRun™", et la technologie "Adaptive N". Ce pompage permet d'économiser 50% d'électricité en moyenne, par rapport à une solution traditionnelle "ON/OFF".

⇒ Calculateur d'économies d'énergie de Flygt Exporior™

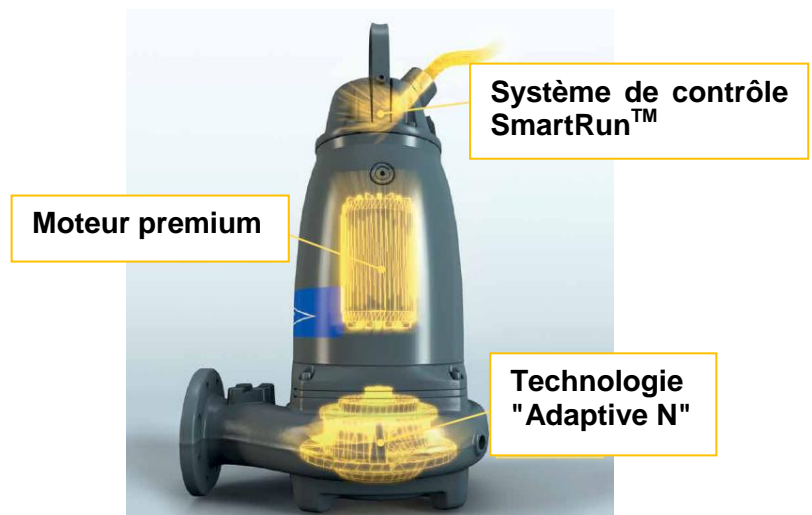


Figure 33 : Solution Flygt Exporior™ –
Source : Xylem

La mesure des vibrations peut permettre de détecter des dysfonctionnements.

Deux technologies permettant d'obtenir des gains de rendement considérables sont présentées par la suite :

- Le variateur de vitesse
- Le moteur synchrone à aimant permanent (EMC)

L'installation de ces deux technologies peut permettre de bénéficier du dispositif des Certificats d'Économie d'Énergie (CEE). (Voir partie "[19. Certificats d'Economies d'Energie](#)")

6.2.1 Variateurs de vitesse

La plupart des pompes, notamment celles utilisées en méthanisation, ne fonctionnent pas toujours à pleine charge. Leur vitesse doit donc être modulée pour que la puissance évolue en fonction du débit. Un régulateur cherchera automatiquement le point d'optimisation de la vitesse du circulateur en fonction du débit souhaité.

De plus, sans variateur de vitesse ou démarreur progressif, l'appel de courant au démarrage peut atteindre jusqu'à **4 à 8** fois l'intensité nominale dans le cas d'un moteur asynchrone.

Les économies permises par les variateurs de vitesse vont généralement de **10 à 50%**, et l'adjonction d'un variateur de vitesse est d'autant plus rentable que la puissance du moteur est grande.

Attention, les pompes équipées d'un moteur à vitesse variable peuvent être responsables de problèmes de colmatage nécessitant un entretien coûteux si certains paramètres essentiels de fonctionnement de la station de pompage n'ont pas été correctement définis. Un module de commande peut alors permettre de s'assurer du bon réglage des paramètres.

6.2.2 Moteur synchrone à aimant permanent (EMC)

Le moteur synchrone à aimant permanent est également appelé moteur à commutation électronique (ECM : *Electronically Commutated Motor*). Un courant piloté électroniquement génère un champ tournant grâce à un rotor constitué d'électroaimants, connecté à l'arbre par une série de bagues résilientes conçues pour absorber les ondulations de couple à haute fréquence. Le rotor est entraîné de manière synchrone par la commutation des pôles électromagnétiques, grâce à l'excitation alternative des bobinages statoriques.

Cette technique permet l'économie de l'électricité requise pour générer le champ magnétique de la machine asynchrone. De plus, elle ne génère aucune perte rotorique. L'absence de balai permet d'éviter le remplacement de cette pièce d'usure, et augmente la durée de vie utile de la pompe, tout en réduisant le bruit. Enfin, l'arbre moteur tourne à une vitesse assignée de manière à optimiser les performances énergétiques de la pompe.

L'intensité du courant d'alimentation de la pompe est augmentée progressivement dans le cas de l'utilisation de moteurs ECM, ce qui leur permet d'obtenir un rendement généralement meilleur que les moteurs asynchrones à vitesse variable. A mi-vitesse, l'écart peut atteindre de **12 à 15 points**.

Par exemple, le circulateur Magma 3 de Grundfos permet de réaliser des économies jusqu'à plus de 75% par rapport à un circulateur classique à vitesse fixe. De même, la pompe Ixens de Salmons permet jusqu'à 43% d'économies par rapport à un moteur asynchrone haut rendement à variateur de vitesse.

Moteur synchrone à réluctance sans aimants

KSB démarre la production en série de son nouveau moteur électrique haut rendement SuPremE.



Figure 34 : Moteur électrique haut rendement SuPremE - Source : KSB

Contrairement aux moteurs synchrones classiques, ce nouveau moteur synchrone à réluctance ne contient aucun matériau magnétique, tel que les terres rares, matières premières qualifiées de critiques dont l'extraction est particulièrement néfaste pour l'environnement.

Les nouveaux entraînements n'ayant plus besoin de capteurs de position du rotor (composants particulièrement fragiles), ils sont aussi solides et fiables que les moteurs asynchrones régulés. De plus, étant donné les faibles températures dans le rotor, les paliers ont une durée de vie plus élevée.

Ce moteur est équipé d'un rotor à 4 pôles, composé uniquement d'un paquet de tôles, sans cage. Ses tôles rotoriques ont été conçues de manière spécifique pour guider les lignes de champ.

Associé à un système de régulation de vitesse PumpDrive, le SuPremE travaille en standard entre 0 et 4 200 tours par minute.

Ce nouveau moteur synchrone à réluctance affiche une puissance dissipée inférieure d'au moins 15 % à celle prescrite par la classe de rendement IE3, et atteignent ainsi d'ores et déjà la classe de rendement IE4.

6.3 Pompage des liquides

Les pompes de relevage sont utilisées pour pomper le liquide stocké dans une fosse. Les concentrations ne doivent pas dépasser **60 à 80 gr/L** et les tailles de particules ne doivent pas excéder **76 mm**. Pour des produits plus chargés, il faudra passer sur des pompes volumétriques à lobes, puis pour les produits plus solides sur du type rotor excentré (appelé également queue de cochon) qui demandera nécessairement des broyeurs en protection (voir partie 6.6. Mélange et transfert des substrats solides).

Une pompe hors du liquide, facile d'accès et avec un réglage du jeu hydraulique sans démontage de la pompe aura un coût économique et une empreinte écologique plus faible qu'une pompe submersible.

Il est communément accepté que la répartition des coûts de ce type d'équipement se décompose comme suit :

- 5 à 10 % pour les coûts d'acquisition ;
- 40 % environ pour les coûts de maintenance et de réparation ;
- 50 % environ pour l'énergie dépensée.

6.3.1 Coût d'acquisition

Dans le cadre de l'achat d'une pompe, habituellement seuls les prix d'achat sont comparés, sans tenir compte des coûts liés à cet achat.

Le choix d'une pompe submersible nécessite d'investir dans des barres de guidage, des chaînes de levage, un palan et une potence. Il faudra également que la fosse soit dimensionnée pour que les pompes aient un volume de marnage suffisant, assurant le refroidissement du moteur. Ces éléments peuvent sensiblement alourdir le coût d'acquisition des pompes submersibles.

Dans le cas d'une pompe de surface, tous ces coûts ne sont pas nécessaires, rendant ainsi le prix d'acquisition de la pompe auto-amorçante plus économique. Si, par ailleurs, le débit de matière traitée augmente, il sera possible d'augmenter la taille de la pompe de surface sans devoir augmenter la taille de la bêche puisque seule la canalisation doit y être plongée. Cela ne sera peut-être pas le cas pour une pompe submersible, contraignant à réaliser des travaux de génie civil importants.

6.3.2 Coût de maintenance

Les coûts de maintenance et de réparation des pompes dépendent de la technologie choisie lors de l'achat. La maintenance préventive est fortement conseillée. Mais ce poste est souvent réduit ou supprimé à la première restriction budgétaire.

L'avantage des pompes auto-amorçantes est qu'il faut peu de temps et de personnel pour effectuer une maintenance préventive compte-tenu de la position de la pompe, en dehors du liquide et au sec. Certaines d'entre elles peuvent également recevoir sur chacune des brides un manomètre et disposent de voyants sur les bains d'huile des garnitures et roulements. L'opérateur peut alors rapidement vérifier le bon fonctionnement de la pompe et de ses organes.

Certaines pompes émettent un bruit particulier qui permettra directement d'indiquer un problème hydraulique (cavitation ou vortex). Cela ne sera pas le cas avec une pompe submersible qui se situe dans une fosse profonde avec 1 à 2 mètres d'eaux chargées au-dessus d'elle. Une vérification du niveau d'huile ne pourra se faire sans un relevage de la pompe et un bruit particulier sera plus difficilement audible.

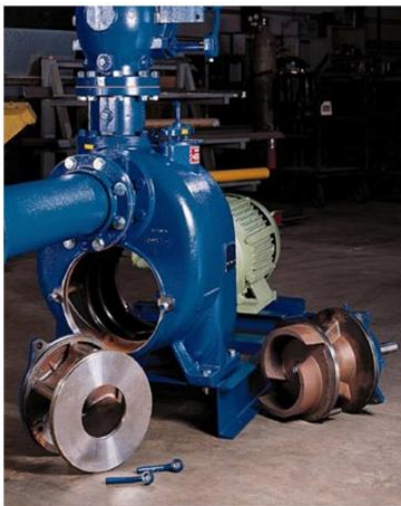


Figure 35 : Bloc hydraulique remplaçable, pompe Gorman-Rupp®
Source : Hydro-Group

Des conceptions innovantes permettent le remplacement du bloc hydraulique en moins d'une heure. Ce bloc hydraulique est le cœur de la pompe, composé de la roue, de la garniture mécanique et des roulements à billes.

Pour les pompes submersibles, il sera demandé de sortir la pompe, de la décontaminer, de la déconnecter électriquement et de l'envoyer dans un atelier habilité. Les pompes risquent d'être mises au rebus si le coût de la main d'œuvre et des pièces détachées peut-être plus important que le coût de renouvellement de la pompe.



Figure 36 : Accessibilité des pompes immergées et de surface – Source : Hydro-group

Les coûts de maintenance d'une pompe sont directement liés aux coûts énergétiques. Un manque de maintenance engendrera inévitablement un moins bon rendement de la pompe et donc une surconsommation énergétique.

Il est facile de le démontrer en analysant une pièce maîtresse influençant la consommation énergétique de la pompe, à savoir l'anneau ou la plaque d'usure d'avant de la pompe.

Rappel de quelques concepts techniques :

- Le jeu hydraulique est la distance entre cette plaque d'usure et la roue.
- Le rendement hydraulique diminue en fonction de l'usure de cette plaque. Il sera donc nécessaire de rattraper ce jeu hydraulique ou de remplacer cette plaque d'usure pour ramener la pompe à son rendement premier.

La plupart des pompes centrifuges utilisent des anneaux ou plaques d'usure remplaçables pour garantir un certain rendement hydraulique de la pompe. S'ils ne sont pas ajustables, il faudra les remplacer pour ramener le rendement de la pompe à son optimum. Durant cette période d'usure, la pompe va, petit à petit, perdre de son efficacité, l'obligeant à fonctionner plus longtemps et, de ce fait, à consommer plus d'électricité.

Un piquage situé à distance de la pompe, sur la canalisation de refoulement, est nécessaire pour installer un manomètre et repérer une perte de pression. Mais parce qu'il n'est pas aisé d'accéder à la pompe sans l'utilisation d'un palan ou d'une grue, la pompe sera bien souvent laissée comme telle. Cette perte de pression indique un jeu hydraulique s'agrandissant et de ce fait, un débit de fuite augmentant. Cette dégradation est exponentielle et la perte de pression ne fera qu'augmenter, amenant des bouchages de roue. Au premier bouchage de pompe, l'intervention sera indispensable.

L'opérateur sera amené à demander de l'aide pour l'extraction de la pompe de la fosse :

- Consignation du tableau électrique par une personne habilitée à cet effet ;
- Création d'un espace de sécurité autour de la fosse ;
- Mise en place du palan ou de la grue pour l'extraction de la pompe ;
- Nettoyage de la pompe à la pression ;
- Enlèvement du bouchage de la roue.

L'anneau d'usure devrait être remplacé mais il est souvent très difficile de le faire sur place. Un rapatriement de la pompe en atelier agréé reste la solution la plus utilisée. La pompe doit être électriquement déconnectée du tableau, avec l'aide d'un électricien habilité. L'opération inverse sera nécessaire pour la remise en place de la pompe après maintenance.

Outre une plus grande consommation d'électricité par la perte de rendement hydraulique, l'intervention nécessite une équipe plus importante, sans pouvoir remédier directement à tous les problèmes. La pompe sera indisponible le temps de la réparation. Pour remédier à ces problèmes d'usures, il existe des solutions innovantes, comme celles présentées ci-dessous.

Plaque d'usure ajustable

La pompe Gorman-Rupp dispose d'un système breveté de réglage du jeu hydraulique, permettant de ramener le rendement hydraulique à sa valeur de départ, et ce, sans enlever la pompe de son châssis, retirer les canalisations des brides ou à désaccoupler le moteur de la pompe.

Les manomètres installés sur les brides d'aspiration et de refoulement de la pompe indiquent une perte de performance au technicien.

Après avoir isolé électriquement le groupe de pompage pour éviter tout démarrage intempestif, **celui-ci** pourra dévisser les écrous de maintien, enlever l'outil de réglage et dévisser l'écrou principal à l'aide d'une clef. Le couvercle d'accès à l'hydraulique étant libéré de tout maintien, il pourra être poussé jusqu'au contact avec la roue. Le jeu hydraulique sera dès lors de zéro.



Figure 37 : Dévissage des écrous de maintien de la pompe Gorman-Rupp®
Source : Hydro-Group

Le technicien replace l'outil de réglage sur l'écrou principal. La rotation de trois dents de cet outil va écarter la plaque d'usure avant de la roue du jeu hydraulique idéal. Ce réglage sera reporté sur les autres fixations et le jeu hydraulique est effectué. En un quart d'heure, la pompe présente à nouveau le rendement hydraulique optimal.

Plaque d'usure autonettoyante

Les bouchages de pompes, depuis l'apparition des problèmes de lingettes et autres filasses, sont devenus un des problèmes essentiels des exploitants.

La « plaque d'usure autonettoyante » réduit les bouchages de pompe. Grâce aux encoches sur la périphérie intérieure de la plaque avant et aux rainures radiales, les filasses et autres lingettes ne s'enroulent plus autour des roues.

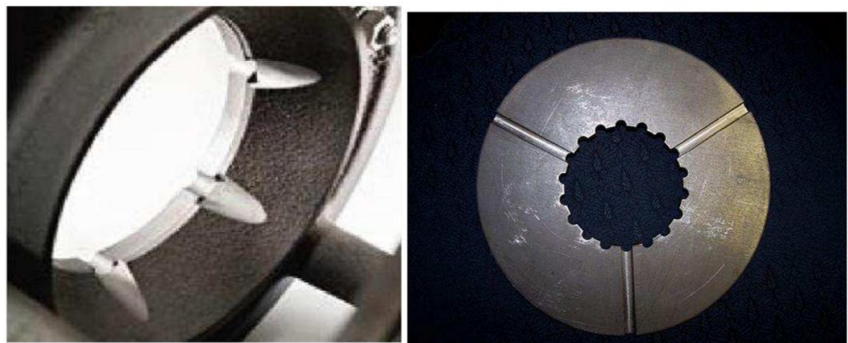


Figure 38: Encoches sur la périphérie intérieure de la plaque avant de la pompe Gorman-Rupp® - Source : Hydro-Group

6.4 Pompes à lobes



Figure 39 : Pompe à lobes Tornado® T2
Source : NETZSCH



Figure 40 : Pompe à lobes Volgersang®
Source : Volgersang

Avantages des pompes à lobes

- Auto-amorçage
- Maintenance en place et facilité d'accès grâce aux paliers unilatéraux.
- Encombrement réduit grâce à la construction compacte
- Flexibilité d'installation
- Pouvoir d'aspiration élevé, jusqu'à 8m CE
- Tolérance au fonctionnement à sec et aux corps étrangers
- Sens de rotation, et donc flux, réversible
- Coût d'exploitation réduit
- Fonctionnement silencieux et sans vibration
- Conformité à la réglementation Atex
- Utilisation possible en vitesse variable
- Pulsations fortement réduites

Les pompes à lobes sont particulièrement utilisées pour le transfert de produits :

- Chargés ou non de particules solides (granulométrie max jusqu'à 70 mm).
- A viscosité faible à forte (1 mPas – 1 million mPas).
- Thixotrope et dilatant.
- Sensibles au cisaillement.
- Abrasifs.
- Lubrifiants ou non.

Fonctionnement

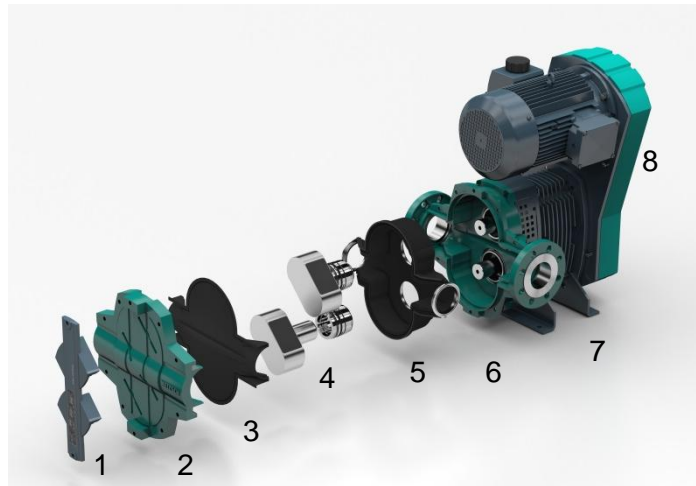


Figure 41 : Vue éclatée de la pompe à lobes Tornado®
Source: NETZSCH

1. Equipement de réglage du rotor

Dispositif permettant une maintenance aisée.

2. Couvercle de corps

Après ouverture du couvercle, accès facile aux lobes, aux joints de pompe et joints de la boîte de transmission pour en effectuer l'entretien ou le remplacement, sans démonter le corps de pompe de la tuyauterie.

3. Plaques d'usure

Plaques d'usure de haute résistance chimique et mécanique, remplaçables, situées sur les faces avant et arrière du corps.

4. Rotors à lobes

Rotors à deux, trois ou quatre lobes, à profil droit ou hélicoïdal, disponibles dans différents matériaux, sélectionnés en fonction de l'application.



Figure 42 : Lobes permettant la circulation de la matière dans la pompe Tornado® T2 Source : NETZSCH



Figure 43 : Rotors à différents nombre de lobes
Source : NETZSCH

Des designs optimisés de lobes, comme le système PRS (Pulsation Reduction System) de NETZSCH, ou les lobes HiFlo de Vogelsang permettent de réduire drastiquement les pulsations.

5. Insert du corps de pompe

Corps de pompe modulaire, permettant le remplacement aisé des coquilles réglables pour une plus longue durée de vie.

6. Corps de pompe

Une gamme d'étanchéités sont disponibles dans des matériaux variés, telles les garnitures mécaniques indépendantes du sens de rotation; sélectionnées en fonction de chaque application; design permettant un accès aisé au raccordement ou système de lubrification.

7. Chaise palier

8. Réducteur à paroi denté



Figure 44 : Système de transmission de la pompe à lobes Tornado® T2 – Source : NETZSCH

Transmission permettant le transfert du couple du moteur aux rotors de la pompe.

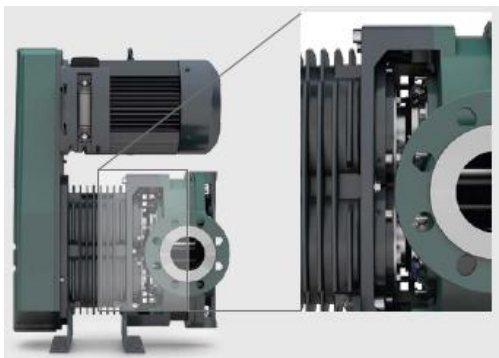


Figure 45 Système GSS sur la pompe Tornado® T2– Source : NETZSCH

L'innovation brevetée de la technologie GSS (Gearbox Security System) développée par NETZSCH garanti une sécurité optimale par la séparation de la boîte de transmission et de la partie hydraulique de la pompe, garantissant ainsi un fonctionnement fiable et hautement protégé.

- En cas de fuite, celle-ci est immédiatement visible.
- L'étanchéité dynamique évite tout risque de contamination de l'huile de transmission par le fluide véhiculé et vice-versa.
- La lubrification/le rinçage de l'étanchéité d'arbre est aisée grâce à l'accès facile aux raccords quench⁷/de rinçage.



Figure 46 : Pompes à lobes Tornado® en ligne

A gauche : circulation de boues digérées - MS: 4% – débit: 40 m³/h - contre-pression: 2,5 bar.
A droite : alimentation centrifugeuse par des boues en excès - MS: 2% – débit: 18 m³/h - contre-pression: 1,5 bar.
Source : NETZSCH

Pour aller plus loin :

Pompes à lobes Tornado® – NETZSCH, en ligne, 2012

Pompes à lobes Vogelsang – Vogelsang, en ligne, 2012

⁷ Quench est un compartiment qui permet de lubrifier la garniture mécanique par un fluide externe qui est généralement de l'eau sans pression.

6.5 Broyage des substrats solides

Lorsque des substrats solides sont à incorporer dans le digesteur, il faudra passer sur des pompes volumétriques du type à queue de cochon qui demanderont nécessairement des broyeurs en protection.

Avantages du broyage

Le broyage permet de réaliser des économies grâce à :

- la réduction du temps de malaxage ;
- la réduction des quantités de substrat utilisées ;
- la maintenance réduite.

Le broyage permet de réduire les temps d'agitation des digesteurs, et donc leur consommation électrique. L'amélioration de l'efficacité du mélange permet en outre d'augmenter la production de biogaz par tonne de déchet traité. Les broyeurs peuvent donc servir soit à produire plus de biogaz avec la même quantité de substrat ou à consommer moins de substrat pour la même production de biogaz.

Mise en œuvre

Les broyeurs peuvent être livrés avec une trémie pour l'insertion des déchets. L'accessibilité des pièces composant le broyeur facilite la maintenance.



Figure 48 : Chambre de coupe aisément démontable du broyeur Mini Monster®
Source : Hydro-Group



Figure 47 : Broyeur Macho Monster® avec trémie d'insertion
Source : Hydro-Group

Facilitation du pompage des eaux chargées

Certains broyeurs broient les eaux chargées, réduisant ainsi les réparations coûteuses et les maintenances importantes des pompes de relevage.



Figure 50 : Broyeur compact Mini Monster® installé dans une station de pompage
Source : Hydro-Group

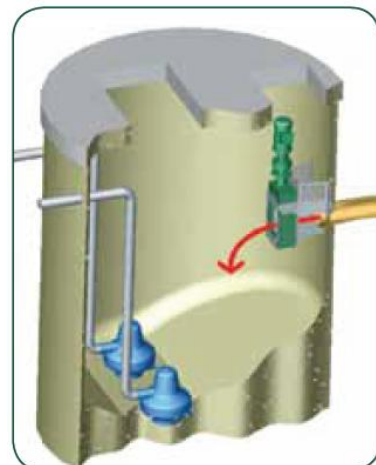


Figure 49 : Muffin Monster® sur station de relevage
Source : Hydro-Group

Panneau de contrôle avec gestion par automate

L'automate analyse les efforts et inverse le sens de rotation du moteur afin de protéger le système et éliminer les vérifications et interventions manuelles. Il assure le broyage optimal, le minimum de blocage et la protection maximale des composants.

Guides latéraux de flux, couteaux et peignes

Les guides latéraux de flux augmentent le débit et diminuent les pertes de charges. Ils permettent de dévier les particules solides vers la chambre de coupe, et aident à la maintenance.

Il existe une vaste gamme de couteaux optimisant le broyage. Des peignes métalliques fixes peuvent permettre d'évacuer les particules solides et de nettoyer les couteaux plus rapidement. Un bon design des couteaux et des entretoises permet l'utilisation de petits moteurs à hauts rendements - 1,5 à 37 kW.



Figure 52 : Peignes (à gauche), et guides latéraux de flux (à droite) des broyeurs Monster®
Source : Hydro-Group



Figure 51 : Différents couteaux avec un choix de nombre de dents différents pour les broyeurs Monster®
Source : Hydro-Group

Grâce à des vitesses circonférentielles diverses, les couteaux découpent les matières à longues fibres et broient les matières solides. Entre ces couteaux circulaires, les composants grossiers et cassants sont écrasés évitant ainsi tout bouchage possible. C'est leur géométrie particulière ainsi que leur épaisseur qui définit le niveau du broyage recherché.



Figure 53 : Broyeur X-Ripper
Source : Vogelsang

Grâce à sa construction « démontage en ligne », il est possible d'effectuer une maintenance du broyeur X-Ripper de Vogelsang, sans démonter les tuyauteries.

Châssis particuliers

Différentes configurations existent pour le châssis sur lequel est fixé le broyeur, comme par exemple des châssis permettant de suspendre le broyeur à la paroi d'un réservoir, ou comportant un dégrillage manuel latéral pour vaincre les pointes de débit.

Puissance électrique

Exemple :

Famille Monster® de Hydro-Group :

Motorisation électrique: 1,5 ; 2,2 ; 4 ; 5,5 ; 7,5 ; 15 ; 22 et 37 kW

Motorisation électrique Atex: 2,2 ; 3,7 et 7,5 kW



Figure 54 : Châssis pour pompe Monster® -
Source : Hydro-Group



Figure 55 : Broyeurs Muffin Monster® en ligne – Source : Hydro-Group

Pour aller plus loin :

Broyeurs® – Hydro-Group, en ligne, 2012

Broyeurs – Vogelsang, en ligne, 2012

6.5.1 Broyage par tête rotative

Les couteaux interchangeables en acier de coutellerie, intégrés de façon idéale dans un rotor divisé en quatre branches asymétriques, sont maintenus contre la grille de coupe du broyeur. La grille de coupe en acier traité, à géométrie spéciale, est parfaitement réversible. Le contact permanent entre les couteaux et la grille de coupe garantit une grande efficacité de fonctionnement. Le dispositif d'étanchéité d'arbre entre le motoréducteur et la tête de coupe fonctionne grâce à la présence d'une garniture mécanique d'étanchéité par quench.



Figure 56: Broyeur à tête rotative
RotaCut®
Source : Vogelsang



Figure 57 : Tête rotative du
broyeur RotaCut®
Source : Vogelsang



Figure 58 : Broyeur à tête rotative
RotaCut®
Source : Vogelsang

Pour aller plus loin :

Broyage – Vogelsang, en ligne, 2012

6.5.2 Boosters de production

Outre le broyage on peut citer dans les procédés de « boostage » qui permettent d'améliorer la production de biogaz en se rapprochant du potentiel méthanogène du substrat et en améliorant l'exploitation : la désintégration électronique, les ultrasons, les enzymes, le conditionnement chimique et thermique (faible température), la cavitation...

Ces systèmes permettent de prévenir les problèmes d'exploitation de l'installation. Ils permettent pour les installations qui ne fonctionnent pas correctement de faciliter l'homogénéisation du fluide en le rendant moins visqueux ; l'amélioration du brassage est alors facilitée dans le méthaniseur et la production de biogaz revient à la normale.

Il existe également des traitements haute température et haute pression, tels que les procédés Cambi ou Biothelys qui craquent réellement la matière : la production de biogaz y est améliorée et la réduction des substrats est augmentée car ils rendent la matière dégradable plus accessible aux bactéries.

Désintégration électronique

- Augmentation de la production de biogaz de **18%**, ou réduction de la quantité de substrats.
- Utilisable dans toutes les unités de méthanisation (voie sèche ou voie humide).
- Très faibles coûts d'investissement, aucune maintenance et pas de pièces d'usure, donc peu d'arrêts d'exploitation.
- Énergie de fonctionnement très réduite (**35 W_{el}** par module pour **40 m³/h** de matière)
- Diminution de la consommation énergétique (**30%** en moyenne) pour le broyage des substrats et l'agitation des digesteurs.

Les modules de désintégration électronique assurent la réduction et la découpe de particules et autres filasses contenues dans les liquides des unités de méthanisation ou dans les stations d'épuration. Une électrode à haute tension équipe chaque module. Le champ électrique interne au module crée des forces électrocinétiques qui déstabilisent la membrane cellulaire des substrats qui passent au travers. Cette membrane devient donc poreuse et la majorité de son contenu est libéré. Ceci augmente donc la présence et la disponibilité de substances nutritives pour les bactéries. Le résultat : une considérable augmentation de production de biogaz ainsi qu'une utilisation optimale des substrats injectés.



Figure 60: Electrode équipant les modules de désintégration électronique Biocrack®
Source : Vogelsang



Figure 59 : Module de désintégration électronique Biocrack®
Source : Vogelsang

Pour aller plus loin :

Désintégration électronique BioCrack® – Vogelsang, en ligne, 2012 (en anglais)

6.6 Mélange et transfert des substrats solides

Les pompes mélangeuses permettent à la fois de broyer les substrats et de les convoyer vers le digesteur.



Figure 61: Pompe mélangeuse NEMO B.Max[®] de NETZSCH – Source : NETZSCH

Ces pompes peuvent être utilisées pour la réalisation d'une nouvelle installation, ou pour optimiser une installation existante

Fonctionnement

Les pompes mélangeuses sont composées de deux vis sans fin assurant le broyage et le gavage de la pompe située en tête, le tout piloté par un seul motoréducteur.



Figure 62 : Broyeur avec pompe intégrée QuickMix
Source : Vogelsang

Les substrats entrants tels que les fientes sèches de volaille, l'ensilage des plantes entières, d'herbes ou de maïs, ainsi que les co-substrats, quelle que soit leur composition, provenant du fermenteur primaire ou secondaire, sont déversés dans la trémie de la pompe mélangeuse.

Le lisier ou tout autre substrat liquide est transféré par une autre pompe volumétrique, et injecté directement dans la trémie de la pompe mélangeuse via une tubulure latérale. Parallèlement, les substrats secs sont ajoutés dans la trémie. Le mélange liquide/solide s'opère à même la trémie.

La vis de gavage dans le corps de pompe transporte le mélange vers la chambre de compression. L'effet de la vis permet le transfert d'un volume de liquide supérieur à celui que peut contenir la partie hydraulique du rotor/stator. L'excédent de liquide subit alors un mouvement de reflux aidé par le profil des segments de vis, au niveau de la chambre de compression, permettant ainsi une homogénéisation des différents substrats et l'obtention d'une mixture pompable. La pompe située en sortie permet un transfert sans pulsations. Ce type de pompe peut véhiculer simultanément des substrats vers un ou plusieurs fermenteur(s). Une unité de méthanisation peut donc être composée de longues tuyauteries et se situer sur plusieurs niveaux.

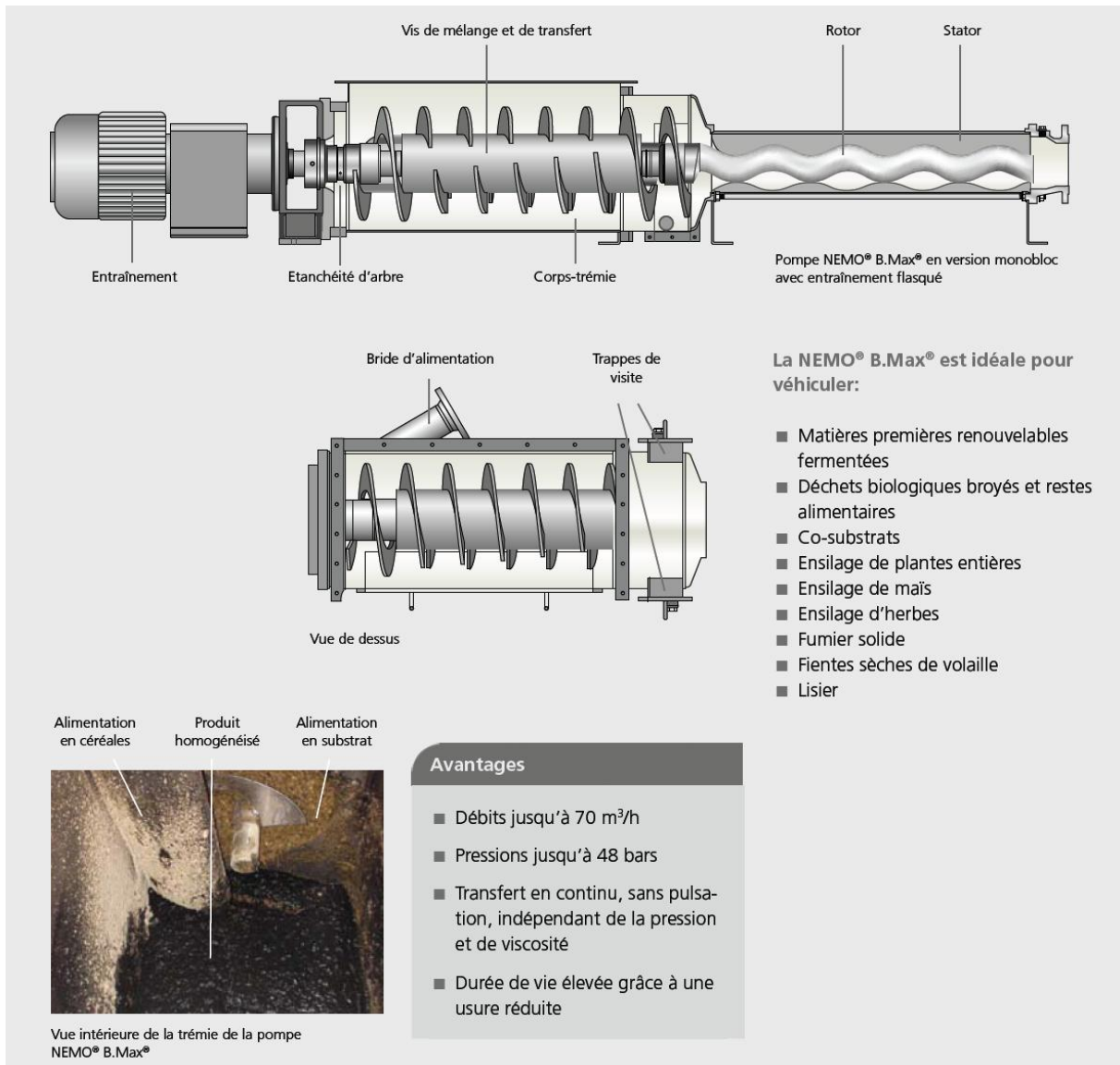


Figure 63 : Fiche technique de la pompe NEMO® B.Max® - Source : NETZSCH

Production plus importante de biogaz

L'amélioration de l'efficacité du pré-mélange permet une fermentation plus stable dans les digesteurs, et une décomposition plus rapide du substrat. En effet, la recirculation du substrat fermenté permet une homogénéisation et un début de fermentation des intrants grâce aux bactéries actives. Un meilleur mélange permet également d'avoir une température plus homogène et donc une meilleure digestion (proche du potentiel méthane théorique).

Economie de consommation électrique

La réduction de la durée d'utilisation des agitateurs est rendue possible grâce au renforcement de la convection propre dans le fermenteur, réduisant la formation de liquide surnageant. La suppression de la cuve de malaxage permet également une diminution de la consommation d'énergie pour les opérations de mélange et de transfert, puisque ces opérations sont réalisées grâce à un seul équipement, et donc un seul moteur.

Exemple d'économies permises grâce à une pompe mélangeuse :

Dans cet exemple de calcul (installation biogaz de 340 kW), la NEMO® B.Max® remplace un système d'alimentation à sec composé d'un convoyeur à chaîne et de bandes transporteuses. On considère que la consommation électrique du nouveau système doté de la pompe mélangeuse est identique à celle de l'ancien système d'alimentation.

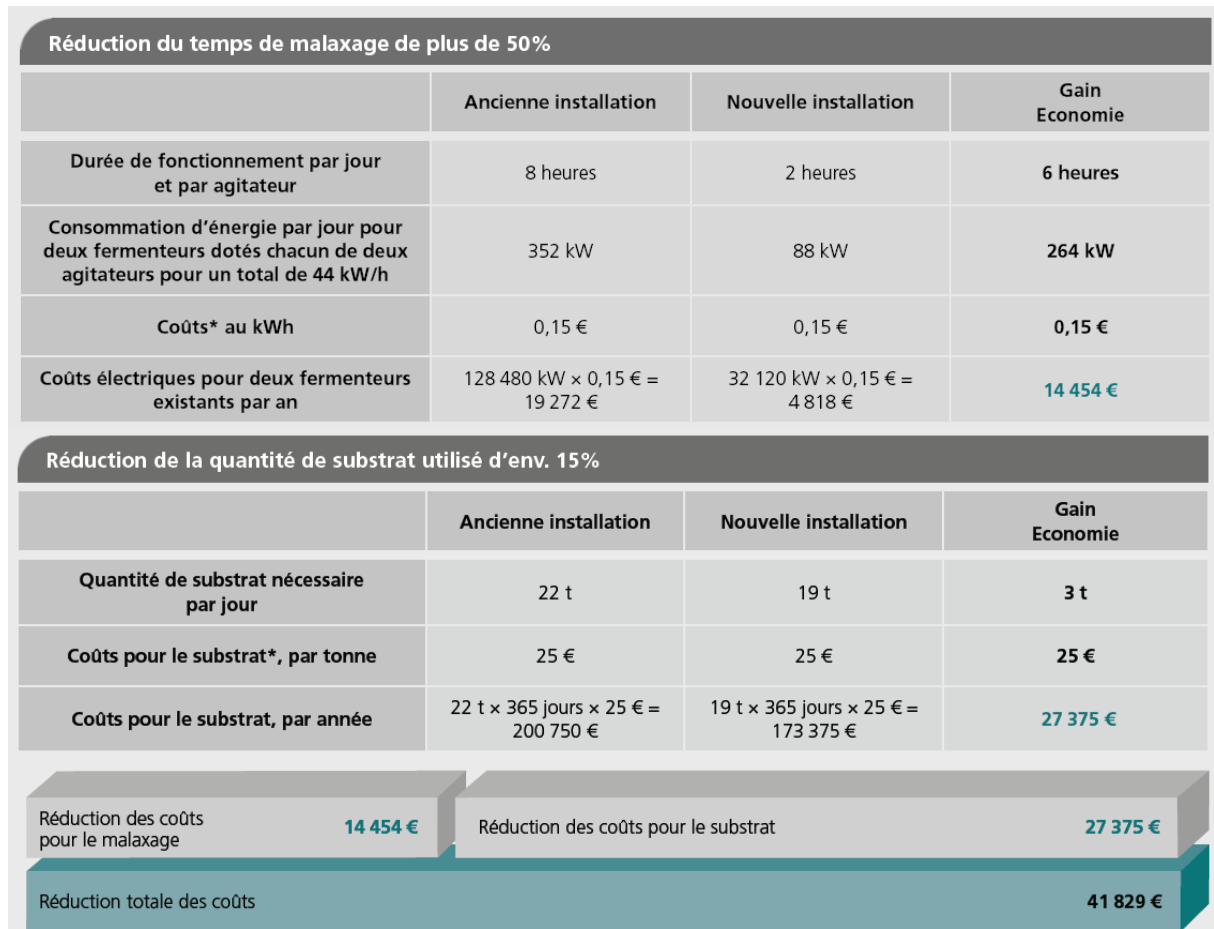


Figure 64 : Exemple d'économies annuelles permises sur l'agitation du digesteur et la réduction de la quantité de substrat utilisé grâce à la pompe mélangeuse NEMO B.Max® - Source : NETZSCH

Les systèmes de convoyage par vis ont généralement des puissances de **30 kW**, et fonctionnent environ **2-3h** par jour pour **10 000 t/an** de déchets traités.

Flexibilité

La réduction de la quantité de substrat utilisé pour la production de biogaz entraîne une réduction du volume du fermenteur.

Les pompes mélangeuses ont une longévité importante, car elles sont composées d'éléments robustes, parfaitement conçus et adaptés à l'application. Les pièces d'usure des autres technologies telles que les bandes transporteuses ou les convoyeurs à chaîne sont en revanche souvent onéreuses.

La pompe à rotor excentré pouvant vaincre des contre-pressions allant jusqu'à 48 bar, la pompe mélangeuse peut être directement installée sous le silo mobile par exemple et être donc ainsi très éloignée de l'unité de méthanisation. Les différentes pompes, pompes mélangeuses et de transfert, étant reliées entre elles par un réseau de tuyauteries.

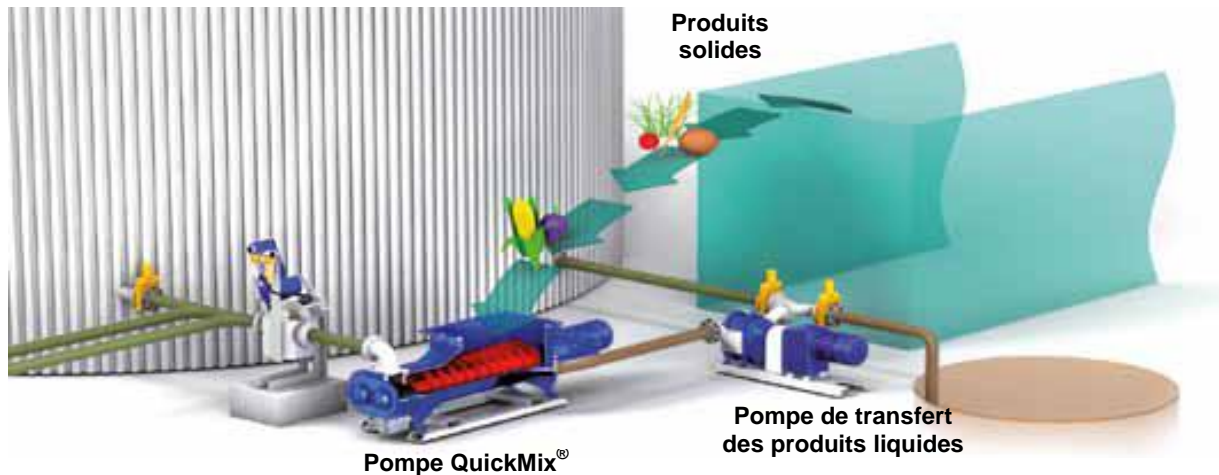


Figure 65 : Mise en œuvre de la pompe mélangeuse - Source : Vogelsang

D'autres paramètres augmentent la flexibilité de cette technologie :

- flexibilité d'alimentation de plusieurs fermenteurs, par ex. d'un fermenteur principal et de fermenteurs secondaires ;
- possibilité de réaliser des modifications d'installation ultérieurement ;
- possibilité d'adapter les dimensions de la pompe mélangeuse aux besoins de l'installation ;
- l'intégration de la technique de dosage existante dans le système d'alimentation du substrat homogénéisé.



Figure 66 : Trémie d'alimentation de la pompe mélangeuse NEMO B.Max® – Source : NETZSCH

Les pompes mélangeuses peuvent également être placées directement au-dessus du digesteur ou d'un silo de stockage, la circulation par gravité des matières permettra des économies d'électricité pour leur pompage.

Réduction des nuisances sonores et olfactives

La mise en place d'un réseau de tuyauteries et d'unités de pompage entièrement fermé permet de retenir les odeurs, les poussières et bruits à l'intérieur

L'alimentation en substrats à vitesse plus faible entraîne une réduction des bruits générés par le pompage.

Pour aller plus loin :

Pompe mélangeuse QuickMix® – Vogelsang, en ligne, 2012

Broyage et recirculation des matières dans la fosse de stockage

Landia propose des systèmes de pompage et broyage combinés, le principe étant de réunir les liquides et solides dans une même fosse (ou trémie).

Dans cette fosse la pompe travaille en recirculation afin de réaliser le broyage des solides à l'aide de son système unique de couteaux et de vis sans fin. On obtient ainsi un mélange de liquide et solide homogène, qui peut être transféré directement par cette même pompe vers une unité de stockage, hygiénisation, digesteur...

Son avantage est de n'utiliser qu'un seul système pour plusieurs fonctions : pompage, broyage et mélange (recirculation).

Figure 67 : Pompe de broyage et recirculation Landia
Source : Atlantique Industrie



Broyage par têtes rotatives et convoyage

Il existe des solutions comprenant pompes à lobes rotatifs et broyeurs à tête rotatives dans une construction spécialement développée pour le domaine biogaz.

Les matières fibreuses sont aspirées par la pompe au travers du broyeur à tête rotative afin d'être réduites le plus possible. Une suspension comprenant d'un côté des matières solides énergétiques telles que le maïs, l'herbe, les betteraves et le colza et de l'autre côté le lisier, composant liquide, peut être ainsi homogénéisée, et la production de gaz est alors optimisée. Simultanément les éléments lourds sont retenus dans le piège à cailloux, afin de protéger pompe et installation contre les particules.

La combinaison, pompe à lobes rotatifs robuste et broyeur puissant, permet une bonne homogénéisation de la suspension lisier-coferments, et alimente conjointement le digesteur commandé automatiquement. Ainsi, il est possible de vider de façon décentralisée avec une seule unité plusieurs fosses et d'alimenter différents digesteurs.

Le BioCut® de Vogelsang est une combinaison entre une pompe à lobes rotatifs et le RotaCut®.



Figure 68 : BioCut® - Source : Vogelsang

➤ Broyage et convoyage des déchets d'abattoir

Ce système a été construit pour broyer de manière très fiable et économique les estomacs, boyaux, oreilles, pattes, yeux etc. et les transporter ensuite dans divers stockages.

Cette machine est facile d'entretien. Deux broyeurs montés en série, plus une pompe, réduisent les déchets d'abattoir en une bouillie homogène.

La pression de coupe est définie de façon précise et tenue à niveau constant, ce qui garantit une capacité de coupe et de réduction élevée. Un système de commandes élaboré complète le tout. Simultanément les couteaux s'aiguisent lors du changement régulier du sens de rotation, ce qui permet une longévité élevée.

Construite de façon compacte, l'installation demande peu de place. Les faibles coûts de mise en service et d'installation requièrent également un investissement minime.



Figure 69 : Cut&Pump®
Source : Vogelsang

Pour aller plus loin :

Solutions complètes BioCut® et Cut&Pump® – Vogelsang, en ligne, 2012

6.7 Unités d'alimentation mobiles



Figure 70 : Unités d'alimentation mobiles - Source : Vogelsang

Avantages des unités d'alimentation mobile

- Utilisables sur une période courte
- Pas de machines supplémentaires nécessaires (pompes, broyeurs...)
- Valables pour des substrats complexes
- Pas de nécessité d'interruption de la production de biogaz pour la maintenance
- Essais avec de nouveaux cosubstrats rapides à mettre en œuvre
- Coût abordable
- Déploiement rapide grâce à la coordination des composants individuels

Conception modulaire

L'unité d'alimentation mobile est une solution modulaire complète pour l'alimentation des digesteurs. Elle permet une réduction des temps de construction du site par rapport aux installations conventionnelles de méthanisation, dans lesquelles chaque composant est installé individuellement. L'unité est pré-assemblée dans les locaux du fournisseur, ce qui élimine les influences de la météo.

L'avantage de la conception modulaire est particulièrement évident quand une installation doit être agrandie ou rénovée. Le module peut simplement être ajouté à l'installation sans longues interruptions.

L'unité d'alimentation mobile de Vogelsang est équipée avec des technologies présentées précédemment : QuickMix, BioCut, RotaCut, et une pompe à lobes rotatifs.

Un module de contrôle de performance pour chaque composant pilote l'unité.

L'unité entièrement pré-assemblée et prête à connecter peut aisément être transportée vers le site par camion. Aucune machine additionnelle pour le chargement et déchargement n'est requise. L'alimentation peut être mise en service dès que le système électrique, le digesteur et les équipements de stockage des liquides sont connectés. Ensuite, après un bref délai, divers cosubstrats correctement broyés peuvent alimenter le digesteur. Même les cosubstrats complexes tels que les ensilages de plantes entières, bottes de paille entières, fumier, betteraves, pommes de terre, oignons et carottes ne sont pas un problème pour l'unité d'alimentation mobile.

Fiabilité accrue

Grâce à leur mobilité et leur facilité d'installation, les unités d'alimentation mobiles sont parfaites pour les situations d'urgence, pour les opérateurs de différentes installations ou pour l'utilisation partagée entre différentes usines.

Cette solution élimine les problèmes associés à la longueur de montée en charge, et permet d'assurer la maintenance et la réparation des équipements d'alimentation sans interrompre la production de biogaz.

Ces avantages contribuent à maximiser l'efficacité énergétique et la rentabilité des installations.

Utilisation en station de test

Les équipements installés sont souvent conçus pour fonctionner avec seulement quelques types de cosubstrats. Les tests avec de nouveaux cosubstrats peuvent être coûteux. A un coût raisonnable, les unités d'alimentation mobiles peuvent être utilisées pour les essais. Grâce aux résultats de ces essais, une décision avertie peut être prise sur la conversion du système en place.

Pour aller plus loin :

Unité d'alimentation mobile – Vogelsang, en ligne, 2012 (en anglais)

6.8 Agitation du digesteur

Préfasse, digesteurs "infiniment mélangés" principaux ou secondaires, ou bien encore réservoir de stockage : les mélangeurs sont au cœur de chaque étape du processus se déroulant au sein d'une installation de biogaz. Ces mélangeurs ont pour mission de brasser la biomasse et, par conséquent, de veiller à une homogénéisation parfaite pour un rendement maximum en biogaz. Il est fortement recommandé d'agiter le post digesteur pour éviter la formation de croûte.

Les règles d'or d'un brassage réussi

- **Prévenir la formation de couches surnageantes**

Déplacement de l'équilibre chimique vers le substrat

- **Prévenir la formation de couches sédimentaires**

Élargissement de l'espace de réaction ; réduction des interventions de maintenance

- **Répartir le substrat / minimiser le risque « tea cup effect »**

L'homogénéisation du substrat garantit une biocénose (organisation des micro-organismes) optimale

- **Prévenir les fluctuations de températures**

Les fluctuations de température entraînent une baisse de la production de biogaz, et peuvent perturber les micro-organismes jusqu'à l'arrêt de la réaction.

Solutions techniques assurant une grande longévité du matériel

- **Grande résistance mécanique (surtout en cas de risque de formation de filasses)**

Pales d'hélice en résine époxy chargée de fibre de verre avec moyeu métallique renforcé et couche protectrice gelcoat.

- **Double sécurité**

Garniture mécanique indépendante du sens de rotation et lubrifiée par une huile non polluante ; chambre de fuite entre la chambre d'huile et le réducteur de vitesse.

- **Protection du moteur**

Presse-étoupe de câble à triple étanchéité protégeant le moteur de l'humidité.

- **Exclusion de la surchauffe**

Capteurs de température prévenant la surchauffe du moteur.

- **Fiabilité d'installation**

La force de réaction résultant de la poussée est dirigée vers le fond du bassin, ce qui permet à la barre de guidage de ne pas être soumise à contrainte.

Ces solutions ont notamment été développées pour le propulseur submersible horizontal Amaprop de KSB.

6.8.1 Méthode d'agitation des digesteurs

Agitateurs pendulaires

Un seul agitateur est utilisé par installation. Un arbre doté de pales descendant depuis le moteur fixé au sommet du digesteur dans le méthaniseur permet de faire circuler la biomasse dans l'intégralité de la cuve. Le moteur est placé à l'extérieur et n'est pas plongé dans la biomasse. Ces équipements ont un bon rendement d'agitation et les puissances sont moyennes (**22 - 30 kW**). Cependant leur faible vitesse de rotation nécessite un fonctionnement quasi-permanent du système. Ce type d'appareil permet un brassage en tout point du bassin mais n'évite pas la formation de croûte en surface de la biomasse. Ce dernier point peut être éliminé en ajoutant une deuxième pale dite casse-croûte positionnée en haut de l'arbre de l'agitateur.

Maintenance :

Le moteur se situant à l'extérieur, il peut être remplacé sans intervention à l'intérieur du bassin. Les inconvénients se situent au niveau des installations fortement chargées en fibres puisque l'arbre et les pales peuvent se charger de matière et si une intervention à l'intérieur du bassin est nécessaire, l'opération peut nécessiter un grutage et donc une prestation relativement longue et lourde.

Agitateurs submersibles

Les agitateurs submersibles (diamètre 400 à 900 mm) ont un rendement d'agitation moyen et les puissances sont plus élevées. Leur temps de fonctionnement est cyclique (30 à 40 min par heure), la vitesse de rotation étant en général plus rapide. Ces agitateurs permettent un mélange efficace. Placés en hauteur ils peuvent casser la croûte à la surface de la biomasse.



Figure 71 : Mélangeur Amamix®
Source : KSB



Figure 72 : Agitateur submersible Landia®
Source : Atlantique Industrie

Les agitateurs submersibles à grandes pales (diamètre 1500 à 2500 mm) ont un très bon rendement d'agitation et les puissances sont faibles. Ces produits installés à l'origine dans les bassins d'aération de stations d'épuration (MS<1%), n'ont pas nécessairement les caractéristiques mécaniques prévues pour les liquides très chargés de stations de biogaz. Il est donc important de se renseigner sur les améliorations prévues par les constructeurs pour répondre aux caractéristiques de cet environnement.

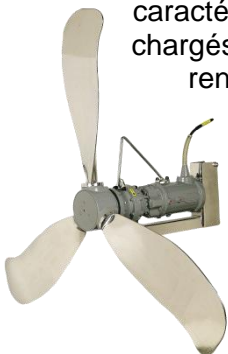


Figure 74 : Agitateur d'aération de stations d'épuration Landia®
Source : Atlantique Industrie

En température thermophile, les équipements électriques pouvant difficilement être refroidis, des risques de dysfonctionnement apparaissent avec des agitateurs submersibles.



Figure 73 : Agitateur Amaprop®
2500 Source : KSB

Mise en œuvre

Afin d'assurer une homogénéisation sûre et efficace en termes d'énergie, KSB a mis en place une solution consistant à positionner à différents niveaux deux propulseurs submersibles Amaprop à vitesse lente de rotation équipés d'une hélice de 2,5 m de diamètre et d'une puissance nominale de 6,5 kW. Un Amaprop 1 000, développé spécialement pour les applications biogaz, est installé sur le bord. Il allie l'efficacité d'un propulseur à vitesse lente à la flexibilité d'un mélangeur à vitesse rapide.

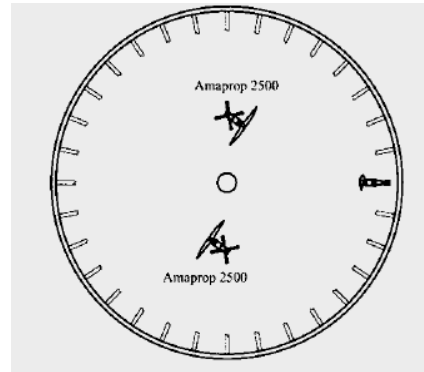
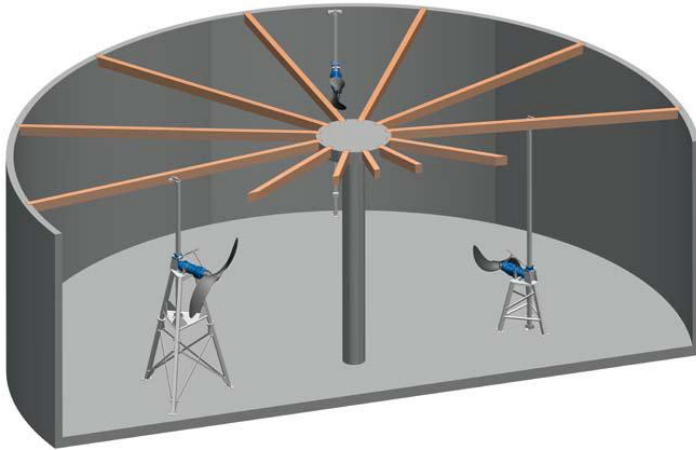


Figure 75 : Mise en œuvre des agitateurs submersibles – Source : KSB

Agitateurs Mississippi

Les mélangeurs du type « Mississippi », conçus pour brasser la biomasse du haut vers le bas, selon le principe des bateaux à aubes sur le Mississippi. Il subsiste sous ces mélangeurs des zones qui échappent au brassage, pour lesquelles il faudra prévoir des circulateurs supplémentaires.

Généralement, entre **3 et 5** modules de puissance de **10 - 15 kW** sont installés. Cette technique a l'avantage d'être peu chère à l'investissement.



Figure 76 : Agitateurs Mississippi
Source : AEB Methafrance

Maintenance

Quelle que soit la version d'agitateurs submersibles, tout le système est à l'intérieur du digesteur et donc dans un milieu hostile. Or, ces agitateurs nécessitent une maintenance annuelle pour les conserver en bon état, ce qui nécessite l'ouverture du digesteur et engendre des pertes d'exploitation, ainsi que l'émission de mauvaises odeurs. Si la maintenance n'est pas réalisée la durée de vie du produit est très réduite.

Il est possible d'installer les propulseurs et d'effectuer des opérations de maintenance sans vidange préalable du digesteur. Grâce au procédé *Repowering Pipe*, l'exploitant d'installation doit uniquement mettre à disposition une prise d'eau et de courant. Pour commencer, un tuyau de large diamètre est introduit dans le digesteur à l'aide d'une grue. Une pompe évacue dans le digesteur la biomasse se trouvant dans le tuyau. Le propulseur est installé et fixé au fond du digesteur en prenant toutes les précautions de sécurité nécessaires. Le tuyau peut ensuite être de nouveau noyé puis retiré. Cette technique présente l'avantage de ne pas perturber la biologie du digesteur et l'installation peut continuer à tourner sans incident. Le montage prend environ quatre heures.

Agitateurs mécaniques en traversée de paroi

De multiples montages sont possibles pour ces agitateurs, tout comme les diamètres d'hélice et vitesses de rotation. Deux types prédominent, les agitateurs coaxiaux (placés en biais) et les agitateurs horizontaux.

Les agitateurs horizontaux ont en général un rendement similaire aux agitateurs semi-rapides, leur principal avantage est d'avoir la partie électrique et parfois le réducteur à l'extérieur du digesteur, ce qui facilite l'entretien. Cependant par rapport aux agitateurs submersibles leur orientation est souvent fixe. Leurs rendement et consommation électrique sont similaires.



Figure 77 : Agitateur mécanique en traversée de paroi - Source : KSB

Les agitateurs coaxiaux équipés de plus grandes pales sont quasi-similaires aux systèmes pendulaires, et ont par conséquent des contraintes d'exploitation similaires. Ils sont cependant plus puissants pour créer une vitesse de circulation suffisante dans le digesteur.

Agitateurs à recirculation

L'homogénéisation du mélange est assurée par la recirculation du biogaz et/ou de la biomasse. L'inconvénient de ces systèmes peut se situer au niveau du coût d'investissement et d'installation.

Recirculation de biogaz

Le biogaz est réinjecté dans le fond du digesteur et traverse la biomasse, ce qui permet de n'avoir aucune partie mécanique à l'intérieur du digesteur. La consommation électrique du compresseur est similaire aux agitateurs submersibles. Le système permet un brassage en tout point du bassin et de casser les croutes en surface du liquide.

➤ Stations d'épuration

Le bullage de gaz est très utilisé en stations d'épuration car les filasses s'emmêlent dans les hélices des agitateurs.

Afin de ne pas appeler de puissance supplémentaire, le bullage peut se faire par intermittence en fonction du démarrage des autres équipements électriques, comme les centrifugeuses.

Recirculation de la biomasse

La biomasse se trouvant en partie haute du digesteur peut être pompée et réinjectée en partie basse, ce qui assure le mélange. Ce système est totalement hors du digesteur et évite la formation de la couche en surface, ce qui lui procure les mêmes avantages que la recirculation de biogaz. A l'inverse, la biomasse peut être pompée en bas de digesteur et réinjectée en haut pour limiter la sédimentation dans le réacteur.

La puissance installée est cependant plus élevée et le temps de fonctionnement est en moyenne de **15 min/heure**. Il est possible de combiner la recirculation de biomasse avec un autre système d'agitation. Ce système peut également permettre de chauffer le digesteur par le circuit de recirculation (le fonctionnement est alors permanent), et éventuellement d'éviter l'installation de canalisations sur les parois intérieures, de manière à rendre plus accessible le système de chauffage (Voir partie "[5.4.1 méthodes de chauffage des digesteurs](#)").

Pour assurer des conditions biologiques optimales pour la fermentation, le digesteur doit être alimenté par environ **20 fois** plus de biomasse digérée que fraîche.

Recirculation combinée biomasse + biogaz

Des systèmes permettent de réaliser une recirculation de la biomasse par une pompe externe et de réinjecter cette biomasse avec du biogaz via un système venturi qui aspire le gaz situé dans le dôme du digesteur.

Cette agitation est similaire à la recirculation de biomasse mais a l'avantage du bullage de gaz qui permet d'éviter la formation des croutes en surfaces.

- Temps de fonctionnement moyen : 10 à 20 min / heure
- Puissance : **11 à 30 kW**
- Nombre d'unités : 1 à 3 /bassin suivant les dimensions.

La technologie Gazmix brevetée de chez **Landia** est basée sur ce principe et permet à l'exploitant de réaliser **une maintenance sans arrêt de production** et en toute sécurité au pied du digesteur.



Figure 78 : Recirculation de biomasse + biogaz
Source : Atlantique Industrie

Recirculation interne (biogaz et biomasse)

Les digesteurs à recirculation interne ne nécessitent pas d'énergie pour l'agitation, puisque c'est la production de biogaz qui homogénéise naturellement le mélange (voir partie "[4.2. Les technologies de digesteurs](#)").

6.8.2 Temps de fonctionnement

Les temps de brassage sont d'autant plus élevés que la matière est solide et fibreuse.

Les fournisseurs potentiels d'équipements d'agitation doivent vous communiquer les durées de fonctionnement prévisionnelles, qui permettront avec la puissance de déterminer l'énergie annuelle consommée.

Trois différents exemples d'agitateurs et de temps de fonctionnement associés sont présentés sur le site [agricométhane](#) :

⇒ [Site Agricométhane](#)

Afin d'optimiser la production de biogaz, il est possible de retarder l'agitation suivant la pression du biogaz dans le gazomètre (voir partie 7. Suivi d'exploitation).

Un système d'asservissement électronique est le meilleur moyen pour optimiser les temps de fonctionnement des agitateurs. Ce type d'équipement coûte entre **50 000 et 60 000 euros**.

6.8.3 Vitesse d'agitation

Pour réaliser des économies d'énergie, il est parfois préférable d'abandonner les mélangeurs à grande vitesse au profit de mélangeurs à basse vitesse. Avec un débit élevé et une vitesse d'écoulement réduite, l'hélice réduit les pertes d'écoulement et assure, en outre, un processus d'homogénéisation ménageant les bactéries. La puissance hydraulique s'exerce non pas depuis le bord, mais exactement là où elle est nécessaire, à savoir à l'intérieur du digesteur.

Une comparaison entre propulseurs à vitesse lente de rotation et mélangeurs à vitesse de rotation rapide le prouve : les lents l'emportent nettement en termes d'efficacité énergétique. Les coûts d'investissements plus élevés s'amortissent en moins de six mois.

Des économies d'énergie d'environ 73 % pour les propulseurs à vitesse lente							
Modèle	Nombre	Type	Poussée totale	Puissance P1	Heures de service	Investissement	Dépense énergétique
Mélangeur à vitesse rapide	4	Amamix	8 500 N	41,88 kW	30 min/h	4 x 5 000 € = 20 000 €	20,94 kW
Propulseur à vitesse lente	2	Amaprop	8 500 N	11,04 kW	30 min/h	2 x 12 000 € = 24 000 €	5,52 kW
Différence							15,42 kW

Figure 79 : Economies d'énergie permises par les propulseurs à vitesse lente – Source : KSB

6.8.4 Choix du système d'agitation

Le choix du système d'agitation est déterminé par les caractéristiques de l'installation.

- La taille du ou des digesteurs et leurs proportions, et le niveau de liquide prévu en fonctionnement
- Le type de produit et le contenu en MS (et viscosité si le produit présente une caractéristique particulière.)
- Le type de digesteur (béton, acier...)
- Les contraintes d'exploitation (présence régulière d'un exploitant, ouverture régulière ou non du digesteur...)
- L'environnement de l'appareil pour la meilleure intégration possible dans l'installation.

Les consommations électriques des agitateurs varient énormément suivant les types de construction des appareils et les tailles de pales, le type de produit à agiter, les volumes et les proportions des fermenteurs. Par exemple pour un même bassin, suivant que le taux de MS soit de 4% ou de 10%, la puissance pour le même appareil peut varier du simple au double. De plus, le temps de brassage nécessaire est d'autant plus élevé que la matière est solide et fibreuse.

Une fois les équipements correspondant à la configuration du projet ou installation existante déterminés, ce sont aux équipementiers de réaliser un dimensionnement adapté. Eux seuls maîtrisent leurs produits, leurs rendements, et les applications dans lesquelles ils sont installés.

Le choix peut alors se faire en fonction des prix d'investissement et surtout des garanties apportées par les constructeurs concernant les résultats d'agitation, la consommation énergétique, les contraintes d'exploitation et la durée de vie. Il est donc important de demander plusieurs offres et de différentes technologies, afin de sélectionner celle qui est la plus adaptée à l'installation en termes de consommation, d'entretien, d'efficacité, de durabilité, et de rentabilité.

6.8.5 Prix

Pour la même application les propositions peuvent varier du simple au triple et voir plus. Pour choisir la meilleure solution il faut donc tenir compte de plusieurs critères :

- Consommation quotidienne
- Performances d'agitation
- Facilité d'entretien et délai des pièces et d'intervention
- Durée de vie moyenne

La solution la plus économique à l'investissement peut parfois se révéler la plus couteuse au bout de 3 ans d'exploitation, notamment si celle-ci nécessite un dépannage avec l'ouverture du digesteur et des pertes de production d'énergie. Là aussi, le délai d'obtention des pièces détachées est important. S'il est supérieur à 1 semaine, mieux vaut stocker des pièces. Enfin la proximité d'une équipe pouvant réaliser un dépannage sur l'installation peut s'avérer d'un grand confort pour l'utilisateur car le délai d'intervention va déterminer le délai de remise en route de l'installation.

L'agitateur le plus onéreux à l'investissement n'est pas forcément non plus la solution la plus adaptée à votre installation. Il faut aussi dans ce cas demander la durée de vie moyenne de l'appareil pour connaître le retour sur investissement et les références similaires afin d'être sûr de la qualité et des performances du produit, ou souscrire à un contrat de garantie.

Pour aller plus loin :

Agitateurs – Atlantique Industrie, *en ligne*, 2012

Agitateurs – KSB, *en ligne*, 2012

6.9 Production supplémentaire d'électricité par récupération des eaux de pluies

Des turbines peuvent permettre de récupérer de l'énergie mécanique sur la récupération des eaux de pluies à partir d'environ **2200 – 2300 m³/h**. Cette énergie mécanique peut être directement utilisée, par exemple pour la compression du biométhane. Elle peut également être convertie en électricité par un alternateur. Le débit d'eau de pluies étant très variable, les turbines doivent être à variation de charge pour que la vitesse de rotation soit réglée de manière optimale.

7 Suivi d'exploitation

Une unité de méthanisation résulte de l'assemblage de plusieurs procédés en interaction. Le cœur du dispositif est assuré par le digesteur qui abrite la biologie et produit la ressource primaire : le biogaz. L'autre élément essentiel de l'installation est l'unité de valorisation du biogaz. Cette unité exploite le biogaz pour produire de la chaleur et éventuellement de l'électricité.

Ces deux éléments sont en interaction. L'alimentation du digesteur va conditionner la production de biogaz, son contenu énergétique (méthane), et ses propriétés corrosives (H_2S , siloxanes...). L'unité de valorisation produit l'énergie qui sera valorisée économiquement mais fournit aussi l'énergie thermique qui maintient le digesteur dans des conditions compatibles avec le processus de méthanisation.

Chacune de ces deux unités principales est régie par de nombreux paramètres, et leur bon fonctionnement dépend de l'ajustement qui en est fait, du suivi qui est opéré, et de la bonne interaction entre elles.

Si le fonctionnement technique de l'unité de valorisation peut être assez facilement piloté par le biais de certains réglages, la biologie du digesteur est un procédé beaucoup plus complexe sur lequel les moyens d'action sont peu documentés et surtout, propres à chaque digesteur. Le bon contrôle du digesteur ne pourra s'acquérir que par la capitalisation de connaissances issues de l'expérience ; d'où la nécessité de mettre en place un suivi d'exploitation.

La rentabilité économique de l'exploitation étant directement reliée au bon fonctionnement de l'installation, le bilan économique devra impérativement être associé au bilan technique.

Parallèlement, les textes réglementant les exploitations de production de biogaz définissent un nombre minimum de contrôles à opérer sur l'installation :

Texte	Application	Régime
<u>Arrêté du 02/02/1998</u>	Prélèvements d'eau et rejets	Autorisation
<u>Arrêté du 10/11/2009</u>	Prescriptions générales, prélèvements et rejets	Autorisation
<u>Arrêté du 12/08/2010</u>	Prescriptions générales, prélèvements et rejets	Enregistrement
<u>Décret du 26/10/2010</u>	Caractéristiques thermiques et performance énergétiques des constructions	N/A
<u>Arrêté du 8/12/2011</u>	Prescriptions générales, prélèvements et rejets	Déclaration

Tableau 10 : Textes réglementant les contrôles à opérer sur l'installation

Ces textes définissent, suivant le régime administratif auquel est soumise l'installation, les paramètres à suivre impérativement et leur fréquence.

Ainsi, de cette **triple nécessité, technique, économique et réglementaire**, naît le besoin de mettre en place un suivi, fait de **consignation rigoureuse de relevés et d'exploitation** de données, qui permettra de **maîtriser** au mieux le fonctionnement de l'unité et de **prévenir les problèmes**. Le bénéfice de ce suivi dépendra de la précision, du détail et de la rigueur que l'exploitant voudra bien lui donner.

7.1 Objectifs

Le suivi d'exploitation est un outil intéressant pour suivre et améliorer la conduite des installations de méthanisation, et assurer un maintien de leurs performances dans le temps, voire de les améliorer.

Le suivi d'exploitation répondra alors aux objectifs suivants :

- Centraliser les informations techniques, économiques et réglementaires ;
- Capitaliser sur les informations et les retours d'expérience lors de l'exploitation de l'unité ;
- Maîtriser, prévoir et optimiser le fonctionnement ;
- Répondre aux exigences réglementaires (ICPE) ;
- Etablir le bilan technico-économique et environnemental de l'unité ;
- Valider les hypothèses techniques retenues lors de la conception, identifier les sources de dérives.

En pratique, le suivi d'exploitation est une opération rigoureuse de **recueil et de consignations de données dans un outil informatique**, permettant de réaliser des bilans et de faire émerger des corrélations entre certains paramètres de fonctionnement et des résultats d'exploitation.

Ces corrélations seront exploitées pour anticiper les problèmes, réduire les pertes de production et améliorer le bilan des unités.

A partir de l'ensemble des données recueillies, il peut être établi des **bilans** permettant de :

- connaître et évaluer les performances ;
- contrôler les rendements de productions ;
- optimiser la valorisation énergétique ;
- maîtriser l'impact environnemental ;
- maîtriser les coûts de fonctionnement ;
- maximiser la rentabilité économique.

Il est impossible de quantifier les gains énergétiques ou financiers apportés par la mise en place d'un suivi d'exploitation de manière précise. Le gain ne peut s'envisager que sur le long terme par l'acquisition d'une bonne maîtrise de son outil de production, sur la base de retours d'expérience analysés sur une base rigoureuse.

7.2 Décomposition de l'installation

Pour assurer un suivi d'exploitation, il est nécessaire de rationaliser les différentes étapes du processus en décomposant l'installation de méthanisation en **unités fonctionnelles**. Cela permet d'identifier les **paramètres à suivre** sur chacune d'entre elles pour ensuite pouvoir les optimiser.

Une installation de méthanisation peut être représentée de la façon suivante :

- une unité technique de digestion .
- une unité technique de valorisation énergétique .
- une unité globale de gestion.

En fonction de la complexité de l'installation, d'autres unités techniques peuvent être considérées : une unité de traitement des matières premières, une unité de gestion du digestat ...

Dans tous les cas, une unité globale de gestion inclura tous les éléments pour permettre la réalisation des bilans énergétiques, environnementaux et économiques de l'installation.

Pour chaque unité recensée, il est ensuite nécessaire d'établir la liste des flux à comptabiliser pour réaliser les bilans. On pourra par exemple suivre :

- les flux de matière ;
- les flux énergétiques ;
- les flux financiers ;
- les flux environnementaux.

Pour chacun des flux il sera nécessaire de définir **l'unité adéquate** ainsi que les **fréquences de relevé** et donc de construire un plan de comptage précis.

7.3 Unité de digestion

L'unité de digestion constitue le cœur du procédé. C'est elle qui abrite la flore bactérienne responsable de la méthanisation des intrants et de la production du biogaz. On pourra regrouper au sein de cette unité :

- ✓ La réception et le stockage des intrants
- ✓ Le broyeur d'introduction
- ✓ Le digesteur
- ✓ L'unité de séparation solide / liquide pour les digestats
- ✓ Le stockage des digestats
- ✓ Le stockage du biogaz

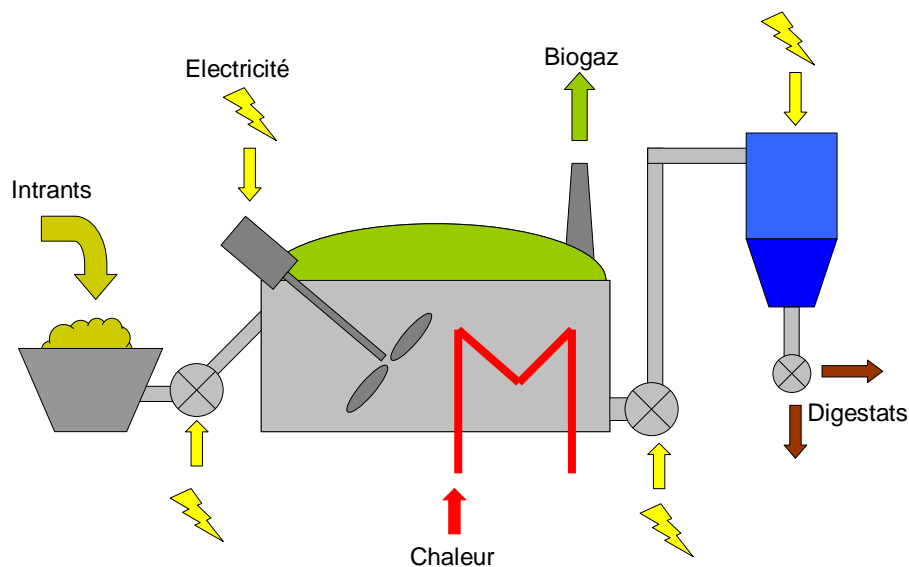


Figure 81 : Schéma du digesteur et de ses équipements annexes, et des divers flux
Source : WESSLING

Suivant la taille de l'installation, l'unité de digestion peut être divisée en plusieurs **sous-unités**, notamment si les intrants subissent un prétraitement comme l'**hygiénisation** ou si un **traitement** est appliqué au **digestat** pour optimiser sa gestion.

Pour évaluer les performances techniques de l'unité de digestion, il est nécessaire de connaître les paramètres d'entrées et de sorties :

- Intrants
- Consommations électriques
- Consommations thermiques
- Production de biogaz
- Production de digestat

Ces différents éléments alimenteront alors les bilans techniques, financiers et environnementaux de l'installation.

7.3.1 Intrants

Objectif :

Connaitre en détail la ration entrante, sa composition, sa variabilité et le mode d'alimentation du digesteur (continu, séquentiel, fréquence,...), répondre à la demande de consignment de la législation.

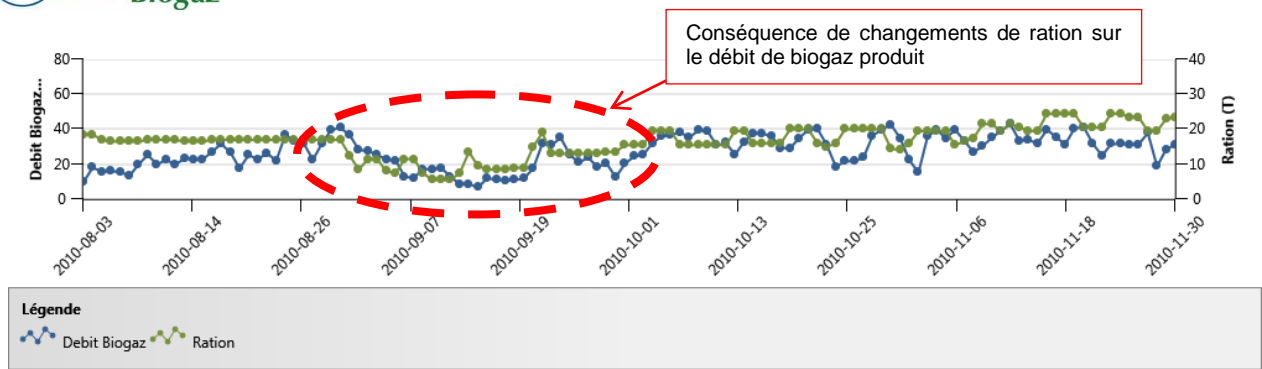
Perspectives

Corréler les caractéristiques de l'alimentation du digesteur avec la production de biogaz et de digestats pour aboutir à une alimentation optimisée.

Intrants		
Grandeur	Unité	Fréquence
Ration journalière	Tonnes	jour
Composition de la ration	% par type d'intrant	jour
Vitesse d'introduction	Tonnes/heure	jour
Fréquence d'introduction	heures	jour
Qualité	analyse	mois/trimestre

Figure 82 : Paramètres à consigner pour les intrants

La quantité et la qualité des intrants agissent directement sur le fonctionnement biologique de l'unité (voir chapitre 8 Suivi biologique de la méthanisation), induisant des variations de production de biogaz (Figure 83) et la modification de sa composition. La valeur agronomique des digestats, et donc leur voie de valorisation possible, dépend également étroitement des conditions d'alimentation.



Une connaissance précise des substrats introduits quotidiennement permet d'estimer le potentiel méthanogène de la ration et donc le potentiel énergétique de celle-ci. Elle est donc essentielle pour établir les bilans de fonctionnement de l'unité et aboutir à l'optimisation de l'alimentation et de la production d'énergie.

Il est également important de connaître la composition, les modes et les fréquences d'introduction des substrats qui ont un impact direct sur la consommation d'énergie du système et la biologie dans le digesteur.

Pour plus d'informations sur le suivi des intrants, voir 8.5 Planification du suivi page 135.

7.3.2 Digestats

Objectif

Boucler le bilan matière du digesteur, répondre à la demande de la législation.

Perspectives

Corréler les quantités de digestats et leurs caractéristiques avec la composition de la ration, prévoir les débouchés pour les digestats.

Digestats		
Grandeur	Unité	Fréquence
Volume brut	Tonnes / m3	jour
Valeur agronomique	analyse	mois/trimestre

Figure 84 : Paramètres à consigner pour les digestats

Une bonne connaissance de la **quantité de digestat produite**, associée à une **caractérisation agronomique régulière** permet de contrôler le bon fonctionnement de l'unité par l'établissement de bilan matière entre l'entrée et la sortie du digesteur, et d'évaluer les impacts des changements de ration sur la valorisation de ceux-ci en épandage.

Si une séparation de phase est en place sur le digestat, il est aussi important de réaliser un suivi sur le traitement pour contrôler et optimiser son fonctionnement. On pourra alors consigner en plus les consommations électriques, la fraction liquide obtenue et la fraction solide (MS).

Pour plus d'informations sur le suivi des intrants, voir 8.5 Planification du suivi page 135

7.3.3 Biogaz

Objectif

Mesurer précisément la production de biogaz à la sortie du digesteur, évaluer le flux énergétique disponible, estimer les besoins en épuration et se conformer à la législation.

Perspectives

Corréler la teneur en méthane et en H_2S du biogaz avec la composition de la ration, prédire le flux énergétique, optimiser la ration en fonction.

Biogaz		
Grandeur	Unité	Fréquence
Débit de biogaz	m ³ /h	Continu
Teneur en CH ₄	%	Continu
Teneur en H ₂ S	ppm	moyenne journalière

Figure 85 : relevés à effectuer sur le biogaz en sortie de digesteur

La production de biogaz et sa composition nous informent de manière indirecte sur le fonctionnement du digesteur. Une **baisse** de production de biogaz ou de la teneur en CH₄ peut être un signe d'un **dysfonctionnement** ou d'une **ration inadaptée**.

La mesure de la production de biogaz et de sa teneur en méthane (CH₄) permet aussi de connaître le flux d'énergie primaire disponible à la sortie de l'unité.

Cette mesure permet de contrôler le rendement technologique du digesteur. Elle doit aussi être comparée à la ration journalière (Figure 86) afin de consolider les hypothèses initiales (composition de la ration et potentiel méthanogène).

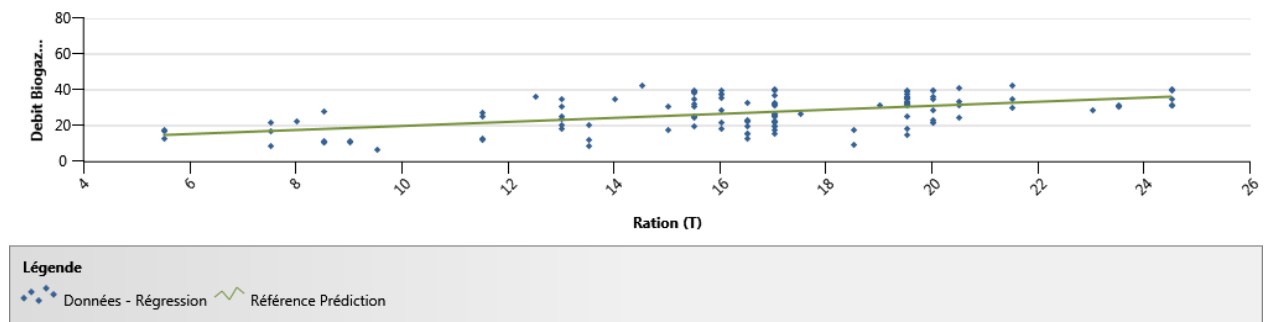


Figure 86 : Corrélation entre le débit de biogaz en sortie de digesteur et le tonnage de ration entrante Source : WESSLING / RAEE

La **réglementation** n'impose qu'un **relevé journalier** de la concentration en CH₄ et H₂S dans le biogaz. Or des variations sont susceptibles d'apparaître dans la composition de celui-ci, ce qui risque de rendre cette mesure journalière non représentative du potentiel énergétique réellement disponible à la sortie du digesteur.

La Figure 87 illustre le suivi de la composition du biogaz (en %CH₄) issu d'une unité agricole sur plusieurs mois, avec des relevés journaliers. Cette teneur en CH₄ est mise en parallèle avec les modifications de ration entrante (fraction massique de fumier). On constate qu'il est alors impossible de corréler correctement un relevé journalier de la composition du biogaz avec la variation dans la ration.

Pour plus de précision, il est alors recommandé de procéder à un suivi en continu de la teneur en CH_4 dans le biogaz et de réaliser une moyenne journalière.

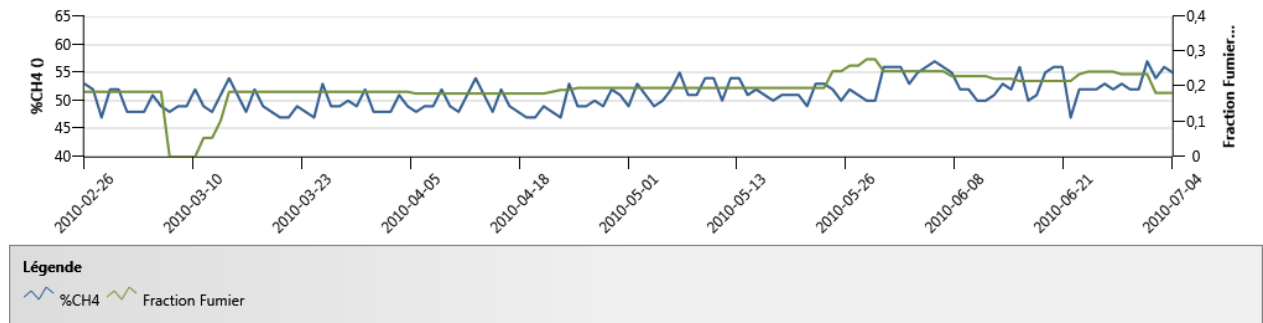


Figure 87 : Suivi de la concentration en CH_4 dans le biogaz en fonction de la modification de la ration Source : WESSLING / RAE

Le relevé journalier de la teneur en H_2S est une **obligation légale**. Le suivi de la teneur en H_2S dans le biogaz est également indispensable pour respecter les limites d'admissibilité imposées par le constructeur de l'unité de cogénération. On pourra mettre à profit ce relevé pour essayer d'identifier les intrants responsables de la production de H_2S .

La Figure 88 reprend le suivi d'une unité de méthanisation en partie alimentée par des fumiers bovins et des terres de décoloration. On pourra facilement observer que les variations de teneur en H_2S dans le biogaz semblent liées à de brusques changements de ration.

On observe une variation du niveau moyen de H_2S dans le biogaz en fonction de la teneur en fumier et on observe également des pics de production de H_2S concomitants avec l'augmentation massive de la fraction de terres de décoloration dans la ration entrante.

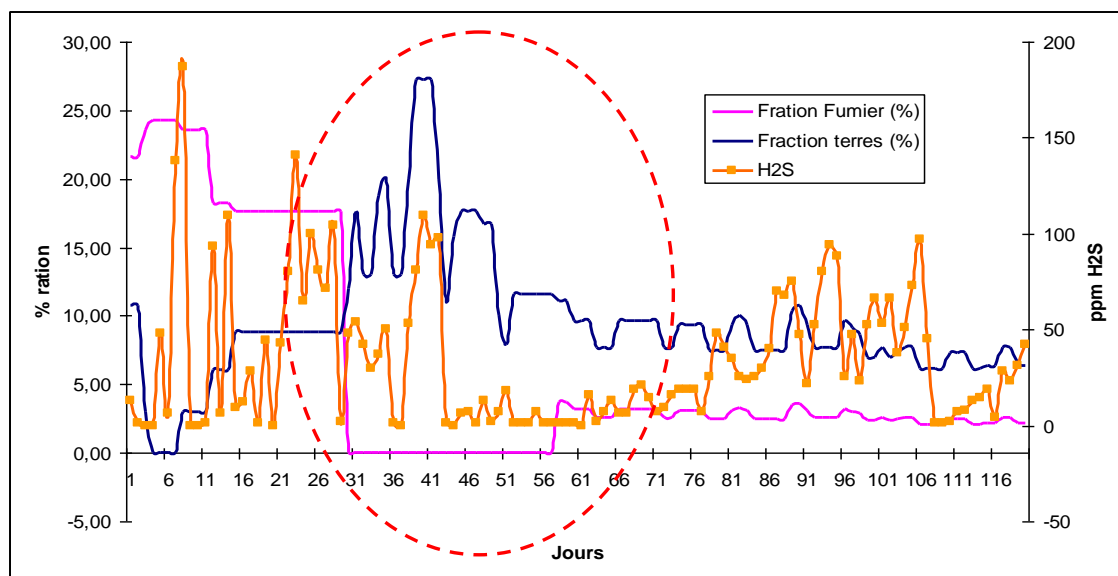


Figure 88 : Suivi de la teneur journalière en H_2S en fonction de la composition de la ration Source : WESSLING / RAE

L'exploitation de ces mesures, bien qu'imprécises, donne des indications sur les intrants responsables de la teneur en H_2S dans le biogaz et sur les besoins en abattement.

Les équipements utilisés pour l'analyse des composants du biogaz sont présentés dans la partie 7.6 Analyse du biogaz.

7.3.4 Consommations énergétiques

Objectif

Comptabiliser précisément les consommations énergétiques auxiliaires du digesteur, affiner le bilan énergétique et économique de l'installation.

Perspectives

Corréler les consommations avec la composition et les propriétés de la ration (en particulier la siccité), évaluer l'influence de la météo et pouvoir prédire les consommations, contrôler le bon état des isolants thermiques.

Energies		
Grandeur	Unité	Fréquence
Conso électrique	kWh	Jour
Puissance élec	kW	Continu
Conso chaleur	kWh	jour
T° dans le digesteur	°C	continu
T° extérieure	°C	jour / nuit
Degrés jours	°jours	jour

Figure 89 : Relevés de consommation énergétique de l'unité de digestion – Source : WESSLING

Il est important de suivre la consommation énergétique de l'unité afin d'en optimiser le bilan énergétique et environnemental mais aussi pour contrôler les coûts de fonctionnement (bilan financier).

Chaque unité consomme de l'énergie thermique pour chauffer le digesteur et dans certains cas pour hygiéniser les intrants ou les maintenir à température, ainsi que de l'énergie électrique pour faire fonctionner les équipements nécessaires au fonctionnement de l'unité (pompes, agitateurs, broyeurs...).

Le suivi des températures extérieures et intérieures est à mettre en lien avec la consommation thermique de l'installation mais aussi avec l'isolation du digesteur. Le relevé des degrés jours constituera un indicateur des besoins en chauffage normalisé et permettra de cadrer l'influence de la météo sur le comportement du digesteur.

7.3.5 Bilan technique de l'unité de digestion

La mesure régulière de l'ensemble des paramètres permet de contrôler directement le fonctionnement de l'unité et d'établir les bilans de fonctionnement nécessaires à l'évaluation et l'optimisation de ses performances.

La composition de ce bilan technique passe par l'établissement d'un certain nombre d'indicateurs qui permettent d'analyser son fonctionnement :

- Charge organique (t de Matière organique /m³ utile de digesteur /jour)
- Temps de séjour (jour)

et d'en évaluer les performances biologiques :

- Rendement volumique (Nm³ de biogaz/jour)
- Rendement matière (%)
- Taux de dégradation de la matière organique (%)
- Rendement biogaz (Nm³ biogaz/ t MO)

➤ Taux de minéralisation de l'azote

Le rendement biogaz doit être corrélé avec la composition et le potentiel énergétique de la ration entrante afin de consolider les hypothèses d'alimentation de l'unité.

Le bilan d'exploitation permet **d'alerter** le gestionnaire lorsqu'une des unités fonctionne mal. Etant donné la complexité du processus de digestion en lui-même, une étude plus fine devra ensuite être mise en place pour mieux comprendre les problèmes encourus et les résoudre. La partie suivante (8) présente plus précisément le suivi biologique de la méthanisation.

7.4 Unité de valorisation énergétique

Dans cette partie, seule la valorisation du biogaz sur site en cogénération ou en combustion directe sera abordée. Pour évaluer les performances techniques de l'unité de valorisation, il est nécessaire de connaître les paramètres d'entrées et de sorties.

Les flux à comptabiliser pour cette unité sont :

- ✓ Le biogaz
- ✓ La production thermique
- ✓ La production électrique
- ✓ Les consommations électriques
- ✓ Les consommations annexes
- ✓ Les consommations d'eau
- ✓ Les rejets à l'atmosphère

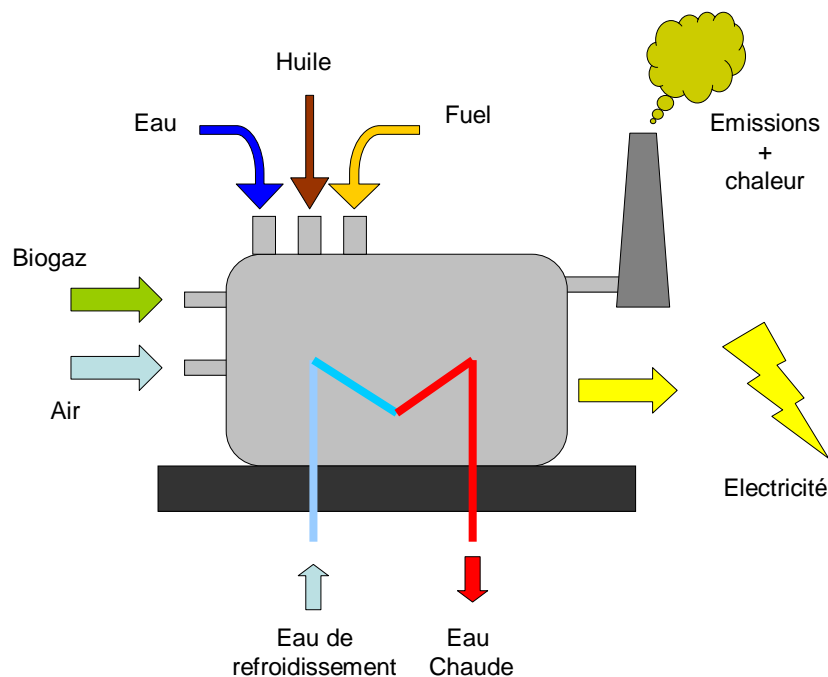


Figure 90 : Schéma de l'unité de valorisation et des flux qui lui sont associés – Source : WESSLING

Ces paramètres, et en particulier les consommations annexes, diffèrent fortement en fonction de la voie de valorisation (chaudière ou cogénération), et en fonction de la technologie retenue (moteur, moteur dual-fuel, microturbine....).

7.4.1 Biogaz

Objectifs

Mesurer précisément le débit de méthane absorbé par le moteur, vérifier la présence de fuites, vérifier que la teneur en H_2S en entrée du moteur est inférieure aux consignes du fabricant, vérifier la performance de l'abattement de H_2S , anticiper le bilan environnemental (CO_2)

Perspectives_

Corrélation entre la production de biogaz et le rendement électrique, prévention des pannes

Biogaz		
Grandeur	Unité	Fréquence
Débit de biogaz	m ³ /h	Continu / moyenne journalière
Teneur en H_2S	ppm	Journalière

Figure 91 : paramètres à surveiller sur le biogaz en entrée de l'unité de valorisation énergétique
Source : WESSLING / RAEE

Parallèlement aux contrôles en sortie digesteur, il pourra également être nécessaire de suivre le débit et la composition du biogaz en entrée de l'unité de valorisation lorsque :

- seule une partie du biogaz produit est consommée par l'unité
- un stockage intermédiaire de biogaz est placé entre le digesteur et la valorisation
- un système d'abattement de H_2S existe

Cette double vérification permettra de confirmer la quantité de biogaz effectivement consommée par l'unité de valorisation et de boucler son bilan énergétique, mais également de qualifier le fonctionnement des systèmes d'abattement de H_2S .

Les équipements utilisés pour l'analyse des composants du biogaz sont présentés dans la partie 7.6. Analyse du biogaz.

7.4.2 Production

Objectifs

Faire un bilan énergétique exhaustif de l'unité de valorisation du biogaz et initier le bilan économique de l'installation.

Perspectives

Surveiller le fonctionnement de l'unité, détecter les baisses de rendement, anticiper les pannes.

Production		
Grandeur	Unité	Fréquence
Production électrique	kWh	journalier
Puissance	kW	Continu / moyenne journalière
Rendement élec	%	Continu / moyenne journalière
Débit eau chaude	m ³ /h	Continu / moyenne journalière
T° sortie eau chaude	°C	Continu / moyenne journalière
T° entrée retour eau	°C	Continu / moyenne journalière
Puissance thermique	kW	Continu / moyenne journalière
Energie thermique	kWh	Journalière
Rendement thermique	%	Continu / moyenne journalière

Figure 92 : Relevés à effectuer pour boucler le bilan énergétique de l'unité de valorisation
Source : WESSLING / RAEE

L'ensemble de ces relevés permet de finaliser le bilan énergétique de l'unité de valorisation et du digesteur (T° retour eau chaude) et d'amorcer le bilan financier en comptabilisant les gains liés à la vente d'électricité et/ou de chaleur.

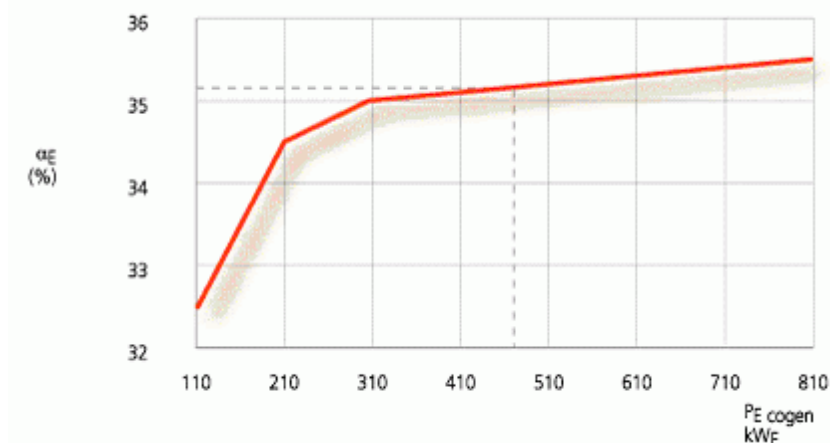


Figure 93 : Evolution du rendement en fonction de la puissance pour une unité de cogénération de 480 kW_{el} (nominal) –
Source : WESSLING

Le calcul du rendement de cogénération, associé avec la teneur en CH₄ entrant dans l'unité permettra de vérifier que celle-ci fonctionne bien en régime nominal. Si des dérives apparaissent (Figure 93), elles pourront être le signe d'un problème lié à l'unité et permettront de lancer des opérations de maintenance préventive.

7.4.3 Consommations

Objectifs

Compléter les bilans énergétiques et financiers.

Perspectives

Surveiller le fonctionnement, détecter des anomalies.

Consommations		
Grandeur	Unité	Fréquence
Electricité	kWh	Journalier
Fioul (dual fuel)	L	Journalier
Eau	L	hebdomadaire
Huile	L	Hebdomadaire

Figure 94 : relevés des consommations annexes de l'unité de valorisation – Source : Wessling

Les consommations annexes entrent en compte pour une partie non négligeable du bilan financier de l'installation et doivent donc y être intégrées. De plus, le suivi des consommations de l'unité de cogénération, et en particulier la fréquence des appoints permettra de prévenir les pannes et de mieux planifier les entretiens.

7.4.4 Rejets à l'atmosphère

Objectifs

Se conformer à la législation, boucler le bilan énergétique et environnemental de l'installation.

Perspectives :

Surveiller le fonctionnement de l'unité de valorisation et la bonne combustion du méthane, détecter des anomalies.

Rejets		
Grandeur	Unité	Fréquence
Débit	NM3/h	Continu / moyenne journalière
Température	°C	Continu / moyenne journalière
Teneur en O ₂	%	Continu / moyenne journalière
Teneur en CO ₂	%	Continu / moyenne journalière

Figure 95 : suivi des rejets atmosphériques – Source : WESSLING

La législation fixe un cadre réglementaire pour le contrôle des rejets à l'atmosphère des générateurs (chaudières, moteurs) :

- [Arrêté du 8/12/2011](#) (méthodes d'analyse)
- [Circulaire du 10/12/2003](#) (valeurs limites d'émission)

L'exploitation de cette contrainte réglementaire peut permettre de contrôler le fonctionnement du générateur par des relevés quotidiens.

Ainsi, la teneur en O₂ et en CO₂ dans les gaz d'échappement peut constituer un indicateur pertinent pour les conditions de combustion dans le moteur et permettre de prévenir certains dysfonctionnements (T° trop haute signe d'un mauvais refroidissement ou d'un excès d'air trop faible, teneur en O₂ trop élevée signe d'une combustion incomplète et de la présence d'imbrûlés...).

7.4.5 Bilan énergétique de la valorisation du biogaz

Le bilan énergétique permet d'établir l'efficacité énergétique de l'unité, il comprend plusieurs niveaux :

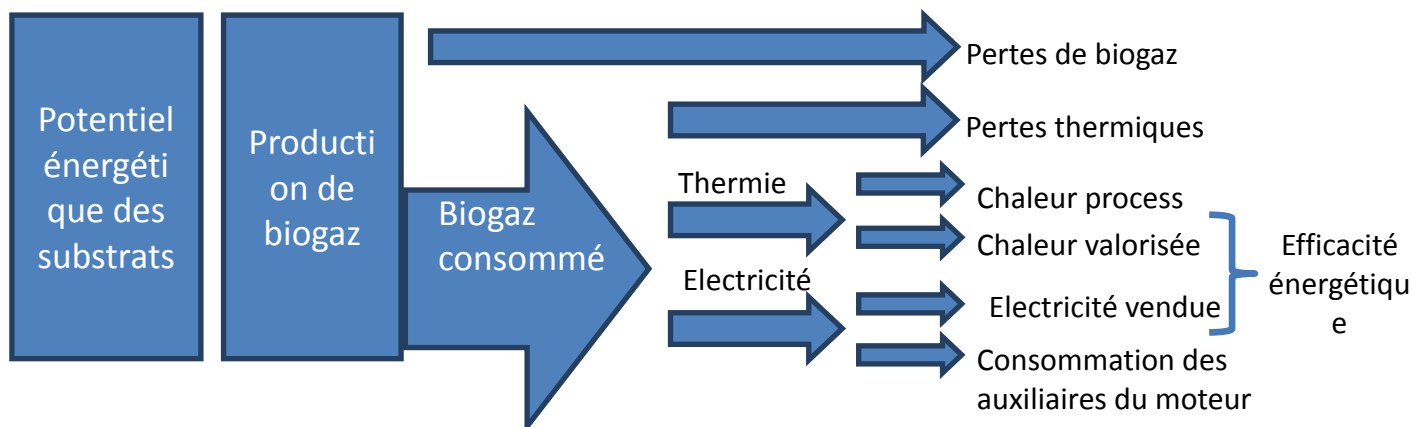


Figure 96 : Bilan énergétique de la valorisation du biogaz - Source : S3D

Dans le cadre du tarif d'achat de l'électricité, l'efficacité énergétique ne prend en compte que l'énergie primaire contenue dans le biogaz consommé par l'unité de valorisation. Il est donc nécessaire de contrôler ce paramètre pour garantir le bilan financier de l'unité. Mais pour représenter réellement l'efficacité énergétique d'une unité de méthanisation il faudrait prendre en compte la totalité du biogaz produit, et même évaluer le rendement biologique du méthaniseur à partir du potentiel énergétique des intrants.

7.5 Construction d'un outil de suivi d'exploitation

Au cours de ce chapitre nous avons vu que le suivi d'exploitation regroupe des données variées permettant d'intégrer à la fois les aspects biologiques, énergétiques, environnementaux et économiques. L'objectif affiché de ce suivi est de donner une vision d'ensemble du fonctionnement de l'unité et d'exploiter les relevés de fonctionnement pour en appréhender au mieux la complexité.

Pour assembler toutes ces données et les rendre exploitables il est indispensable de disposer d'un outil informatique de centralisation dont la conception pourra être confiée au bureau d'études qui a dimensionné l'installation, au constructeur qui l'a livrée, ou à une tierce partie.

Son coût financier devra être amorti par l'acquisition d'une meilleure maîtrise du procédé, la réduction des coûts d'entretien et de maintenance, et une meilleure prévention des défaillances.

Enfin l'outil devra être adapté aux compétences de l'exploitant qui aura à l'utiliser au jour le jour.

En tenant compte de tous ces aspects, on pourra, pour une première réflexion, se baser sur les constatations suivantes :

Type	Avantages	Inconvénients
Tableur	Facilité de saisie	Austérité, Complexité pour l'exploitation des données
Base de donnée	Modularité	Complexité du traitement et de la gestion des données, prix ?
Logiciel dédié	Facilité de saisie et d'exploitation	Prix ?, modularité
Logiciel constructeur	Automatisation	Prix ?, modularité, fiabilité ?, compatibilité ?

Parmi les logiciels dédiés, on pourra citer RETSCREEN Plus, développé, et gratuitement mis à disposition par le ministère des ressources naturelles du Québec.

Cet outil, tout spécifiquement dédié au suivi des performances énergétiques d'une installation industrielle, peut être paramétré pour le suivi d'une unité de méthanisation et permet de rentrer simplement les données en fonction de leur fréquence de relevé.

Il permet ensuite de réconcilier des données variées (énergétiques, environnementales, biologiques...) et d'établir des corrélations entre ces paramètres pour essayer de dégager des tendances et donner des axes de réflexion sur l'optimisation du procédé.

L'adaptation de cet outil à une unité de méthanisation donnée demande un travail non négligeable en amont et des compétences informatiques minimales.

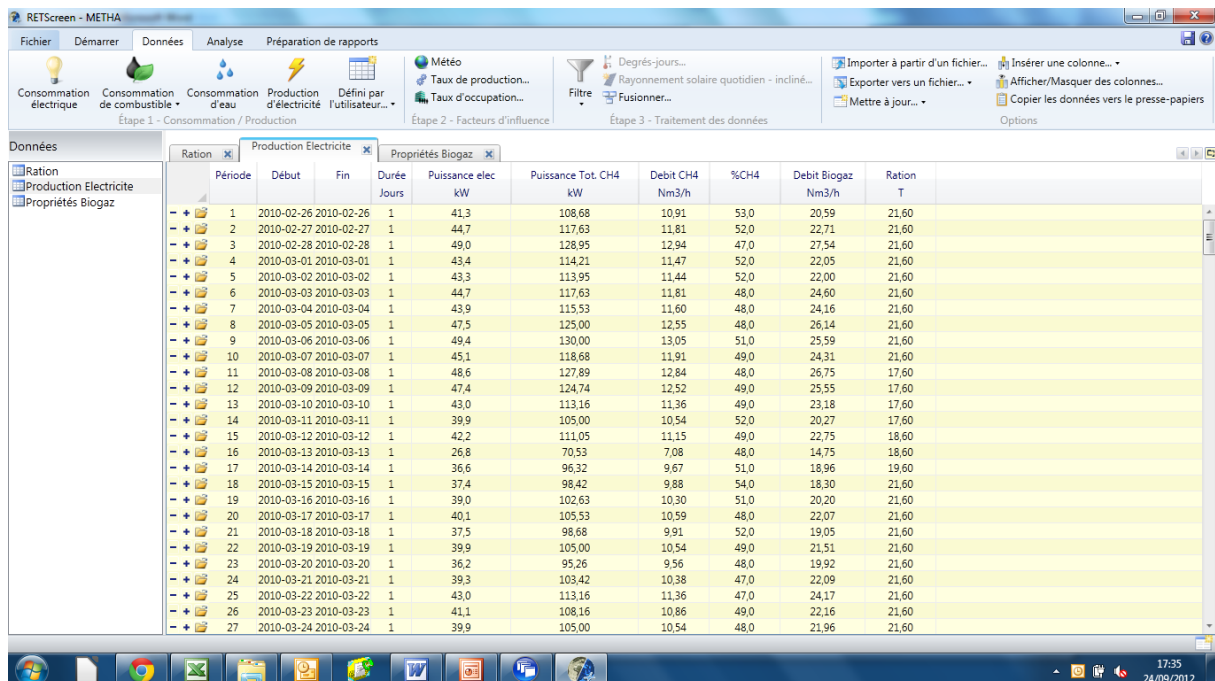


Figure 97 : Exemple d'un tableau de relevé de production d'électricité sous RETSCREEN Plus, automatiquement réconcilié avec le tonnage de ration - Source : WESSLING / RAE

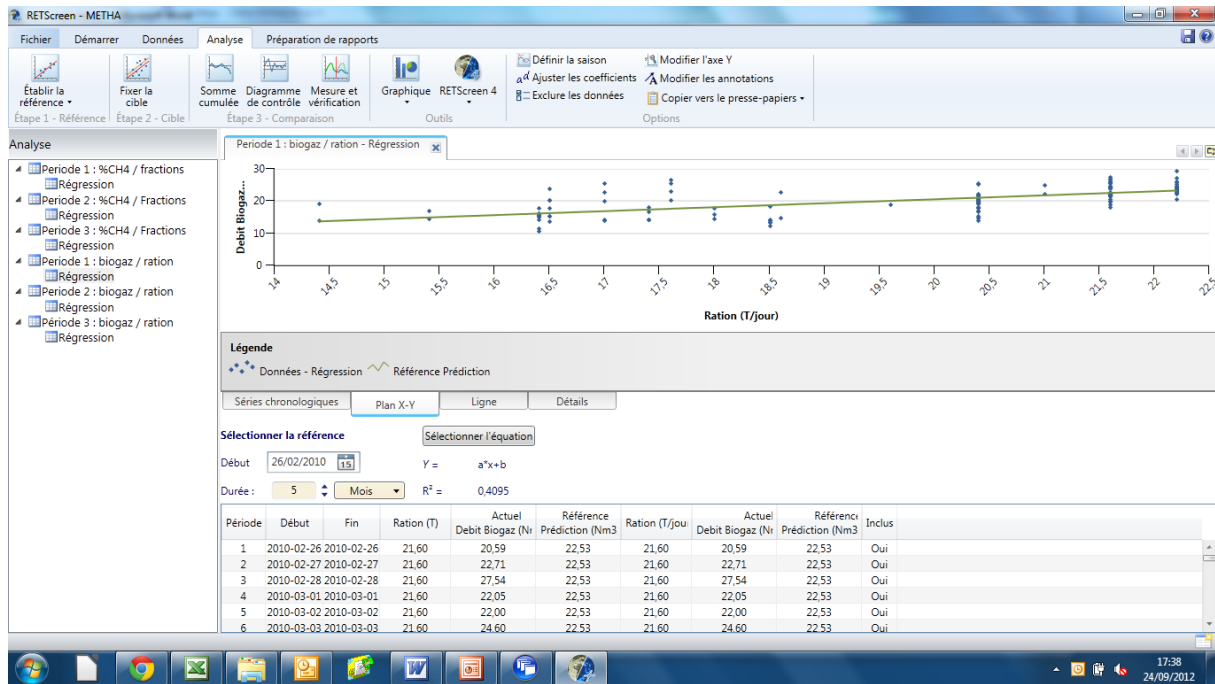


Figure 98 : Exemple d'une corrélation entre tonnage de ration et production de biogaz sous RETSCREEN Plus – Source WESSLING / RAEE

7.6 Analyse du biogaz

7.6.1 Pourquoi analyser le biogaz ?

La détermination des composantes du biogaz (principalement CH₄, CO₂, H₂S et O₂) permet de réaliser les opérations suivantes :

- Suivi de fonctionnement d'un digesteur étant donné que la qualité du biogaz (concentration en CH₄ et CO₂) permet de déduire la qualité de la digestion. En effet, une augmentation anormale du taux de CO₂ permet d'indiquer une acidification du digesteur avec le ralentissement de la méthanogénèse (voir partie suivi de l'unité de digestion 7.3.3 Biogaz) ;
- Enregistrement des valeurs, comme c'est le cas des projets MDL pour l'obtention des bons de carbone (CER's) ;
- Régulation d'un procédé, tel que l'ajustement de l'apport d'oxygène au digesteur ou bien au réseau biogaz afin de transformer le H₂S en soufre élémentaire ; régulation d'un moteur à combustion thermique ;
- Sécurité, telle que arrêt d'urgence lors de l'introduction d'air (oxygène) sur le réseau biogaz comme cela se produit régulièrement sur les sites d'enfouissement d'ordure en activité (ISDND) ;
- Correspondance avec les valeurs réglementaires pour l'injection du gaz dans le réseau (CH₄, O₂, H₂S).

Généralement, et sauf implémentation inévitable, le coût d'achat d'un analyseur de biogaz freine son acquisition pour le procédé. Pourtant c'est un indicateur très révélateur sur la qualité et l'état de production du biogaz, et un outil quantitativement indispensable pour faire les bilans énergétiques sur les grosses stations ; tout comme il paraîtrait normal et évident de réaliser la mesure des kWh et des volumes de combustibles consommés sur un site industriel.

7.6.2 Comment et où analyser le biogaz ?

Il est essentiel de définir si le besoin d'analyser est ponctuel ou constant, localisé ou sur différents endroits, afin de définir si l'exigence porte sur un **analyseur portable** ou bien sur un **fixe en ligne**. Dans certains cas, les deux types d'analyseur sont nécessaires comme c'est le cas des projets MDL sur les sites d'enfouissement, là où le biogaz doit être analysé sur chaque puits de captage, mais aussi sur l'arrivée du réseau de captage avant de brûler en torchère ou dans le moteur à combustion interne.



Figure 99 : Analyseur portable ou fixe ? Un choix essentiel à définir entre l'ingénieur procédés et l'utilisateur final – Sources : A gauche, ENVCO - A droite, NOVA (Canada)

Par ailleurs, il faudra connaître et définir clairement les composantes à mesurer qui dépendront des besoins que l'ingénieur process devra formuler. En effet, dans certains cas une simple mesure de l'oxygène est suffisante. Dans d'autres cas, la mesure du CH_4 est nécessaire pour connaître le PCI (pouvoir combustible) du gaz. Enfin, il peut exister le besoin de connaître la teneur en H_2S afin de vérifier le bon fonctionnement du système de désulfuration. Une mesure avant et après le traitement peut avoir son intérêt pour évaluer son efficacité, l'abattage (filtration) de l' H_2S étant utilisé pour éviter la corrosion des installations (moteur ou torchère), ou pour répondre aux exigences réglementaires en cas d'injection dans le réseau.

L'échelle à mesurer est aussi un paramètre à définir, car non seulement certains capteurs ont une échelle bien définie ce qui rend impossible une analyse en dehors de cette échelle, mais en plus la précision sur la mesure est égale à un pourcentage de l'échelle. Ceci implique que plus l'échelle est grande, moins la mesure est précise. Par exemple, une erreur de $\pm 1\% \text{FS}$ (Full Scale) sur une échelle de 0-100% signifie une erreur de ± 1 en valeur absolue, alors que sur une échelle de mesure de 0-70%, cette erreur diminue à $\pm 0,7$.

Il peut être donc judicieux d'évaluer correctement le besoin de précision, sans trop exagérer mais tout en restant réaliste du point de vue procédé.

Le biogaz produit en réacteur ou par méthanisation des déchets (ISDND) peut avoir plusieurs destinations :

1- Combustion en torchère (absence de valorisation)

Dans ce cas, la mesure du taux de CH_4 doit uniquement permettre de vérifier que le biogaz est apte à brûler en présence d' O_2 (mesure de seuil). La mesure de l' H_2S est importante pour éviter la dégradation des installations par corrosion (transformation en H_2SO_4 , acide sulfurique en présence de l'eau présente dans le biogaz).

2- Combustion en moteur thermique ou injection dans le réseau

Dans ces 2 cas une mesure précise des paramètres CH_4 et H_2S est importante. La mesure du CH_4 informe sur le pouvoir calorifique du gaz et permet la conduite du fonctionnement du

moteur. La mesure de l'H₂S permet d'éviter la corrosion (descriptif ci-dessus). La mesure en ligne permet une réaction rapide en cas de dérive.

Ces 2 mesures principales peuvent parfois être complétées par les mesures de CO₂, O₂ et NH₃.

La mesure CO₂ permet d'anticiper l'acidose et la baisse du rendement méthanogène qui s'en suit (description ci-dessus).

La mesure O₂ permet :

- d'évaluer la qualité du captage dans le cas d'un ISDND ;
- de répondre aux exigences réglementaires de 100 ppm dans le cas d'une injection au réseau ;
- d'optimiser la carburation dans le cas d'un moteur thermique.

Enfin la mesure du NH₃ a son importance dans certains cas particuliers pour éviter les phases d'inhibition du réacteur liées à la génération d'ammoniaque.

7.6.3 Les types de sondes analytiques

Sonde IR / Electrochimique

Pour l'analyse du **CH₄ et CO₂** sont utilisés en général des **capteurs à infrarouge (IR)**. Deux types existent sur le marché : FTIR (Fourier Transform Infrared) et NDIR (Nondispersive Infrared). Ces capteurs utilisent les propriétés particulières qu'ont certaines molécules pour l'absorption d'une longueur d'onde spécifique dans l'infrarouge (de 2 µm à 14 µm). Des filtres peuvent être installés afin de sélectionner des longueurs d'onde précises. La longueur d'onde sélectionnée établit la molécule en cours d'analyse, et l'intensité de l'absorption de cette onde détermine la concentration du composant analysé.

La mesure est immédiate, mais il faut prendre en compte l'inertie due au temps nécessaire pour que la variation mesurée puisse atteindre et « rincer » la chambre de mesure (où se trouve le capteur).

Ces propriétés d'absorption ne sont pas étendues à tous les gaz. C'est pour cela que les analyseurs peuvent contenir un deuxième capteur de type différent.

Pour l'analyse de l'O₂, du CO, H₂S, NH₃ et H₂, sont utilisés les **capteurs électrochimiques (EC)**. Cette méthode repose sur les caractéristiques de réaction électrochimique entre le gaz et la surface de l'électrode. Le gaz diffuse vers l'électrode sensible, puis se produit une réaction de réduction ou d'oxydation.⁸

Il faut savoir que la durée de vie d'un capteur électrochimique est limitée (3 ans) même s'il n'est pas en cours d'utilisation. Car l'oxygène de l'air attaque peu à peu la surface réactive qui perdra de sa sensibilité.

Sonde IR Laser

Quand cela est nécessaire, la mesure en ligne des paramètres **CH₄, H₂S, CO₂, O₂ et NH₃** est possible avec la technologie **Infra Rouge Laser (OFCEAS)**.

⁸ INERIS PKu – 19 février 2004 - 46059/entrepôts_détection de gaz inflammable_v2

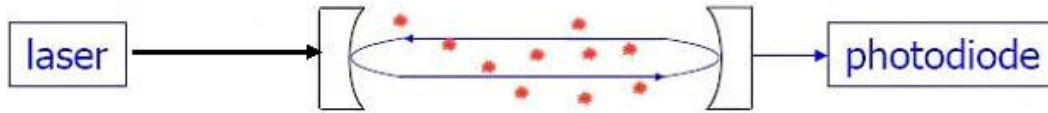


Figure 100 : Sonde IR Laser - Source : A2E Industrie

Une diode laser émet dans une zone spectrale bien définie. Le faisceau optique effectue un trajet multiple dans la cavité (cellule de mesure) type F. Perrot, elle-même balayée en continu par le gaz à mesurer. Le trajet du faisceau atteint une distance comprise entre 1 et 10 km. Ainsi, la résolution est très importante tout en constatant une absence complète d'interférence entre les gaz.

La mesure des gaz **CO** et **H₂** est également possible par le même principe **Infra Rouge Laser** OFCEAS.

7.6.4 Le conditionnement du biogaz

Sonde IR / Electrochimique

Les capteurs de mesure sont sensibles à l'humidité, à la chaleur, à la poussière, aux vibrations, et à certains gaz corrosifs. Une pression élevée peut aussi abîmer l'équipement. Pour cela, l'analyseur comporte des étapes de préparation du gaz (conditionnement) préalables à l'analyse.

Il est alors important de bien connaître les variables (P, T) mais aussi les composantes du gaz à analyser, de façon qualitative avec exactitude afin d'évaluer la présence d'un gaz compromettant (présence ou non d'un gaz gênant), et de façon quantitative avec une précision moindre (donner un intervalle de mesure, comme par exemple H₂S : 0-500 ppm) afin de vérifier que les concentrations maximales ne seront pas nocives pour le capteur.

Par ailleurs, des filtres et des sécheurs (condenseurs, pièges à eau, membrane de filtration d'eau) sont installés dans l'analyseur afin de « préparer » le biogaz à la mesure.

La pression et la température d'entrée du biogaz devront correspondre à celles indiquées par l'appareil. Si pression et température excèdent les valeurs admissibles, il faudra alors les corriger avec des refroidisseurs externes (cas des gaz brûlés) ou des réducteurs de pression.

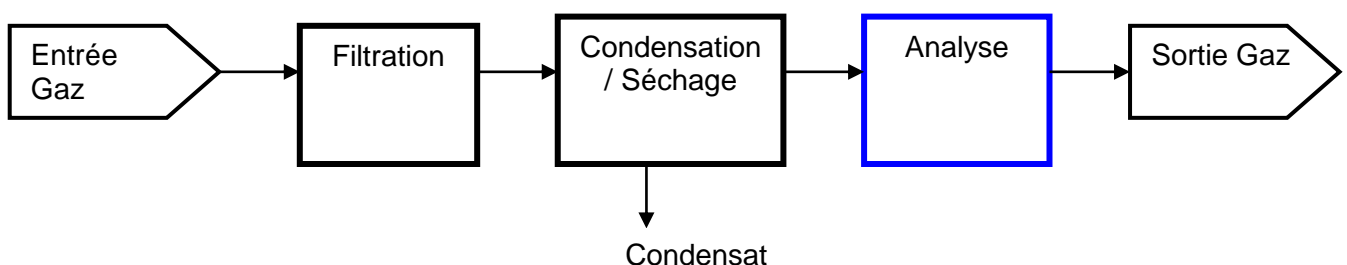


Figure 101 : Le conditionnement du biogaz avant l'analyse: filtration et séchage – Source : Bio-CH4.com



Figure 102 : Le conditionnement du biogaz: au centre se trouve un condenseur et piège à humidité, sur la gauche un dessiccateur – Source : Bio-CH4.com

Si lors de l'achat de l'équipement un paramètre d'entrée excède la capacité de l'analyseur, cela pourrait compromettre le fonctionnement de l'équipement, et rendre caduque la garantie du fabricant.

Sonde IR Laser

Comme les autres sondes, la sonde de mesure Infra Rouge Laser est sensible à l'humidité, aux gaz corrosifs, à la chaleur et la poussière.

Pour supprimer la poussière, la sonde de prélèvement est équipée de 2 niveaux de filtration. Un 3^{ème} filtre, dans l'appareil, complète la protection de la cellule et les optiques.

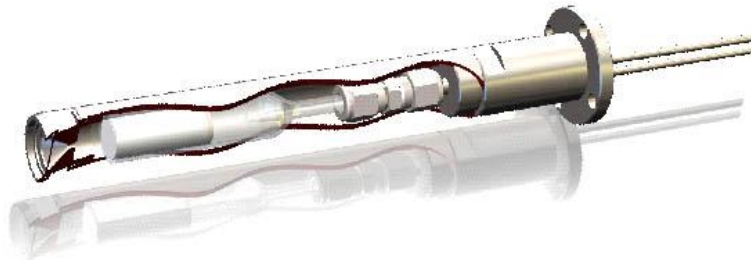


Figure 103 : Sonde de prélèvement Infra Rouge Laser - Source : A2E Industrie

La sonde de prélèvement est raccordée à une ligne tracée « hors gel » (45°C), elle-même raccordée directement à l'analyseur (45°C). La température est maîtrisée tout au long de l'analyse. L'échantillon est analysé à base pression (100 mbars). De ce fait, la température (45°C) est toujours supérieure au point de rosée. L'eau et les acides ne risquent pas de se condenser. Ils restent sous forme gazeuse dans l'analyseur, ce qui évite les risques de corrosion.

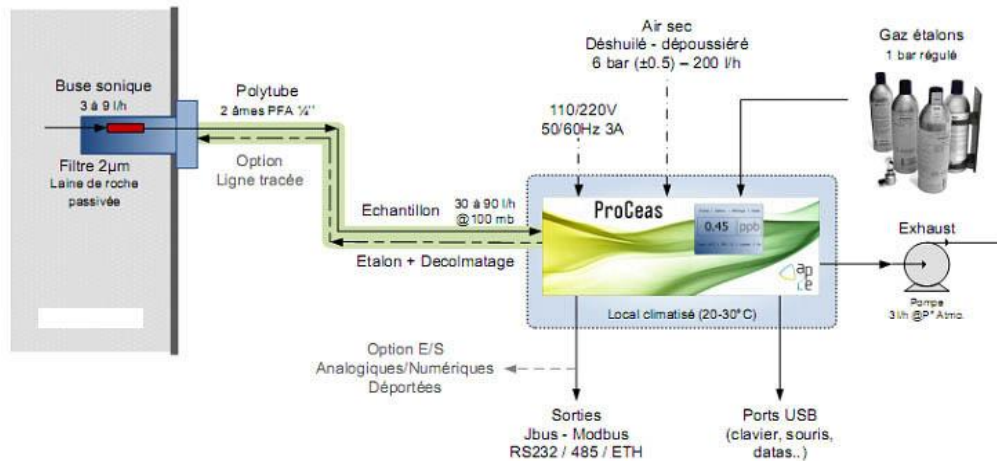


Figure 104 : Schéma de fonctionnement de la sonde IR Laser - Source : A2E Industrie

Calibrage des analyseurs

L'Annexe 3 : Calibrage des analyseurs de biogaz présente les méthodes d'étalonnage des sondes IR/Electrochimique et IR Laser.

Pour aller plus loin...

« Guide méthodologique pour le suivi d'une installation de méthanisation », APESA, Biomasse Normandie, Rapport final ADEME, 2009

7.7 Optimisation de l'alimentation

Des automates peuvent permettre d'optimiser l'alimentation du digesteur pour produire un maximum de biogaz avec un minimum de substrats.

Le système "EnviTec feedcontrol" optimise les intervalles d'injection du mélange pour ne pas produire plus de biogaz que ce que le moteur de cogénération ne peut en brûler, afin de ne pas le gaspiller dans la torchère, donc économiser en achat de matière première. Ainsi, pour la même énergie produite, le digesteur consomme 1 500 t de matières végétales, alors qu'il est dimensionné pour en consommer 5 000 t.

Pour la mise en œuvre de cette technique, les matières stockées dans différentes cuves et fosses sont transvasées dans une cuve de préparation, par canalisations pour les produits pompables (lisiers, graisses), et par une vis convoyeuse pour les produits végétaux. Un système de pesée permet le contrôle et la traçabilité de chacun des constituants. Les produits sont broyés par un malaxeur central.



Figure 105: Cuve de préparation
Source: EnviTec

L'alimentation du digesteur est contrôlée par un automate surveillant les paramètres du processus biologique, permettant de réduire la consommation en matière organique du digesteur, en maintenant une production optimale de biogaz.

Le mélange de substrats est injecté 16 fois par jour dans le digesteur, suivant les calculs de l'automate.



Figure 106: Système de "feedcontrol"
Source: EnviTec

8 Suivi biologique de la méthanisation

Le maintien dans le temps des performances d'une unité de méthanisation repose sur le suivi de nombreux paramètres, chacun apportant son lot d'informations sur l'état de la flore bactérienne et son activité, la production de biogaz, la qualité des digestats, et finalement sur sa rentabilité :

- Le milieu de digestion subit les variations de ration et doit être capable de les absorber. La connaissance des intrants composant la ration est un élément déterminant de la procédure de suivi biologique.
- Une bonne description des fractions composant la ration permettra d'avoir une idée assez représentative de la façon dont le déchet va se comporter et quelles quantités de biogaz il sera susceptible de produire. Elle permettra également d'apporter des corrections à la ration entrante et compenser certaines dérives sur les paramètres importants du milieu de digestion.
- Les digestats et leur gestion entrent en compte dans le bilan technico-économique de l'installation. Leur valorisation repose sur leurs propriétés agronomiques, telles que la valeur amendante ou la valeur fertilisante, mais également sur leur innocuité vis-à-vis de l'environnement.

La production de biogaz résulte d'un équilibre biochimique complexe et fragile dans le digesteur qu'il est nécessaire de maintenir, et parfois, de corriger.

La sensibilité du processus de digestion à certains paramètres est telle, que l'absence de suivi et de contrôle peut conduire à des pertes de production importantes (>50%), accentuées par l'inertie de la biologie qui rend les corrections lentement opérantes.

Dans certains cas critiques d'inhibition, il est même probable d'aboutir à un arrêt définitif de l'installation, engendrant des pertes de production insurmontables.

Outre la prévention de ces problèmes, il sera utile de maintenir un bon niveau de suivi pour capitaliser de l'information sur le comportement du digesteur, l'exploiter, maintenir ses performances dans le temps, voire les améliorer.

8.1 Principe de fonctionnement d'un méthaniseur

Le processus biologique de méthanisation implique une succession de réactions biochimiques réalisées par des microflore spécialisées qui requièrent des conditions biophysico-chimiques adaptées. Presque tous les composés organiques naturels et certains d'origine synthétique peuvent être dégradés dans ces conditions. Le processus de biodégradation anaérobie de la matière organique se déroule en quatre étapes biochimiques réalisées par trois groupes de micro-organismes formant une chaîne trophique. Les quatre étapes sont : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse.

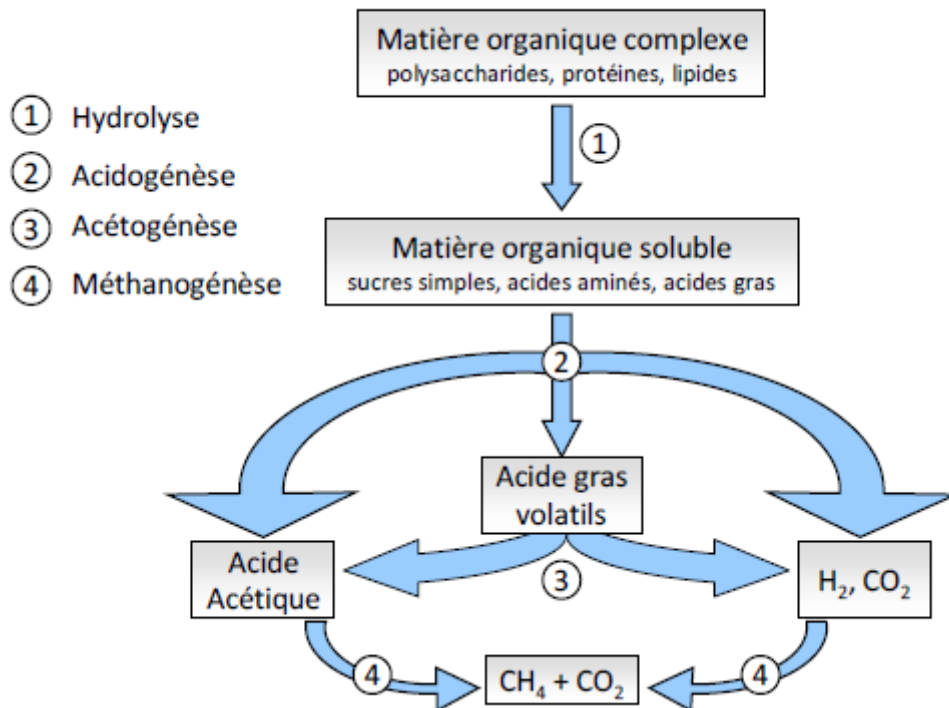


Figure 107 : Les étapes de la digestion anaérobie - Source : LBE INRA

Gaz produits en conditions anaérobie	Teneurs habituelles
CH ₄	50 à 80 %
CO ₂	30 à 50 %
H ₂ O	Saturation
NH ₃	Traces
H ₂ S	0 à 1 %
N ₂	0 à 1 %
CO	0 à 1 %

Tableau 11 : Composition du biogaz de déchets organiques agricoles – Source : Guendouz (2008) [4]

8.2 Caractéristiques des intrants (déchets et effluents)

La caractérisation des déchets et des effluents à méthaniser est essentielle pour la compréhension des processus de dégradation ayant lieu en méthanisation ainsi que pour un meilleur contrôle de la méthanisation [4].

8.2.1 Potentiel méthanogène

L'optimisation de la production de méthane dans les digesteurs industriels nécessite de caractériser les déchets entrants. Cette caractérisation peut être d'ordre **physico-chimique** (taux de matière sèche, taux de matière organique, granulométrie, quantité de glucides, lipides, protéines, fibres), mais la méthode employée le plus souvent est la mesure de la **biodégradabilité** anaérobie du déchet par la mesure du **potentiel méthanogène**.

En outre, la qualité et la quantité de matière organique biodégradable contenue dans le déchet joue un rôle prédominant pour l'optimisation de la production du biogaz. En effet, **l'optimisation de la production** se réalise aussi en **amont** du digesteur, par le choix des déchets à méthaniser. L'utilisation de déchets fortement biodégradables augmente la

production de méthane. A l'inverse, la dégradation de déchets faiblement biodégradables engendre obligatoirement une baisse de rendement. Elle peut ainsi amener à une **perte de la biomasse microbienne** par manque de substrats métabolisables. Ainsi, en digestion anaérobie, la qualité d'un déchet correspond à sa capacité à être biodégradable. Dans le cas de la **co-digestion**, la connaissance de la qualité des déchets permet d'effectuer des **mélanges adéquats**, augmentant la production.

Actuellement, la biodégradabilité anaérobie d'un déchet est évaluée par la mesure de son potentiel méthanogène. Le **potentiel méthanogène** est la quantité de méthane susceptible d'être produite lors de la dégradation de la matière organique. Il se mesure en **Nm³ de CH₄ par kg de matière volatile**.

Le test le plus couramment effectué pour mesurer le potentiel méthanogène d'un déchet est le **test BMP** (Biochemical Methane Potential). Ce test de fermentation consiste à placer une quantité connue de déchets en présence d'un inoculum microbien adéquat en condition anaérobie. A intervalles fréquents, les composition et quantité de biogaz produit sont mesurées afin d'obtenir la production de méthane en fonction du temps. Plus le déchet est biodégradable, plus son potentiel méthanogène (la valeur BMP) sera important. Le potentiel méthanogène d'un déchet est fonction de sa composition. Le tableau suivant donne les valeurs de BMP trouvées pour différents types de substrats.

Composé	BMP (Nm ³ CH ₄ /kgMV)	Référence
Sucre simple (glucose)	0,373	Maximum théorique
Protéines (C ₅ H ₇ NO ₂)	0,496	Maximum théorique
Lipides (C ₅₇ H ₁₀₄ O ₆)	1,014	Maximum théorique
Déchets de cuisine	0,546	Cho <i>et al.</i> , 1995
Déchets verts (feuilles, branches, écorces)	0,143	Owens et Chynoweth, 1993
Papier de bureau	0,369	Owens et Chynoweth, 1993
Carton	0,343	Owens et Chynoweth, 1993
Ordures ménagères	0,2 – 0,24	Chynoweth <i>et al.</i> , 1993
Biodéchets (collecte sélective ou tri manuel)	0,36 – 0,40	Mace <i>et al.</i> , 2003
Biodéchets (tri mécanique)	0,23 – 0,26	Mace <i>et al.</i> , 2003

Tableau 12 : Potentiel méthanogène de différents composés – Source : Guendouz, 2008 [4]

8.2.2 Teneur en eau, matière sèche et matières volatiles

La matière sèche (en g/L ou g/kg) ou siccité (en % massique) correspond à **l'inverse de l'humidité**.

$$\%MS = 100 - \%humidité$$

Elle représente la fraction massique de matière d'un produit lorsqu'on lui retire son eau. Le taux de matière sèche est déterminé en laboratoire, par pesée, après séchage à 105°C. La matière sèche est composée, pour part, de matières minérales, et de composés organiques.

Ce paramètre est systématiquement requis par la **législation** lors de la consignation des intrants et des digestats.

Au sein de la matière sèche, une distinction est faite entre la matière **minérale** et la matière **organique** (MO).

La matière volatile (MV), sous-entendu volatile à 550°C, est parfois associée à la matière **organique** (MO). Cette méthode d'estimation de la MO est néanmoins jugée, par certains auteurs, comme étant très approximative. Cependant, elle est souvent utilisée dans l'industrie pour avoir une première estimation de la quantité de MO contenue dans un déchet

et, par extension, de sa biodégradabilité. Une distinction est faite au sein de la MO entre la matière organique **synthétique** (MOS ; les plastiques par exemple) et la matière organique **non synthétique** (MONS).

La matière organique est la matrice de travail du processus de digestion anaérobie. La connaissance de ce paramètre sur les intrants permet d'évaluer le potentiel de transformation de la matière.

La détermination du taux de matière volatiles se fait en laboratoire, par pesée, après calcination à **550°C**, sur la matière séchée à **105°C**.

Ce mode de détermination de la matière organique, pourtant réglementairement imposé, rend discutable la représentativité réelle de ce paramètre. Le séchage à **105°C** élimine l'eau mais également toutes les matières organiques hautement volatiles qui ne peuvent donc pas être incluses dans le bilan. Ensuite, la calcination à haute température volatilise toutes les matières d'origine organique présentes dans la matière sèche, incluant les matières d'origine synthétique telles que les plastiques qui n'interviennent pourtant pas dans le processus de dégradation biologique.

Le tableau suivant présente la teneur en eau et en matières volatiles de chaque catégorie de déchets recensée par l'ADEME en 1993. Des différences apparaissent entre les catégories. On notera que certaines substances comme les plastiques ou le caoutchouc contiennent énormément de matière volatile alors qu'ils ne sont pas biodégradables. La teneur en eau du déchet global est dépendante de celle de chaque catégorie de déchets et de leur proportion dans le déchet global. De ce fait, des teneurs en eau de déchets ménagers très différentes peuvent être trouvées dans la littérature variant de 40 à 85 %. La teneur en MV dépend également de la proportion des différentes catégories composant le déchet global. Les plages de valeurs trouvées dans la littérature sont donc très larges : de 34 à 91 %.

Catégories	Teneur en eau (% masse humide)	Teneur en MV (% masse sèche)
Déchets putrescibles (déchets de cuisine, déchets verts...)	63,3	82,2
Papiers (emballages, journaux, magazines...)	26,7	82,1
Cartons (cartons plats, ondulés, autres...)	34,1	86,9
Complexes (emballages complexes type Tetra brick)	24,8	85,8
Textiles (emballages textiles, autres...)	23,5	92,9
Textiles sanitaires (couches, coton hygiénique...)	59,9	90,7
Plastiques (PE, PVC, PET, polystyrène...)	23,7	91,8
Combustibles non classés (bois, caoutchouc)	20,1	83,7
Verres	0,6	0,9
Métaux (aluminium, métaux ferreux, cuivre...)	8,7	0,9
Incombustibles non classés (pierres, gravats...)	9,9	8,3
Déchets spéciaux (chiffons souillés, piles...)	-	15,6
Déchet global	35	59,2

Tableau 13 : Teneur en eau et en matières volatiles des déchets ménagers et assimilés en France en 1993
Source : LBE INRA

8.2.3 Carbone organique total (COT), Demande chimique en oxygène (DCO)

Mesurer la **quantité de matière organique** en **entrée** et en **sortie** du **méthaniseur** peut refléter l'efficacité du procédé. Les mesures de la **MS** puis de la **MV**, peuvent être envisagées. Des méthodes indirectes plus rapides ont également été développées.

Pour la matière organique soluble à faible concentration, la mesure du **carbone organique total** (COT) est utilisable. La mesure de COT détermine également la quantité de MO. Couplée à une mesure d'azote total, elle permet de calculer le rapport C/N.

La **demande chimique en oxygène** (DCO) est une autre manière d'estimer la totalité de la matière organique par oxydation chimique à température destructrice. La DCO est définie comme la **quantité d'oxygène nécessaire à l'oxydation complète de la matière organique**. L'avantage de la mesure de DCO est sa conversion en production de méthane maximale théorique (350 l de CH₄/kg de DCO). La DCO ou le COT comprennent également de la matière organique qui n'est pas biodégradable dans les procédés anaérobies.

8.2.4 Azote total et azote organique

La méthode par distillation de Kjeldahl permet de doser la quantité **d'azote** (N) totale et la quantité **d'azote organique** (azote des protéines surtout) contenues dans un déchet ou un effluent.

Le **rapport C/N** est important pour la **stabilité** du **procédé**. Un rapport C/N de **25 à 32** a un effet **positif** sur le rendement en méthane. A des rapports C/N plus faibles apparaît le risque **d'excès d'azote** qui ne serait pas utilisé pour la synthèse cellulaire des micro-organismes et donc d'accumulation jusqu'à atteindre des concentrations inhibitrices. A l'opposé, un rapport C/N trop élevé entraînerait un **manque d'azote** pour la synthèse de la biomasse. Des déchets à forte DCO et faible concentration en azote, tels que les effluents de production d'huile d'olive, ne sont pas biodégradables seuls. L'ajout d'azote ou la co-digestion avec des déchets à plus faible rapport C/N est nécessaire pour les digérer.

L'azote et le carbone sont présents à différentes concentrations dans l'ensemble des catégories de déchets, exception faite des métaux et des déchets spéciaux. Il en résulte qu'en fonction de la part de chaque catégorie dans un gisement donné, le rapport C/N pourra varier fortement.

8.2.5 Paramètres complémentaires

Les paramètres suivants n'interviennent pas directement dans la bonne gestion du processus biologique mais sont intéressants du point de vue de la gestion d'une unité et de l'optimisation de sa rentabilité.

On pourra souhaiter caractériser plus en détail les intrants pour bien identifier certains éléments potentiellement nocifs pour le processus de digestion, prévoir au mieux la production de biogaz ou améliorer la ration entrante.

Les cations

Le **sodium** est un élément potentiellement présent dans un grand nombre d'intrants d'origine industrielle ou agro-industrielle qui peut provoquer la **déshydratation** des cellules **bactériennes**.

Le sodium présente un effet inhibiteur modéré pour des concentrations de l'ordre de **3,5 à 5,5 g/L**, et fort pour des concentrations supérieures à **8g/L**. Il sera nécessaire de le prendre en compte lors de la composition d'une ration alimentaire contenant une part importante d'effluents agro-industriels.

Les cinq cations les plus communs sont **l'ammonium**, le **calcium**, le **magnésium**, le **potassium** et le **sodium**. Ils peuvent avoir un impact significatif sur la méthanisation ; positif ou négatif selon leur concentration. Ils peuvent provenir du déchet ou de l'eau ajoutée au

procédé. Le tableau suivant liste les concentrations susceptibles d'avoir un effet sur la méthanisation. Les cations peuvent avoir des effets inhibiteurs synergiques ou antagonistes les uns avec les autres. L'ion ammonium fait l'objet d'un chapitre à part.

Cation	Concentration stimulatrice (mg/l)	Concentration modérément inhibitrice (mg/l)	Concentration fortement inhibitrice ou toxique (mg/l)
Ammonium	50 – 200	1000 – 1500	3000
Calcium	100 – 200	2500 – 4500	8000
Magnésium	75 – 150	1000 – 1500	3000
Potassium	200 – 400	2500 – 4500	12000
Sodium	100 - 200	3500 - 5500	8000

Tableau 14 : Concentrations en cations métalliques stimulatrices et inhibitrices de la méthanisation
Source : Guendouz, 2008

Soufre (S)

Le soufre est à l'origine d'un des principaux problèmes à régler lors de l'exploitation d'une unité de méthanisation.

La production de H_2S , et sa concentration dans le biogaz, dépendent étroitement de la teneur en soufre dans le milieu. Les sulfates (SO_4) sont les principaux contributeurs à la production de H_2S .

Le soufre, sous forme ionisée sulfures (S^{2-} ou HS^-) peut également jouer un rôle **inhibiteur** pour les bactéries à des concentrations supérieures à **200 mg/L**. La teneur en soufre total dans le milieu de digestion pourra constituer un indicateur majorant intéressant pour surveiller ce paramètre.

Les bactéries sulfato-réductrices (BSR) utilisent le sulfate (SO_4^{2-}) qu'elles réduisent en sulfure (S^{2-}) et également le sulfite (SO_3^{2-}) et le thiosulfate ($\text{S}_2\text{O}_3^{2-}$) qui sont transformés en sulfure. L' H_2S produit au cours de ce métabolisme a un effet néfaste sur les organismes méthanogènes, soit par **inhibition directe**, soit par **précipitation des métaux essentiels à leur croissance**. Les BSR sont largement présentes dans les écosystèmes de digestion anaérobie. En présence d'une concentration non limitante en sulfate, les BSR entrent en compétition avec des *Archaea* méthanogènes pour les substrats communs : hydrogène, dioxyde de carbone et acétate. L'avantage thermodynamique est en faveur des BSR. En présence de sulfate, le flux de carbone et d'énergie est donc dévié vers la sulfato-réduction aux dépens de la méthanogenèse.

Les acides gras à longue chaîne

La digestion anaérobie de déchets gras pose souvent des problèmes liés aux acides gras à longue chaîne, qui sont les produits de l'hydrolyse des graisses. Les **méthanogènes** peuvent être **inhibés** par ces composés.

Ils sont toxiques pour les consortiums anaérobies par adsorption sur la membrane/paroi cellulaire, par interférence avec les phénomènes de transport ou par protection des autres substrats.

Les métaux lourds

Les métaux lourds peuvent être présents en grandes quantités dans les **déchets municipaux**. Ceux qui posent le plus de problème sont le **chrome**, le **fer**, le **cobalt**, le **cuivre**, le **zinc**, le **cadmium** et le **nickel**. Une particularité des métaux lourds est que, contrairement à beaucoup d'autres inhibiteurs, ils ne sont **pas biodégradables** et peuvent s'accumuler jusqu'à des taux toxiques.

L'oxygène

Les bactéries méthanogènes sont les organismes les plus sensibles à l'oxygène que nous connaissons. Cependant, dans le cas d'entrées ponctuelles d'oxygène dans des digesteurs anaérobies, **l'oxygène est rapidement consommé ou éliminé**, notamment par les espèces acidogènes (certaines sont aérobies facultatives), et aucun problème d'inhibition n'est observable.

8.3 Principaux paramètres de suivi d'un méthaniseur

La mise en place d'un suivi analytique de la biologie répond à un besoin d'optimisation du processus biologique, permettant d'assurer un fonctionnement optimum du digesteur.

Ainsi, pour chacun des trois grands items (intrants, substrat, digestats), il est nécessaire de définir un certain nombre de paramètres représentatifs, et de définir un plan de suivi.

Nous exposons dans ce chapitre une brève définition de ces paramètres, essentiels pour appréhender l'avancement du processus de digestion, et maintenir le digesteur et sa flore bactérienne dans des conditions optimales ([5], [6], [7], [8], [9], [11]).

Comme nous le verrons au cours de ce chapitre, il existe des méthodes de suivi des performances des méthaniseurs couramment utilisées pour leur pilotage. Le **suivi du biogaz et du méthane** sont simples à mettre en place et donnent une information globale sur la performance du méthaniseur. Ils sont un outil plus efficace quand il est possible de connaître la production attendue et pour cela il faut de bonnes méthodes de **caractérisation de la matière organique des déchets**. Le **suivi de la matière organique** au cours du procédé pourrait s'avérer efficace à conditions de développer des **méthodes adaptées**. Les intermédiaires de réaction que sont les **AGV** paraissent être des indicateurs intéressants de l'état du système biochimique, mais ne suffisent pas à eux seuls. Le dosage des inhibiteurs, notamment l'**ammoniac**, permettrait de **détecter un éventuel problème d'inhibition**. Les mesures de pH et d'alcalinité peuvent apporter des informations complémentaires.

Hormis certains paramètres facilement accessibles par des mesures **in situ** (**Température, pH, AGV/TAC**), la totalité des paramètres décrits par la suite nécessitent des moyens analytiques avancés seulement disponibles en **laboratoire**.

8.3.1 Débit et composition du biogaz [4]

Un critère de performance utilisé est la production de biogaz, qui donne une indication sur l'activité réelle de la dégradation. Nous trouvons également souvent comme donnée de fonctionnement des installations le **rendement en méthane**, défini comme la quantité moyenne de méthane produit rapportée à la masse de matières volatiles introduites. Cependant, si ces deux critères globaux sont de bons indicateurs pour connaître le fonctionnement du réacteur, ils ne permettent pas pour autant de dire si ce dernier fonctionne de manière optimale ou non.

Dans un méthaniseur fonctionnant de manière stable, le **rapport entre CO₂ et CH₄** dans le biogaz sera quasiment constant et la production de biogaz total reflètera donc l'activité et le rendement du procédé. Des surcharges organiques ou des inhibitions peuvent causer une accumulation de composés intermédiaires, tels que les **AGV**, entraînant une production de gaz plus faible. Une inhibition causerait une baisse directe de la production de gaz tandis qu'une surcharge provoquerait d'abord une augmentation de la production suivie d'une diminution, une fois que les AGV se seraient accumulés. La **production de gaz** est donc le

premier et le plus utilisé des paramètres de suivi et de contrôle de la méthanisation. La mesure en ligne de la production de gaz est très répandue.

Le méthane peut être utilisé pour la production d'énergie et le rendement en méthane est donc intéressant. Normalement, le degré d'oxydation moyen du carbone dans la matière organique contrôle le rapport entre CH₄ et CO₂ produits. Toutefois, le pH, l'alcalinité dans le réacteur et la température contrôlent l'équilibre du CO₂ entre la phase liquide et la phase gazeuse. Des variations de pH et d'alcalinité feront donc varier le rapport CH₄/CO₂. Ce rapport n'est pas considéré comme un bon indicateur de contrôle de la méthanisation, notamment en raison de son caractère fluctuant. Il est donc plus intéressant de mesurer la production de méthane seule car elle n'est pas soumise à ces perturbations. La **température** a également un effet sur la composition en eau du biogaz. En effet, une augmentation de température augmente la pression de vapeur d'eau. A 60°C le biogaz contient 19,6 % de vapeur d'eau. Quand le gaz est séché, cette eau est retirée et cela change le pourcentage en CH₄ et CO₂ dans le gaz sec. Cependant, comme la température est habituellement maîtrisée et connue dans le réacteur, il est possible de corriger ces erreurs par le calcul.

8.3.2 Acides Gras Volatils (AGV) et composés intermédiaires [13]

La dégradation des glucides solubles et insolubles, des protéines et des lipides produit une large gamme de composés intermédiaires, qui sont ensuite transformés en d'autres intermédiaires ou en produit finaux (CO₂ et CH₄). Il peut être très utile de **suivre ces composés intermédiaires** pour obtenir de l'information sur l'activité des micro-organismes.

Les AGV font partie des produits de l'hydrolyse de la matière organique des déchets. Ils sont d'importants intermédiaires métaboliques entre les populations fermentaires et acétogènes. Si leur consommation est moins rapide que leur production, alors ils peuvent s'accumuler dans le réacteur. L'accumulation d'AGV est observée dans les cas de surcharge en matière organique (notamment facilement biodégradable), de changements de température et d'inhibition de la méthanogenèse (par l'ammoniac par exemple).

L'accumulation des AGV lors de processus de digestion anaérobie peut aussi être le résultat de déséquilibres entre les différentes étapes microbiennes et ne pas être liée à des inhibitions causées par les AGV eux-même, mais plutôt, par exemple, à une inhibition par un autre composé. **La présence de certains AGV est alors la conséquence d'une inhibition et non sa cause.** Le **suivi des AGV** lors de la dégradation anaérobie est essentiel pour la détection d'un problème éventuel de stabilité du processus. En effet, une inhibition du processus biologique de méthanisation aboutit fréquemment à l'accumulation d'AGV.

La phase centrale du processus de méthanisation est ainsi une cascade de décomposition d'acides, des plus longues chaînes carbonées vers les plus courtes.

- ✓ Acide valérique (C = 5)
- ✓ Acide butyrique (C = 4)
- ✓ Acide propionique (C = 3)
- ✓ Acide acétique (C = 2)

Les acides gras, produits lors des phases d'acidogènes, constituent donc les précurseurs de l'acétate qui est dégradé par les bactéries méthanogènes pour produire le méthane.

Idéalement, la concentration en acides à longue chaîne (C > 2) doit être aussi faible que possible, idéalement < 50 mg/L.

Un excès d'acide propionique reste tolérable jusqu'à des concentrations de 100 à 200 mg/L. Concernant l'acide acétique, on considèrera un niveau comme standard compris entre 500 et 2000 mg/L.

L'identification de la concentration des différents acides est donc un indicateur important de l'avancement de la digestion dans le milieu et permet d'identifier quelle phase du processus est problématique lors des baisses de production de méthane.

Le suivi des concentrations du spectre d'acide gras doit se faire en laboratoire, par chromatographie en phase gazeuse. Cela peut également être effectué par dosage titrimétrique à l'acide sulfurique (voir méthode Degrémont).

La gestion des échantillons destinés à l'identification des acides gras est un problème en soi. Le milieu prélevé continue à évoluer et la flore bactérienne continue à dégrader les acides dans le flaconnage ().

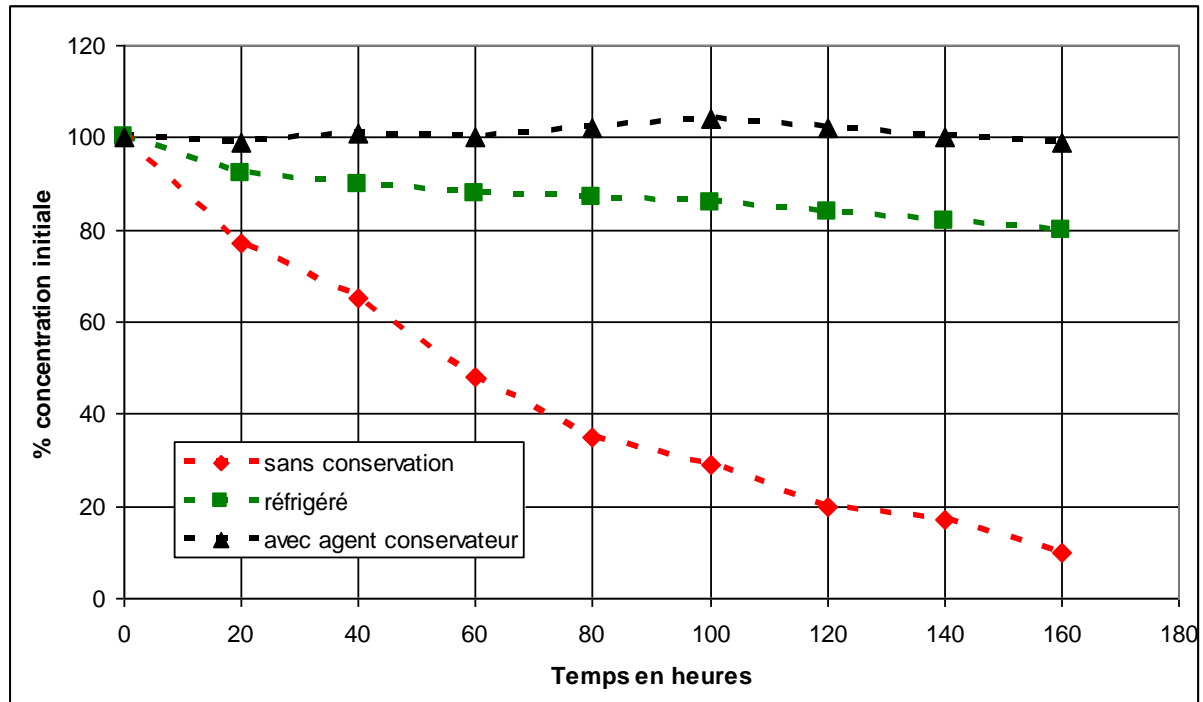


Figure 108 : Evolution de la concentration en acides gras dans l'échantillon, en % de la concentration initiale, en fonction du mode de conservation

Sans conservation particulière des échantillons, il est impératif de réaliser le dosage dans les 24 heures qui suivent le prélèvement.

Une conservation en milieu réfrigéré (4°C) permet d'allonger ce délai au-delà de 24h. L'adjonction d'agents stabilisants permet d'éradiquer la flore bactérienne et de figer l'échantillon dans les conditions initiales.



Figure 109 : flaconnage avec stabilisateur pour la conservation des échantillons de substrat
Source : WESSLING

8.3.3 Biodégradabilité [4]

La **biodégradabilité** correspond à la **fraction** de matière organique **réellement dégradée** par voie biologique. La biodégradabilité anaérobie peut être calculée comme le **rapport** entre la **quantité de méthane produit** lors de la dégradation de la matière organique considérée (mesurée comme le potentiel méthanogène) et la **quantité théorique maximale**. Il s'agit donc de comparer la fraction de matière organique pouvant au maximum être dégradée en méthanisation à celle qui est réellement dégradée. Le test de **potentiel méthanogène** (Biochemical Methane Potential, BMP) est le test actuellement le plus utilisé pour déterminer le potentiel méthanogène des déchets. La valeur de potentiel méthanogène est la valeur maximale de méthane produit en condition anaérobie, exprimée en ml CH₄.g-1 Matière Volatile (MV). La cinétique de production est également étudiée afin de déterminer la vitesse de biodégradabilité des déchets. Ces valeurs sont utilisées pour évaluer la biodégradabilité anaérobie des déchets, et permettent de **dimensionner les réacteurs industriels**, mais aussi de **contrôler et d'optimiser leur production**. Ce test a l'avantage de pouvoir déceler les inhibitions du métabolisme microbien, dues à la présence dans le déchet de composés inhibiteurs, tels que des antibiotiques, des métaux lourds, etc... Il met également en évidence une surcharge ou une adaptation à un type de substrat.

8.3.4 Rôle de l'hydrogène [14]

L'**hydrogène** est une **molécule clé** dans le processus de la digestion anaérobie. Il est **produit** lors de l'acétogénèse à partir des produits de l'acidogénèse (AGV). La thermodynamique des réactions de production d'hydrogène est défavorable dans les conditions standards ($\Delta G^\circ > 0$).

Pour permettre la formation de méthane, la pression partielle en hydrogène ne doit toutefois pas être inférieure à 10^{-6} atm. Comme le montre la , il existe donc une **niche énergétique** correspondant à une association de ces micro-organismes. Elle est délimitée par les valeurs de l'énergie libre de plusieurs réactions en fonction de la pression partielle en hydrogène. Cette faible pression partielle est assurée par les bactéries homoacétogènes et hydrogénophiles qui consomment H₂ au fur et à mesure de sa production.

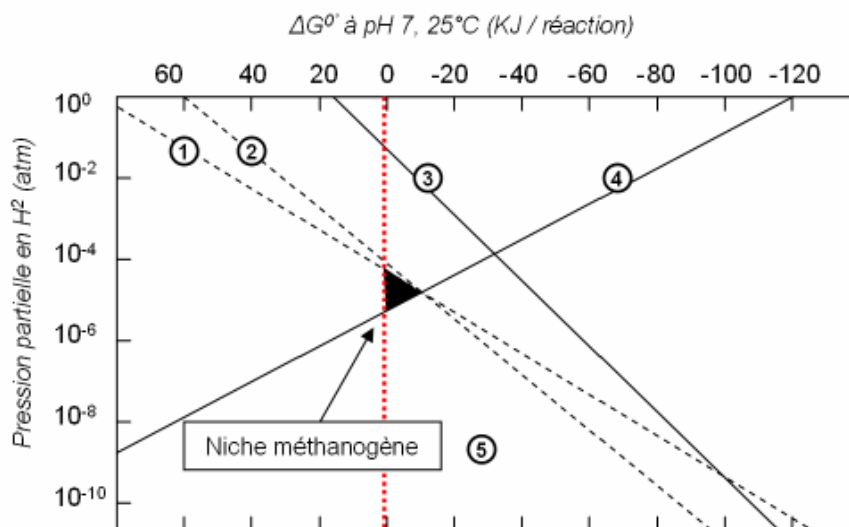


Figure 110 : Evolution de l'énergie libre de Gibbs (ΔG°) des réactions de conversion de l'éthanol, du propionate, du butyrate en acétate et de la production de méthane à partir de H₂/CO₂ en fonction de la pression partielle en hydrogène. [propionate] = [butyrate] = [éthanol] = [acétate] = 1 mM : [HCO₃⁻] = 100 mM : pression en CH₄ = 0.5 atm/ A, 2 et 3 : acétogénèse du propionate, du butyrate et de l'éthanol, 4 et 5 : méthanogénèse autotrophe (H₂, CO₂) et acétoclaste [3]

8.3.5 Température

La température est un facteur **d'accélération du taux de croissance de la flore bactérienne**. Pour les processus de digestion anaérobie, on identifie principalement deux plages favorables de température :

- 35-40°C pour les organismes mésophiles
- 50-55°C pour les organismes thermophiles

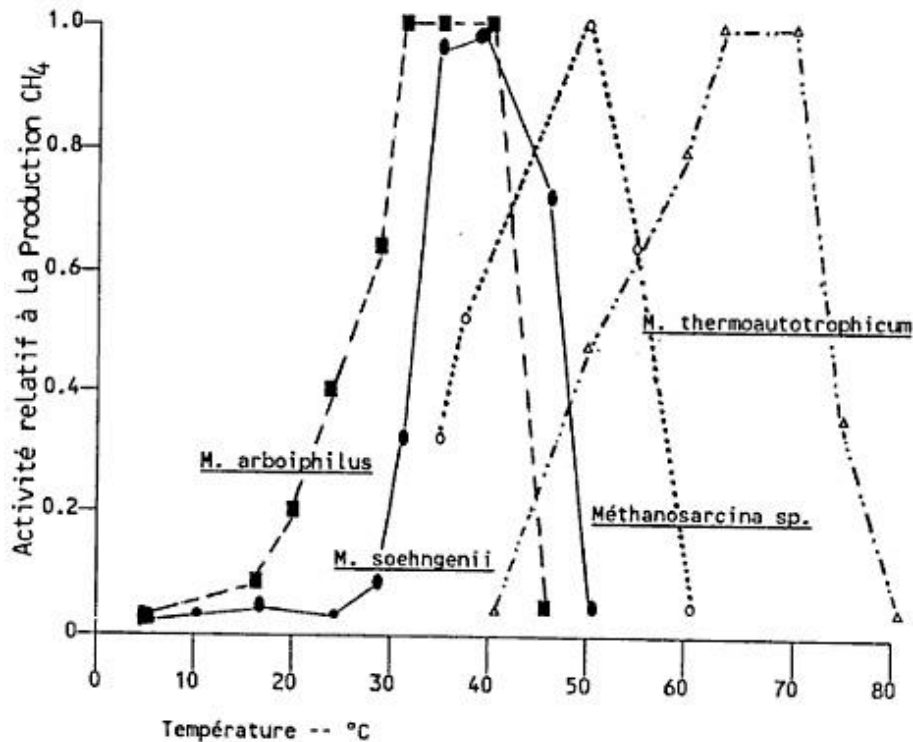


Figure 111 : Représentation de l'activité de différentes familles de bactéries méthanogènes en fonction de la température – Source : WESSLING

Les bactéries méthanogènes sont très sensibles aux variations de température et la production de biogaz pourra être fortement affectée par un manque de contrôle sur ce paramètre (). Pour s'assurer du bon état de santé de la flore bactérienne, il sera nécessaire de maintenir la température dans la plage idéale.

Le **contrôle de la température** doit donner une valeur représentative de la température **moyenne** dans la cuve du digesteur. On prendra soin de réaliser la mesure suffisamment loin des éléments chauffants afin de ne pas la fausser.

Etant donné la sensibilité des bactéries à ce paramètre de conduite, il est indispensable que le contrôle de la température soit suffisamment **précis** et régulièrement **étalonné**.

8.3.6 Teneur en matière sèche (MS), ou siccité

Dans la pratique de la gestion d'un digesteur, il conditionne également l'**épaisseur** du mélange dans le digesteur et sa viscosité. Ainsi, les efforts sur les **organes mécaniques** (agitateurs, pompes, ...), et incidemment les **consommations électriques** et l'usure, sont corrélés au taux de matière sèche du mélange.

8.3.7 Teneur en matières volatiles (MV)

La matière sèche est composée, pour part, de matières minérales, et de composés organiques.

Le taux de matière volatile représente la fraction des composés organiques dans la matière brute, et peut être exprimé en g/kg, en g/L ou en % massique.

Lors du suivi de fonctionnement d'un digesteur, il permettra d'évaluer l'avancement du processus de digestion, et de détecter des inhibitions liées à une suralimentation.

8.3.8 Perte au feu

La perte au feu est une représentation alternative de la **teneur en matière organique**. Elle représente le pourcentage de matière organique dans la matière sèche, indépendamment de la teneur en eau du milieu.

8.3.9 Critères de performance (Guendouz 2008)

Une manière élémentaire de contrôler un méthaniseur est de suivre ses performances. Les performances d'un méthaniseur concernent la **dégradation de la matière organique entrante** et la **production de biogaz**, comme nous l'avons vu plus haut. Pour suivre la dégradation de la matière organique, le plus difficile reste de mesurer la quantité de matière organique dans le déchet entrant et dans le digestat sortant. Cet abattement peut s'exprimer **par rapport à la matière sèche** ou **par rapport à la matière volatile [4]**.

Les définitions et calculs des principaux paramètres de performance des méthaniseurs sont repris dans le . Toute la difficulté réside dans l'interprétation des paramètres d'abattement, en particulier par rapport à ce que devraient être les performances "maximales" de digestion. Par exemple, un abattement de 30 % sur la matière volatile peut sembler modeste mais il est maximal si seulement 30 % de cette matière volatile est biodégradable.

Paramètres	Calcul	Notations
Charge volumique appliquée CVA (kgMV/m ³ réacteur/j)	$CVA = \frac{F_E \times \tau_{MVe}}{V_R}$	F_E : débit massique entrant (kg/j) τ_{MSe} : taux de MS entrante (kgMS/kg) τ_{MVe} : taux de MV entrante (kgMV/kg M) V_R : volume du réacteur (m ³)
Temps de séjour hydraulique TSH (jours)	$TSH = \frac{V_R}{Q_E}$	Q_E : débit volumique entrant (m ³ /j)
Temps de séjour des solides TSS (jours)	$TSS = \frac{M_R \times \tau_{MSr} \times \tau_{MVr}}{F_s \times \tau_{MSs} \times \tau_{MV s}}$	M_R : masse du réacteur (kg) r, s : indices relatifs au réacteur et à la so F_s : débit massique sortant (kg/j)
Abattement des matières sèches R_{MS} (sans dimension)	$R_{MS} = 1 - \frac{F_s \times \tau_{MSs}}{F_E \times \tau_{MSe}}$	
Abattement des matières volatiles R_{MV} (sans dimension)	$R_{MV} = 1 - \frac{F_s \times \tau_{MSs} \times \tau_{MV s}}{F_E \times \tau_{MSe} \times \tau_{MVe}}$	
Production spécifique de gaz SGP (Nm ³ /m ³ réacteur/j)	$SGP = \frac{Q_G}{V_R}$	Q_G : Débit de biogaz (Nm ³ /j)
Rendement apparent en méthane R_{CH_4} (Nm ³ CH ₄ /kgMV)	$R_{CH_4} = \frac{Q_{CH_4}}{F_E \times \tau_{MSs} \times \tau_{MV s}}$	Q_{CH_4} : Débit de méthane (Nm ³ /j)
Avancement de la réaction η (sans dimension)	$\eta = \frac{R_{CH_4}}{BMP}$	BMP : potentiel méthanogène du déchet entrant (Nm ³ CH ₄ /kgMV)

Tableau 15 : Calcul des principaux paramètres des réacteurs – Source : LBE INRA

8.3.10 Charge appliquée et temps de séjour [4]

La charge volumique appliquée (CVA) est définie comme la **quantité de matières volatiles entrant dans l'unité**, par m³ de réacteur et par jour. A l'échelle industrielle, les charges appliquées varient entre 5 et 15 kgMV/m³/j. Cet important paramètre de **dimensionnement** dépend de la nature des composés à traiter et du type de technologie utilisée.

La notion de **temps de séjour** correspond au **temps moyen pendant lequel un composé séjourne dans le réacteur**. On distingue le temps de séjour **hydraulique** du temps de séjour des **solides** (). Le temps de séjour hydraulique (TSH) n'a de sens que lorsque le milieu de fermentation est liquide (cas de la méthanisation par voie humide). Pour les déchets solides, il est préférable de se référer au temps de séjour des solides (TSS), qui varie entre 15 et 30 jours, selon le type de solide et la technologie utilisée.

8.3.11 pH

Le potentiel hydrogène (pH) est une représentation de l'acidité du milieu. A 25°C :

- pH = 7, le milieu est neutre
- pH < 7, le milieu est acide
- pH > 7, le milieu est basique

Le pH conditionne les équilibres biochimiques dans le digesteur. Une valeur standard, communément admise pour assurer le bon fonctionnement du processus de digestion, est comprise entre **7,4 et 7,9**.

Une modification importante de la valeur du pH viendra modifier les conditions chimiques et pourra se traduire par une forte baisse d'activité de la flore bactérienne.

Sa mesure peut s'effectuer simplement in situ pour des contrôles ponctuels, ou en laboratoire sur des échantillons. La législation rend sa mesure en continu obligatoire dans le digesteur.

8.3.12 L'azote (N)

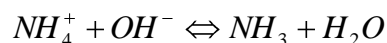
L'azote joue un rôle particulier dans la méthanisation. Il intervient dans le processus de méthanisation mais également, en aval, dans la gestion des digestats et l'épandage. A ce titre, il doit être doublement suivi.

Dans le processus de digestion

L'azote ammoniacal est **indispensable** aux métabolismes microbiens et **stimule** l'activité méthanogène. Etant donné que la formule empirique de la biomasse est $C_5H_7O_2N$, suivant le taux de croissance des microorganismes, il faudrait 3 à 6 kg d'azote pour 1 000 kg de DCO consommée ou 0,5 à 1 kg d'azote pour 60m³ de méthane produit.

Il est présent dans le substrat sous forme libre (Ammoniac **NH₃**) et sous forme ionisée (Ammonium **NH₄⁺**). La présence d'ammoniac dans le milieu résulte de la transformation des composés azotés tels que les protéines ou les acides aminés.

L'équilibre entre les deux formes dépend du **pH** du milieu et de la **température** :



Un pH acide aura donc tendance à déplacer l'équilibre vers la gauche (ion ammonium majoritaire) tandis qu'un pH basique aura tendance à le déplacer vers la droite (ammoniac libre majoritaire).

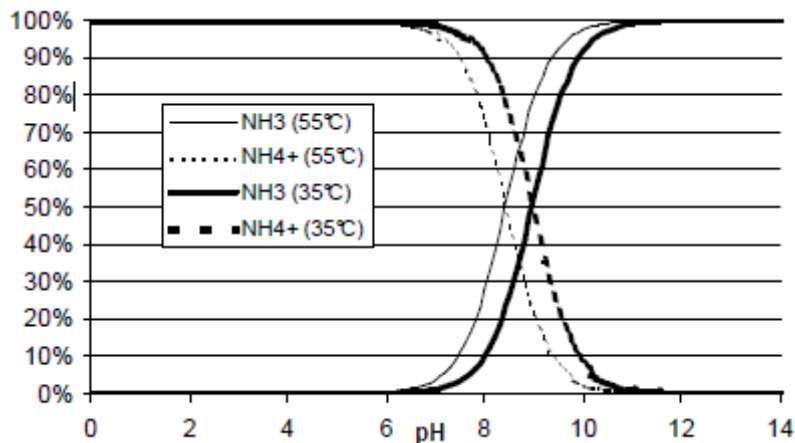


Figure 112 : Répartition des formes libre et ionisée de l'ammoniac en fonction du pH à 35 et 55°C
Source : LBE INRA

Toutefois, les composés azotés qui sont apportés par le déchet entrant sont une source importante de problèmes opérationnels rencontrés dans la digestion anaérobie ; et en particulier l'azote ammoniacal. A l'échelle industrielle, l'ammoniac est le principal facteur de perturbation des installations de méthanisation. **Des concentrations trop élevées en azote ammoniacal peuvent entraîner d'importantes inhibitions de la méthanisation et sont un des principaux problèmes liés à la digestion anaérobie par voie sèche**

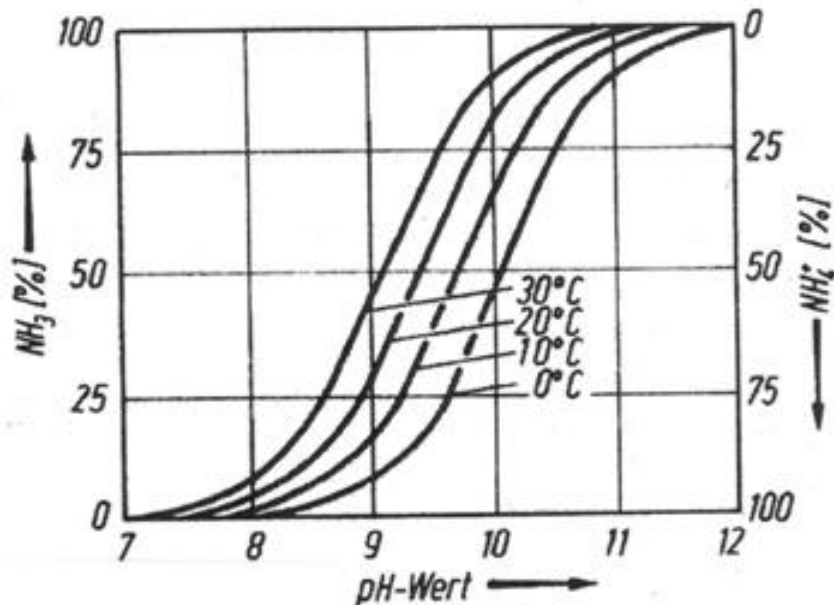


Figure 113 : Sensibilité au pH et à la température de l'équilibre entre NH_3 et NH_4^+ - Source : WESSLING

Plus le pH et la température sont élevés, plus l'équilibre se décale vers la forme libre de l'ammoniac

Si, à faible concentration, sa présence dans le substrat stimule la flore ; à forte concentration il devient, dans un premier temps, inhibiteur, pour des concentrations comprises entre **1 500** et **3 000 mg/L**, puis toxique au-delà de **3 000 mg/L**. Ainsi, pour la méthanisation de lisier de porc, une inhibition apparaît à partir de 2 000 mg/L et augmente jusqu'à atteindre une inhibition totale à 7 000 mg/L.

Ainsi, dans le cadre du suivi biologique d'un digesteur, on pourra suivre dans le substrat la concentration en ammonium (NH_4) ou en azote ammoniacal ($\text{NH}_4\text{-N}$), tout en veillant à ce que les concentrations ne dépassent pas les **3 500 mg/L**.

Au niveau agronomique

L'azote est l'un des principaux éléments fertilisants avec le phosphore et le potassium. Il n'est assimilable par les plantes que sous sa forme minérale (**nitrate**), qui n'est que minoritairement présente dans les produits organiques.

Toutefois, sa forme organique (protéines, acides nucléiques, urée) peut se transformer en azote minéral (nitrates) sous l'action de micro-organismes présents dans le sol. Ainsi, le suivi de l'azote est particulièrement important dans le cadre de l'épandage des digestats, qui est soumis à certains quotas.

On pourra suivre l'évolution de l'azote tout au long de la chaîne du processus de digestion, par l'intermédiaire de deux représentations :

- L'azote total (**Ntot**) : qui regroupe l'ensemble de toutes les formes de l'azote (organique et minéral).
- L'azote Kjeldhal (**NTK**) : qui regroupe toutes les formes de l'azote (organique et minéral), à l'**exception** des formes **oxydées** (NO_x).

Rapport C/N

Il est possible d'utiliser ce paramètre pour évaluer la capacité de la flore à poursuivre le processus de méthanisation dans le digesteur, et estimer le degré d'avancement de la

réaction dans le digesteur. On essaiera de maintenir dans le digesteur une valeur de C/N comprise entre **20 et 30**.

Le rapport $C_{organique}/N$ diminue au cours de la digestion anaérobie car le carbone est transformé en biogaz tandis que l'azote n'est que très peu utilisé pour le métabolisme des micro-organismes.

Mesuré sur les digestats, il donnera une indication sur la dégradabilité dans le sol après épandage. Plus le C/N des digestats sera élevé et plus lente sera leur dégradation dans le sol. Toutefois, pour une représentation plus réaliste de l'évolution des digestats dans le sol ou en compostage il sera nécessaire de faire appel à des essais plus représentatifs de la biodégradabilité de la matière tels que la respirométrie (AT4, AT7), le test de Rottegrad ou encore l'Indice de Stabilité de la Matière Organique (ISMO).

8.3.13 Rapport AGV/TAC

Les **acides gras** produits lors de la phase de digestion ont tendance à faire évoluer le pH du milieu vers des **valeurs acides** ($pH < 7$). Or durant ces phases, la production de CO_2 et sa **solubilisation** dans le milieu sont importantes. En solution, le CO_2 est en équilibre avec du bicarbonate qui, lui, tend à rendre le milieu **basique** ($pH > 7$).

Le rapport AGV/TAC (Acides Gras Volatils / Titre Alcalimétrique Complet) ou FOS/TAC (Flüchtige Organische Säuren / Totales Anorganisches Carbonat), est une représentation de la capacité du milieu de digestion à absorber la production des acides gras sans modification du pH.

Le rapport **AGV/TAC** exprime donc cette capacité du milieu à **compenser l'acidification**.

Classiquement, on considère comme correct un rapport AGV/TAC compris entre **0,2 et 0,4**. Une valeur **trop basse** est généralement le signe d'une **sous-alimentation** du digesteur ou d'une inhibition, alors qu'une valeur **trop haute** est l'indicateur d'une **suralimentation**.

Il existe plusieurs façons de mesurer le rapport AGV/TAC. On peut simplement procéder par **titrimétrie**, avec des solutions acides, ou de façon plus détaillée, en laboratoire, à partir d'un **spectre des AGV**.

8.3.14 Concentration en nutriments [3]

Le **carbone**, l'**oxygène**, l'**azote**, l'**hydrogène** et le **phosphore** représentent plus de 95% de la masse cellulaire. Ces éléments sont les nutriments qui doivent être présents dans les eaux usées pour permettre la **croissance des micro-organismes**. Des éléments traces sont aussi nécessaires pour leur croissance : le **potassium**, le **calcium**, le **cuivre**, le **molybdène**, le **cobalt**, le **vanadium**, le **magnésium**, le **fer**, le **manganèse**, le **zinc**, le **nickel**, le **sodium**, le **bore**, le **sélénium**, l'**argent**, l'**or**, l'**iode** et le **titane**. Quelques-uns de ces micronutriments peuvent être contenus totalement ou en partie dans les déchets à traiter. Leurs concentrations sont toutefois variables selon la source des eaux usées et du type de procédé utilisé. La déficience en nutriments cause une **limitation de la croissance bactérienne** et affecte la performance du procédé de méthanisation.

À cause de la quantité importante de carbone à dégrader, l'**azote** et le **phosphore** sont souvent en quantité **insuffisante** dans les effluents **industriels**. Ce manque peut être résolu en **ajoutant** de façon contrôlée une solution de nutriments aux eaux usées à traiter. L'addition des macroéléments est généralement évaluée à partir du rendement en **biomasse** et de la formule brute décrivant la composition d'une cellule ; le rapport **C/N** est le plus souvent utilisé pour chiffrer l'apport d'azote avec, comme convention, l'expression des ratios

en **proportion** de la **DCO**. Des ratios DCO/N de 400/ 7 et 1000/7 ont ainsi été estimés comme nécessaires et suffisants pour des réacteurs conduits respectivement à forte et à faible charge volumique. Le ratio N/P est évalué à 7/1. Des **éléments minéraux** sont également nécessaires sous forme de **traces**. Les plus **importants** sont le fer, le nickel, le magnésium, le calcium, le sodium et le cobalt, mais il est assez difficile d'évaluer avec précision le besoin de micro-organismes. Une déficience peut avoir de graves conséquences sur la stabilité et l'efficacité de la digestion anaérobie. L'ajout de **cobalt** et de **nickel** permet souvent d'augmenter de manière significative la production de méthane et l'acétogénèse. Inversement, lorsque leurs teneurs dépassent certains seuils, les ions métalliques **deviennent inhibiteurs**. Il convient donc d'être extrêmement prudent lorsque l'on doit procéder à l'addition de ces composés afin d'améliorer les performances d'un procédé.

Ainsi, le **cuivre** (Cu^{2+}) produirait un arrêt de la production de méthane pour une concentration de 60 mg.L^{-1} . Le **chrome** (Cr^{3+}) produirait une inhibition de l'activité acétoclaste de 50% à 12 mg.L^{-1} . **Cobalt et nickel**, à trop fortes doses, ont aussi un effet négatif : 70 mg.L^{-1} de Co^{2+} conduiraient à un arrêt de la méthanogénèse acétoclaste et 120 mg.L^{-1} de Ni^{2+} réduiraient la production de biogaz de 50% dans le cas de granules. Ces chiffres restent purement **indicatifs** car ils dépendent de conditions expérimentales telles que la nature des substrats dégradés.

Pour produire le méthane, les bactéries synthétisent des enzymes de digestion à partir d'oligo-éléments (Nickel, Magnésium, Cobalt, ...) présents dans le milieu.

De plus, ces bactéries sont particulièrement sensibles aux variations de concentration en oligo-éléments et un déficit prononcé les entraîne dans un état léthargique, qui conduit à une baisse de la production de méthane. Un déficit d'oligo-élément peut être suspecté si on observe une accumulation d'AGV dans le milieu.

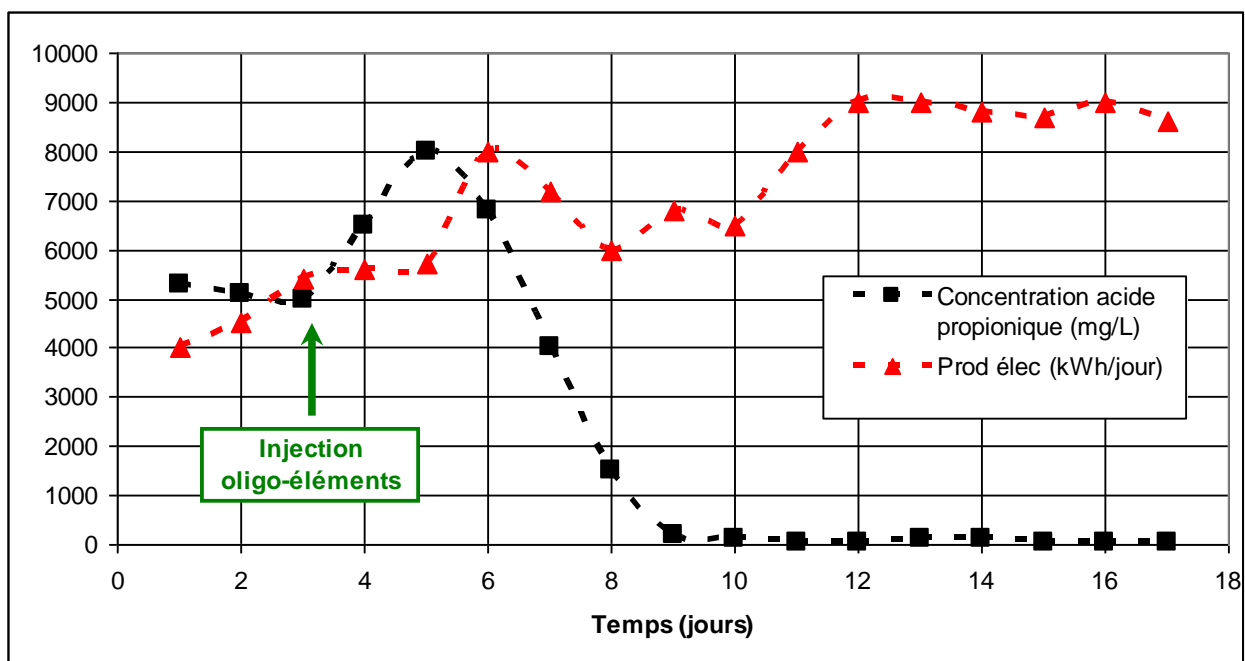


Figure 114 : Evolution de la concentration en acide propionique et de la puissance électrique produite après adjonction d'oligo-éléments – Source : WESSLING

Pour s'assurer du bon état de santé de la flore bactérienne, il faut que la concentration de chaque oligo-élément soit optimale, afin d'éviter une déficience nutritionnelle.

Il est possible, pour une ration donnée, de définir une **teneur optimale** en oligo-éléments et d'effectuer des contrôles périodiques pour **s'assurer que les niveaux requis** sont bien

maintenus. Des déficits pourront éventuellement être compensés par des apports externes sous forme de compléments alimentaires.

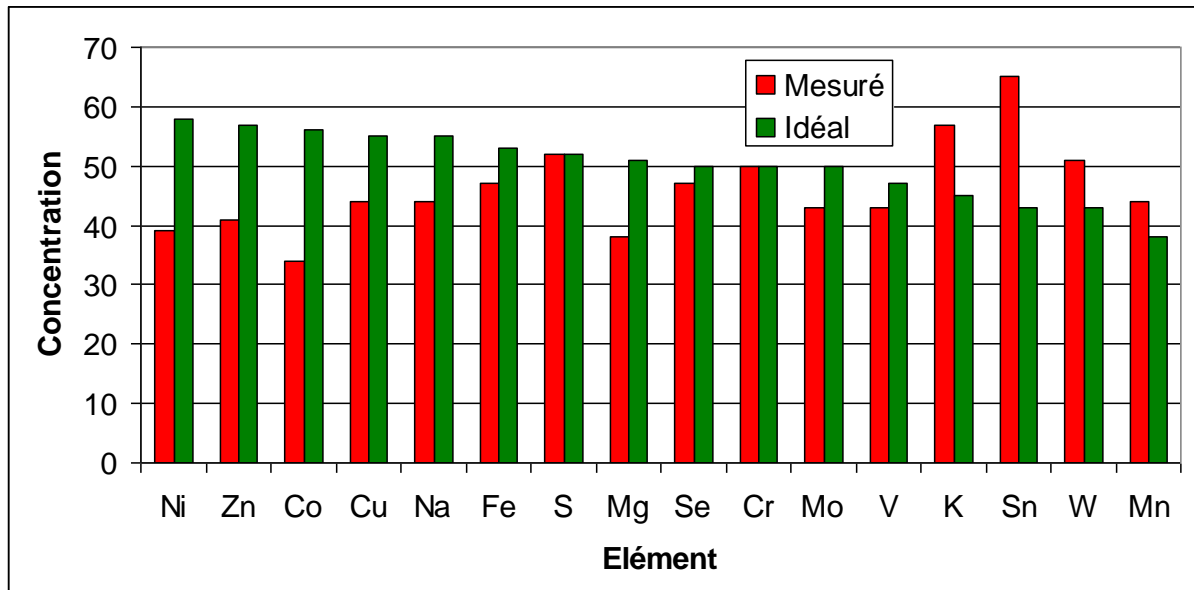


Figure 115 : Exemple de mesure de la teneur en oligo-élément dans un digesteur et comparaison avec la teneur idéale
– Source : WESSLING

Si un déficit en oligo-éléments peut être problématique pour les performances de l'unité, une surdose peut s'avérer toxique pour la flore bactérienne. Le dosage des oligo-éléments dans le milieu est intimement **lié au pH** qui définit leur solubilité, et donc leur accessibilité par les bactéries. Il est alors impératif de respecter un bon équilibre global entre l'acidité du milieu et la teneur en chacun des oligo-éléments pour s'assurer du bon fonctionnement du processus de méthanisation.

8.4 Suivi des digestats

Sans intervenir directement dans la bonne gestion du processus biologique, la valorisation des digestats (épandage, compostage, ...) participe à l'optimisation de la rentabilité de l'unité. Ces différentes voies de valorisation sont soumises à des contraintes réglementaires fortes qui imposent une caractérisation et une connaissance approfondie des digestats, de leur valeur amendante et fertilisante, et de leur teneur en contaminants potentiellement nocifs pour les sols et les cultures ([10], [12]).

Valeur agronomique

La gestion des digestats, et leur importance dans le bilan économique de l'installation, repose sur leur valeur agronomique, caractérisée par un groupement de paramètres analytiques.

Ces paramètres sont :

- la matière sèche ;
- la matière volatile ;
- l'azote (N) ;
- le phosphore (P) ;
- le potassium (K) ;
- le calcium (Ca) ;
- le magnésium (Mg).

La valeur fertilisante des digestats est tout particulièrement liée à la présence d'anhydride phosphorique (P_2O_5), de potasse (K_2O), de magnésie (MgO) et de chaux (CaO).

Il est nécessaire d'assurer un suivi régulier de ces paramètres, dans la mesure où la plupart sont exigés par la législation, et qu'ils conditionnent la valorisation possible des digestats.

Ainsi il n'est possible d'utiliser le digestat comme matière fertilisante que dans le respect de l'article L.255-2 du code rural. Cet article prévoit notamment que la mise sur le marché, ou même la cession à titre gratuit, des matières fertilisantes ne peut se faire qu'à la suite d'une procédure d'homologation ou de normalisation.

A noter que dans ce dernier cas, le compostage est une phase indispensable. La normalisation consiste à obtenir un produit dont les caractéristiques respectent certains critères.

En matière de digestats, c'est la norme NF U 44-051, rendue obligatoire par arrêté du 5 septembre 2003 modifié (arrêté du 21 août 2007), qui régit les différents paramètres. Document de référence, elle est disponible à titre onéreux sur le site de l'AFNOR. Pour les boues de STEP, il s'agit de la norme NF U 44-095.

Éléments traces métalliques (ETM)

On désigne généralement par ETM les éléments métalliques appartenant à la famille des oligo-éléments ou des « métaux lourds »

Certains de ces éléments métalliques sont indispensables à l'évolution de la flore bactérienne (oligo-éléments) mais peuvent devenir toxiques à haute dose, comme le Fer (Fe), le Cuivre (Cu) ou le Zinc (Zn) ; d'autres sont dangereux (Cadmium (Cd), Plomb (Pb), chrome (Cr), Mercure (Hg),...).

D'un point de vue réglementaire, l'analyse de la présence de ces éléments métalliques toxiques est obligatoire dans les digestats.

Composés traces organiques (CTO)

Les contaminants d'origine organique suivant doivent également être analysés pour mettre les digestats en conformité avec la réglementation :

- les Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP) :
 - Benzo(a)Pyrène
 - Benzo(b)Fluoranthène
 - Fluoranthène
- les PolyChloroBisphenyles (PCB) : Somme des 7 PCB
 - PCB 101
 - PCB 118
 - PCB 138
 - PCB 153
 - PCB 180
 - PCB 28
 - PCB 52

Microbiologie

Les résidus agricoles (pailles, fumiers, lisiers,...) sont contaminés par des agents pathogènes qui peuvent contaminer les équipements, les sols et les eaux superficielles, et qui constituent ainsi une menace pour la santé.

Les contaminants microbiologiques sont constitués de micro-organismes pathogènes incluant :

- des bactéries : Salmonelles, entérobactéries, E. Coli, Listeria...
- des parasites protozoaires : nématodes, helminthes...
- des virus : entérovirus, ...

Une partie de ces agents pathogènes présents dans les effluents fermiers peut être éliminée lors du processus de digestion, qui agit alors comme un procédé de décontamination. Il sera néanmoins indispensable, et réglementairement obligatoire, d'évaluer la charge en micro-organismes pathogènes dans les digestats avant de les envoyer en épandage.

La détermination de la concentration en agents pathogènes dans une matrice (intrant, digestat,...) nécessite d'avoir recours à des équipements de laboratoire et d'agir rapidement. Typiquement un échantillon de matrice, pour être analysé de manière représentative, devra être traité dans les 24h et maintenu dans des conditions de réfrigération convenables (< 4°C).

8.5 Planification du suivi

La méthanisation comporte **quatre phases principales** (hydrolyse, acidogénèse, acétogénèse, méthanogénèse, cf **Tableau 11**) ayant chacune un temps caractéristique variant entre quelques heures et quelques jours. Ces quatre phases ont lieu simultanément dans le digesteur en fonction de la date d'introduction des intrants.

Il en résulte que la biologie qui régit le fonctionnement du digesteur possède une **inertie** assez importante, dont le temps caractéristique est de l'ordre de quelques semaines. On observera des variations de production de **biogaz** ou de taux **d'AGV** deux à trois jours après l'introduction d'un intrant mais les paramètres globaux de l'unité mettront plusieurs jours, voire plusieurs semaines, pour se modifier en profondeur.

Cette forte inertie présente l'avantage de limiter l'amplitude des variations dans le digesteur et laisse du temps pour appréhender les dérives. A contrario, en situation critique, le long temps de réponse peut s'avérer problématique, et empêche souvent d'agir dans l'urgence.

Il apparaît donc indispensable que les paramètres définis au cours du chapitre précédent, soient **suivis** à un **rythme compatible** avec l'inertie de la biologie du digesteur. Il faut pouvoir bien capter les variations de certains paramètres pour pouvoir réagir à temps, tout en maintenant un équilibre budgétaire entre le coût du suivi et le gain en performances de l'unité.

La **réglementation** impose un **suivi minimum**. Au niveau des intrants et des digestats, l'exploitant doit tenir à jour un **registre d'admission** recensant les entrées et un registre des **sorties**. Ces différents documents contiennent des informations sur la nature et la quantité des matières, leur date d'enlèvement, ainsi que la méthode de traitement prévue. L'exploitant doit également être en mesure de justifier aux autorités qu'il a bien conduit ce suivi.

Selon qu'il s'agisse d'une installation soumise à **autorisation, enregistrement ou déclaration**, les obligations et les références réglementaires ne vont pas être les mêmes :

- Articles 16 (entrée) et 48 (sorties) de l'arrêté du 10 novembre 2009 pour les installations classées soumises à autorisation ;
- Articles 29.1 (entrée) et 29.2 (sortie) de l'arrêté du 12 août 2010 pour les installations classées soumises à enregistrement ;

- Articles 3.5.2 (entrée) et 3.5.3 (sortie) de l'arrêté du 10 novembre 2009 pour les installations classées soumises à déclaration.

Au niveau du process, la législation impose un **suivi continu de la température, du pH, de la teneur en CH₄ et en H₂S** dans le biogaz.

Cette obligation constituée par la loi peut être exploitée comme base pour un suivi plus approfondi, en particulier au niveau des intrants, venant renforcer la maîtrise de l'exploitant sur son outil.

La **maîtrise des intrants** constitue un élément essentiel de l'optimisation biologique de l'unité de méthanisation. Elle pourra être mise à profit pour améliorer le rendement de production de biogaz, améliorer sa teneur en CH₄, ou corriger la ration en cas d'apparition de problèmes.

L'exploitant maîtrisant ses intrants pourra, par exemple, en cas d'apparition d'une inhibition à l'ammoniac, corriger la ration pour réduire les apports en protéines ou augmenter la dilution du milieu.

La maîtrise des intrants passe donc par une **caractérisation** complète de **tout nouvel intrant**, qui pourra se faire en même temps que l'évaluation du **potentiel méthanogène** de celui-ci. Cette caractérisation permettra de qualifier la dégradabilité (**MS, MO, C/N**), d'évaluer les apports en nutriments (**NH₄-N**), de déterminer ses apports agronomiques (**N, P, K, Ca, Mg**) et d'identifier la présence d'inhibiteurs (**Na, S**).

En **routine**, si l'intrant ne varie pas, on pourra se contenter d'une évaluation simplifiée, répétée quatre à six fois par an, ne reprenant que les éléments principaux (**MS, MO, N, P, K**), pour s'assurer de la stabilité du produit.

Au **niveau du digesteur**, la fréquence de suivi, en phase de production stable, pourra se calquer sur l'inertie de l'installation. On considèrera que **deux à quatre semaines** constituent une échelle de temps correcte.

Ainsi, dans le cas d'une installation agricole ou sur un site industriel, où les intrants sont bien maîtrisés, peu nombreux et peu variables, on se contentera de suivre les paramètres principaux une fois par mois.

Pour une installation de type « territorial », dont la vocation première est l'élimination de déchets, et dont la ration est composée de **dizaines d'intrants différents**, avec des variabilités importantes, une diminution de l'échelle de temps autour de **quinze jours** semble plus raisonnable.

Les paramètres à observer le plus régulièrement dans le digesteur sont :

- pH
- MS
- MO
- AGV
- AGV/TAC
- NH₄

Les données acquises au niveau du **digesteur, des intrants, et des caractéristiques du biogaz** pourront être mises en parallèle pour acquérir des connaissances sur le comportement de la flore bactérienne, et ainsi être en mesure de répondre à des dérives. Il

faudra, de toute façon, adapter le programme analytique à conduire au fonctionnement de l'unité.

Au **niveau des digestats**, les contrôles à opérer sont particulièrement **pointilleux** et **nombreux**, et sont fixés par la **réglementation**. L'exploitant devra s'y référer pour les inclure dans le suivi de son unité. Les paramètres principalement demandés sont :

- La valeur agronomique
- Les ETM
- Les CTO

En matière d'analyse des digestats destinés à épandage, l'article 41.II 3° de l'arrêté du 2 février 1998 relatif aux émissions de toute nature des installations classées impose des **analyses périodiques** : lors de la première année d'épandage, mais aussi si le processus de traitement est susceptible de modifier leur qualité.

L'arrivée d'intrants d'un type différent de ceux prévus n'entraîne donc d'analyse que s'il est démontré que cette introduction modifie le fonctionnement de l'installation.

8.6 Exemple de suivi

L'exemple que nous allons détailler illustre l'intérêt de suivre les paramètres biologiques dans le digesteur et d'analyser leur variation, afin de prévenir des dysfonctionnements ou de les corriger.

Le suivi est réalisé sur une unité agricole, et la fréquence d'analyse est de deux semaines. Les paramètres suivis sont :

- La matière sèche en % de matière brute (Figure 120)
- La perte au feu en % de matière sèche (Figure 116)
- Le pH (Figure 121)
- L'azote ammoniacal ($\text{NH}_4\text{-N}$) en mg/L (Figure 122)
- La concentration en acide acétique en mg/kg (Figure 117)
- La concentration en acide propionique en mg/kg (Figure 118)
- Le ratio AGV/TAC (Figure 119)

Les figures suivantes reprennent le suivi, sur une période d'environ un an. Le suivi présente trois zones distinctes :

1. Du 3/12/2009 au 13/03/2010
2. Du 13/04/2010 au 29/09/2010
3. Du 29/09/2010 au 18/11/2010

Les périodes 1 et 3 présentent des similitudes mais toutefois, la période 3 semble plus marquée. La période 2 présente un comportement, a priori différent, et très marqué. Nous illustrerons donc notre propos en nous basant sur les périodes 2 et 3.

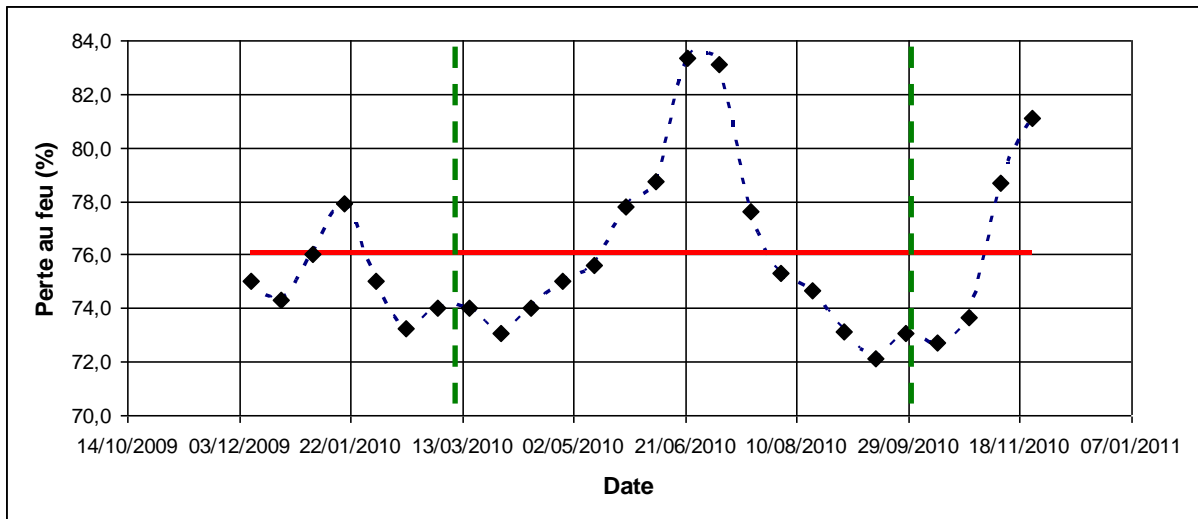


Figure 116 : Evolution de la perte au feu dans le digesteur, en % de MS (Valeur MAX : 76%)
Source : WESSLING

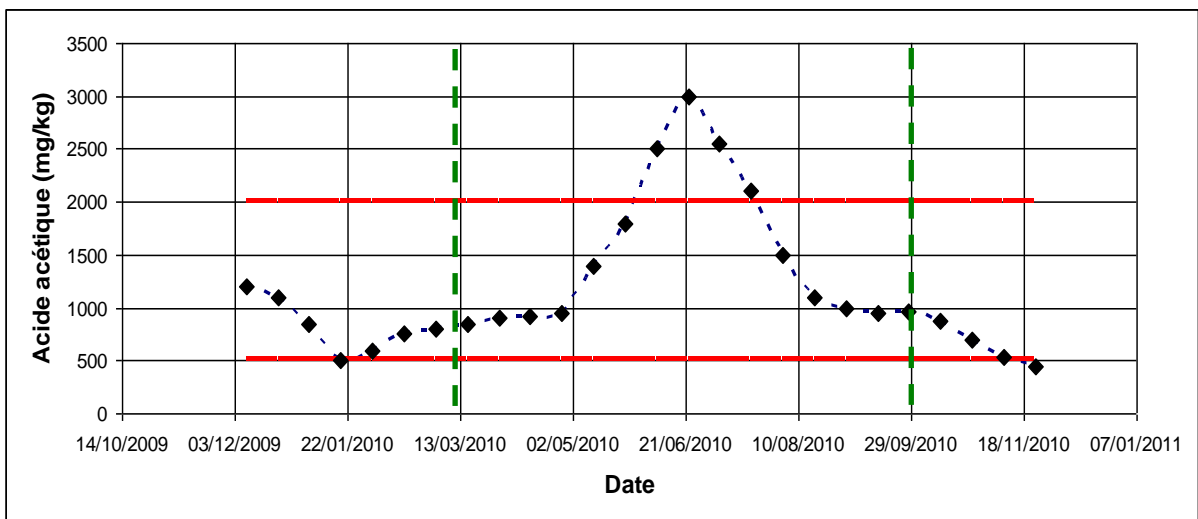


Figure 117 : Evolution de la concentration en acide acétique dans le digesteur, en mg/kg (Valeur MIN : 500 mg/kg, Valeur MAX : 2000 mg/kg) – Source : WESSLING

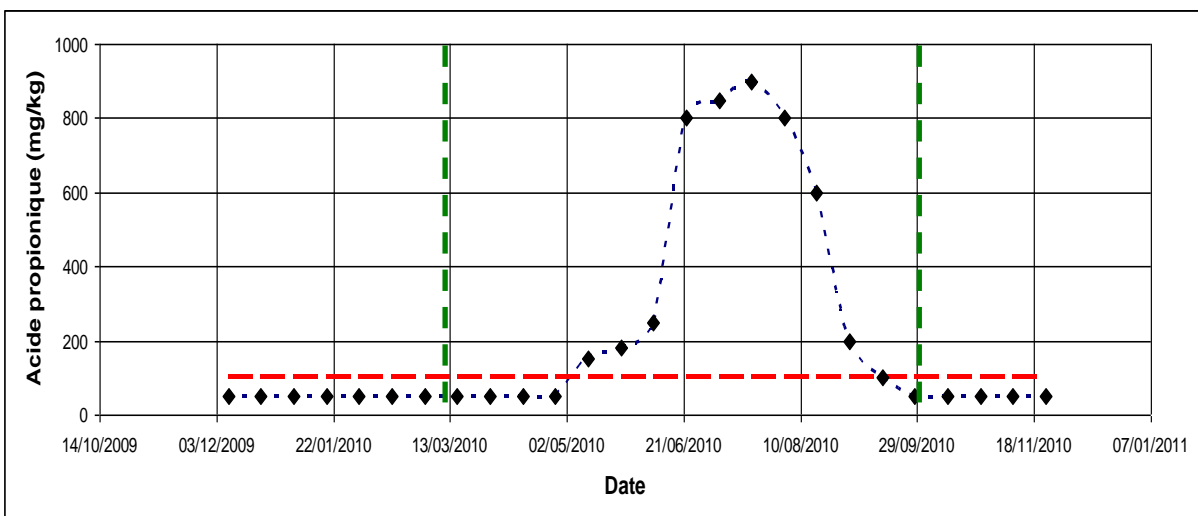


Figure 118 : Evolution la concentration en acide propionique dans le digesteur, en mg/kg (Valeur MAX : 100 mg/kg ou 10% de la concentration en acide acétique) – Source : WESSLING

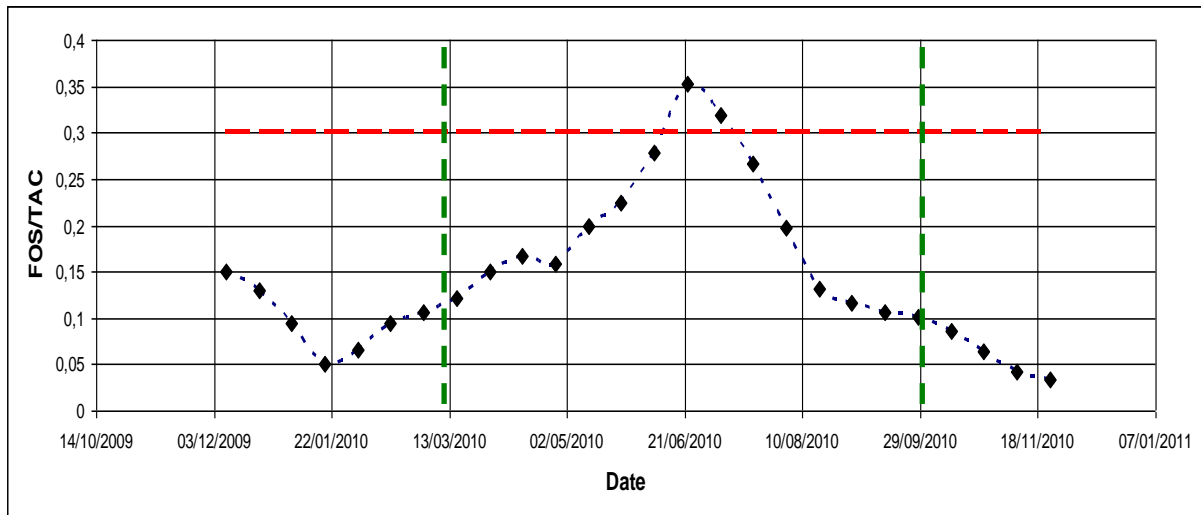


Figure 119 : Evolution du ratio AGV/TAC dans le digesteur (Valeur MAX : 0.3) – Source : WESSLING

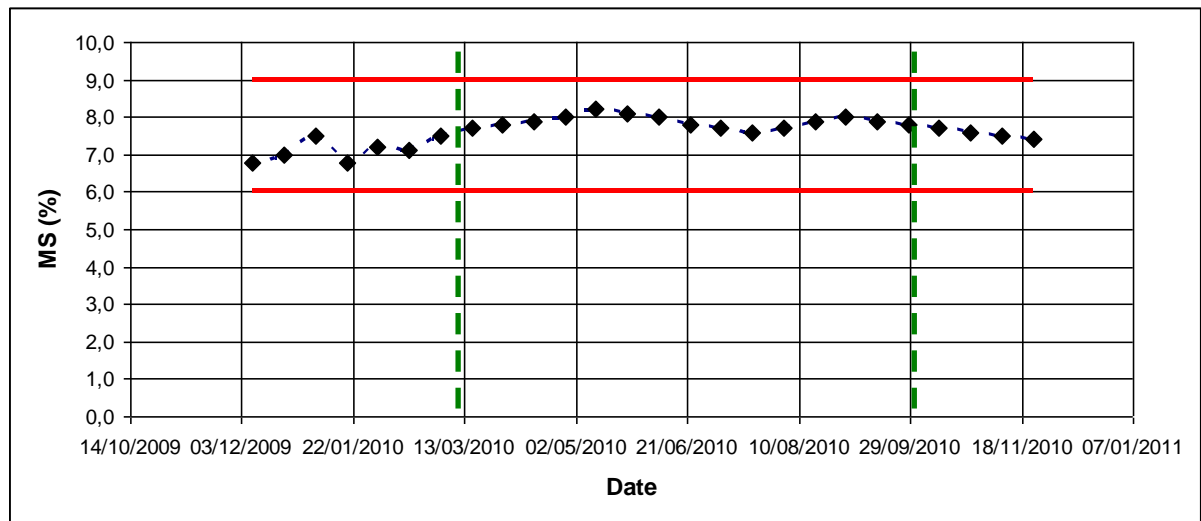


Figure 120 : Evolution du taux de matière sèche dans le digesteur, en % de matière brute (Valeur MIN : 6%, Valeur MAX : 9%) – Source : WESSLING

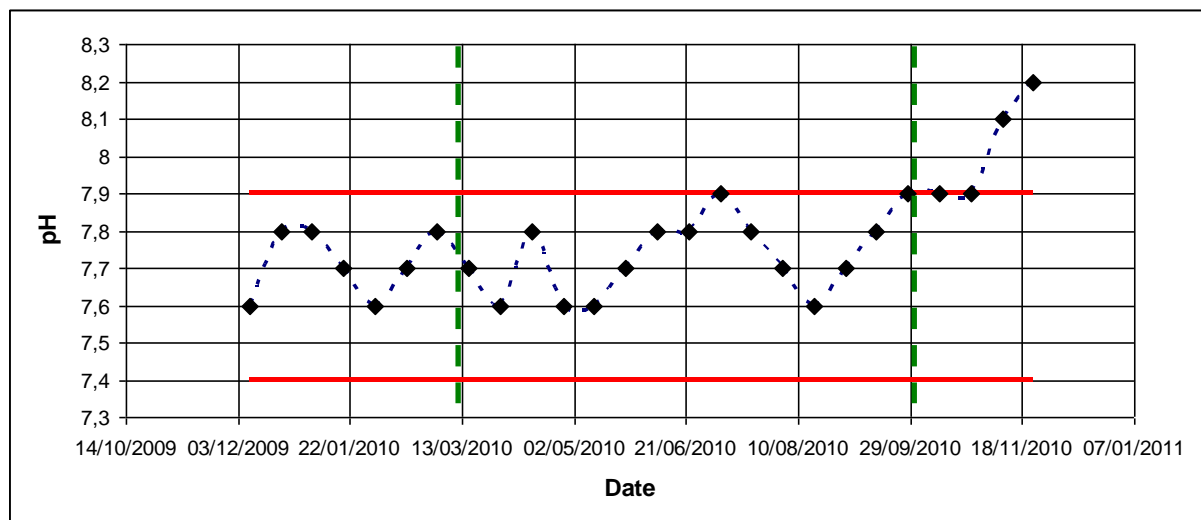


Figure 121 : Evolution du pH du milieu (Valeur MIN : 7.4, Valeur MAX : 7.9) : Source : WESSLING

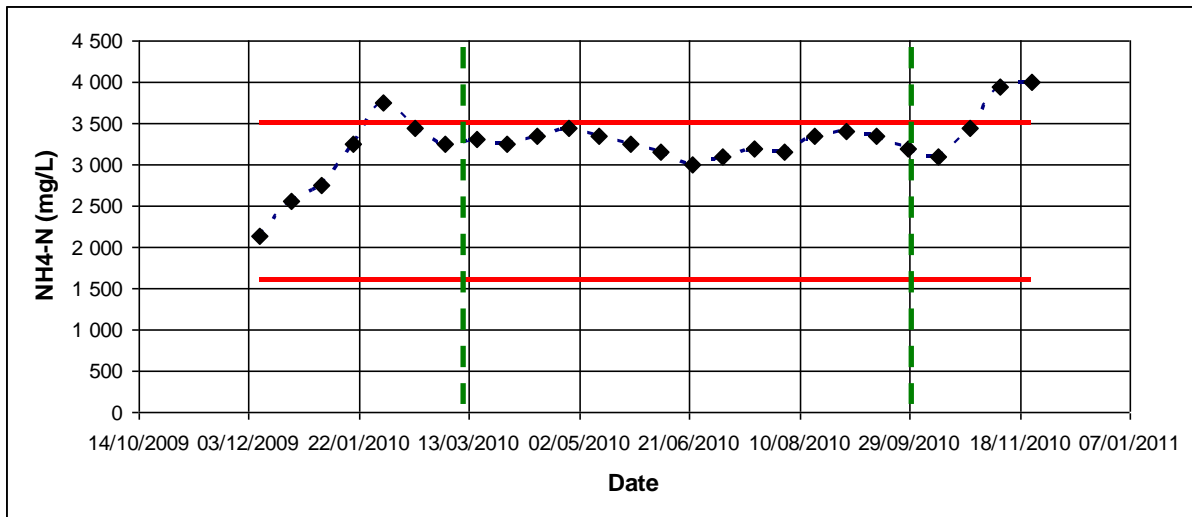


Figure 122 : Evolution de la concentration en azote ammoniacal (NH₄-N) en mg/L (Valeur MIN : 1600 mg/L, Valeur MAX : 3500 mg/L) – Source : WESSLING

8.6.1 Inhibition par suralimentation

La période 2, du 27/04/2010 au 14/09/2010, se distingue par :

- Une augmentation importante de la perte au feu qui passe d'une valeur comprise entre 73% et 74% à une valeur maximale de 84%, bien au-dessus des 76% communément admis (Figure 116)
- Une accumulation de l'acide acétique qui passe de 0,6 g/L à 3 g/L (Figure 117)
- Une accumulation d'acide propionique, jusqu'à une concentration de 1 g/L (Figure 118)

L'augmentation de la perte au feu nous indique que la dégradation de la matière organique est ralentie.

L'accumulation d'acide propionique, indique que la phase d'acidogénèse ne se déroule pas de façon optimale et l'accumulation d'acide acétique montre que la phase de méthanogénèse est fortement ralentie.

L'identification de la problématique nécessite d'observer d'autres paramètres pour identifier la cause de cette dérive :

- Le taux de matière sèche est relativement stable sur cette période, et compris entre 7% et 8% de la matière brute (Figure 120). Cette stabilité nous indique qu'il n'y a sans doute pas eu de modification importante de la composition de la ration entrante. Le taux de matière sèche dans le digesteur ne nous donne toutefois pas d'indications sur les tonnages entrants ;
- Le pH, lui aussi, conserve une valeur relativement stable sur cette période, oscillant entre 7,6 et 7,9 (Figure 121) ;
- La concentration en azote ammoniacale (NH₄-N), bien qu'étant élevée, ne présente pas elle non plus de variation importante (Figure 122).

L'ensemble de ces résultats nous montre que les principaux paramètres du milieu restent sensiblement constants et que l'inhibition qui se manifeste pourrait être attribuée à une suralimentation du digesteur ou à une carence en éléments métalliques qui ralentirait le métabolisme des micro-organismes.

Le suivi du ratio AGV/TAC présente un pic extrêmement élevé autour du 21 juin 2010. L'importance de ce pic, combinée à la constance des autres paramètres nous fait pencher pour une inhibition liée à une suralimentation du digesteur.

La correction s'opère par une diminution de la ration entrante jusqu'à obtention de paramètres stables.

8.6.2 Inhibition à l'ammoniac

La deuxième période suivie se distingue de la première par la combinaison des paramètres qui présentent une variation importante :

- Augmentation importante de la valeur de la perte au feu, qui passe de 73% à 81%
- Chute du taux d'acide acétique qui passe en dessous de la limite basse à 500 mg/kg

L'acide propionique, cette fois, n'est pas affecté et sa concentration reste relativement faible. On est alors dans un cas de figure différent du précédent, et l'analyse des autres paramètres nous permet d'identifier le problème :

- Le taux de matière sèche reste normal
- La valeur de pH augmente sensiblement et sort des spécifications standards pour atteindre une valeur maximale de 8,3. Le milieu devient alors basique
- La concentration en azote ammoniacale $\text{NH}_4\text{-N}$ franchit les limites classiquement admises et dépasse les 4000 mg/L

La dérive du pH vers les valeurs supérieures à 8 modifie l'équilibre NH_3/NH_4 et favorise le NH_3 . On assiste ici à un phénomène d'inhibition à l'ammoniac.

Les corrections à apporter doivent permettre de réduire l'introduction des substrats trop riches, responsables de la surcharge en ammonium, et de corriger le pH du milieu, par dilution et/ou par modification de la ration. Il importe alors de bien connaître les propriétés des intrants pour modifier la ration en conséquence.

Il est également possible de corriger chimiquement l'acidification, par l'adjonction d'éléments comme la chaux ou le carbonate de soude.

Pour aller plus loin...

« [Guide de suivi de la biologie sur une unité de méthanisation agricole](#) », AILE, Rapport final ADEME, Juin 2011

9 ISDND : l'efficacité énergétique commence dès le dégazage

Parfaire le dégazage de son Installation de Stockage de Déchets non Dangereux (ISDND) peut conduire à considérablement améliorer le bilan énergétique de la valorisation du biogaz en optimisant sa production et sa collecte, ainsi qu'en renforçant sa qualité. Le présent chapitre rappelle quelques règles de base pour atteindre cet objectif.

9.1 Le B.A.BA du dégazage

9.1.1 Connaître le potentiel de son site

La première question que tout exploitant d'ISDND se pose est : « *Quel est le potentiel de biogaz, et donc énergétique, disponible sur mon site* » ? La modélisation informatique⁹ permet de prédire ce potentiel afin d'envisager les équipements adaptés pour sa valorisation. L'exploitant devra privilégier des modèles performants dans lesquels des paramètres clés peuvent être librement saisis : taux de méthane dans le biogaz, taux de collecte du biogaz, potentiels méthanogènes des différents types de déchets stockés, constantes de dégradation ... L'interprétation des courbes de production devra intégrer une comparaison avec les conditions réellement constatées sur le site étudié afin de s'assurer de la cohérence des résultats.

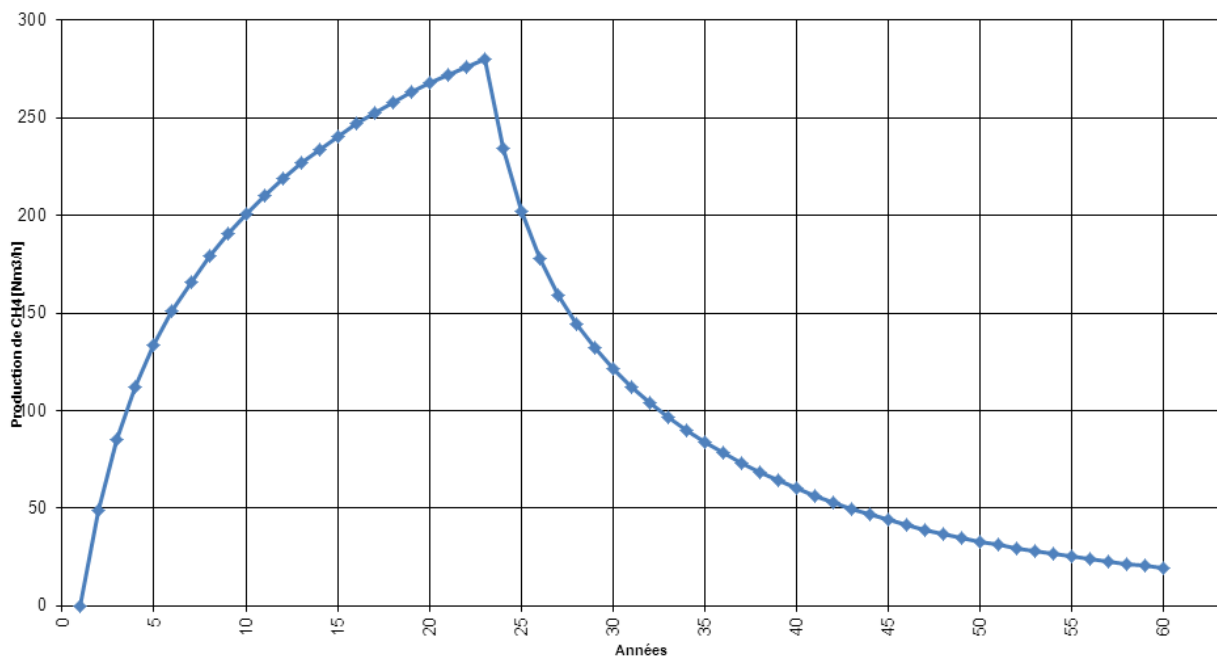


Figure 123 : Exemple de rendu de simulation prédictive de production horaire de CH₄ (logiciel PRODGAZ) source : CSD Ingénieurs

⁹ De nombreux modèles prédictifs ont notamment été développés par les bureaux d'études.

9.1.2 Un réseau correctement dimensionné

La connaissance du potentiel de biogaz du site permet de dimensionner au mieux le réseau de dégazage ; celui-ci se caractérise classiquement par les aménagements suivants :

- Des puits verticaux, pouvant être montés au cours de l'exploitation des zones de stockage de déchets, mais le plus souvent forés juste avant la fermeture des zones comblées. L'exploitant devra veiller à soigner la jonction entre les puits et la couverture finale, cette zone étant régulièrement à l'origine des fuites de biogaz non captées sur les ISDND ; de même, il s'assurera de disposer sur chaque puits une tête coulissante qui évoluera au gré des tassements, évitant ainsi les risques de casse des collecteurs et drains. Enfin, le forage des puits devra impérativement marquer une garde suffisante au-dessus du massif drainant de fond de casier afin d'éviter tout risque, d'une part de détérioration des aménagements de fond, et d'autre part d'aspiration d'air par le réseau de lixiviats de fond si celui-ci est gravitaire et non équipé d'un siphon. Un ratio de l'ordre de 5 puits par hectare de déchets est classiquement retenu [16], celui-ci pouvant être adapté à la configuration de chaque site (typologie et âge des déchets, présence de réseaux horizontaux, fonctionnement en mode bioréacteur...).

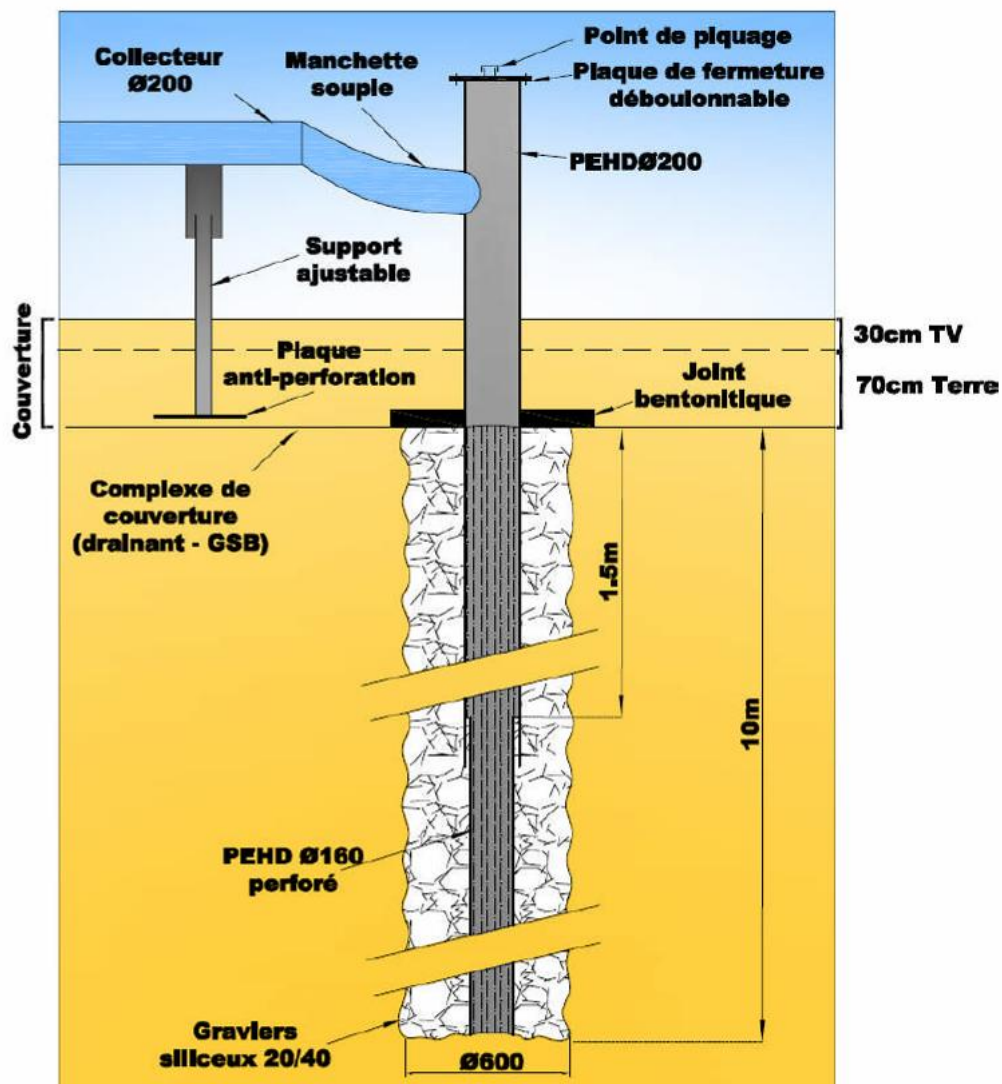


Figure 124 : Exemple d'une coupe type d'un puits de dégazage - Source : CSD Ingénieurs

- Des drains horizontaux présentant l'avantage de pouvoir être posés aisément (pas de tarière nécessaire), rapidement et à l'avancement de l'exploitation ;



Figure 125 : Pose d'un drain de dégazage horizontal – Source : CSD Ingénieurs

- Des vannes à volant permettant un réglage fin du biogaz, sa production évoluant fréquemment et rapidement selon les conditions internes (âge des déchets, taux d'humidité...) et externes (conditions climatiques) ; des points de piquage réguliers, disposés selon les règles de l'art sont par ailleurs à installer autant que nécessaire.



Figure 126 : Vue sur quelques aménagements de dégazage : collecteurs PEHD, vanne à volant, point de piquage, piquet réglable - source : CSD Ingénieurs

D'une manière générale, on rappellera que l'ensemble du réseau de dégazage sera en PEHD, les diamètres, épaisseurs et classes de résistance des tuyaux devant être dimensionnés en fonction des caractéristiques de chaque site. Les réseaux aériens seront à privilégier pour le transport du biogaz, posés sur rails et piquets réglables afin de pouvoir compenser les effets des tassements et éviter les points bas. Ceux-ci mènent à l'accumulation de condensats et qui obstruent à terme les canalisations ; des purges doivent ainsi être prévues à chaque point bas (passage sous piste par exemple). Enfin, en cas de réseau aérien, des manchons de dilatation sont à prévoir régulièrement en fonction du profil du réseau (ex : tous les 50 mètres) afin d'éviter les déformations des collecteurs.

9.1.3 Un réseau correctement réglé

Si disposer d'un réseau bien dimensionné est une condition nécessaire pour optimiser le dégazage, elle n'est pas suffisante en l'état, seul un réglage fin de ce réseau permet en effet d'assurer une alimentation stable et de qualité aux unités de valorisation.

Ce réglage passera d'abord et avant tout par une inspection visuelle régulière de l'état des collecteurs et équipements liés (vannes, piquages, brides, rails...) afin de s'assurer du fonctionnement normal du réseau. L'exploitant profitera de ces inspections pour régler le cas échéant les piquets de support des réseaux qui auraient tassé et généré des points.

La mesure in situ de la qualité du biogaz (CH_4 , CO_2 , O_2 a minima) au sein des points de piquage s'avère ensuite indispensable pour régler la mise en dépression de chaque puits ou drain. Il s'agira pour l'exploitant de trouver le juste équilibre entre le niveau de soutirage du biogaz, la gestion de potentielles nuisances olfactives, et le non épuisement du gisement. Celui-ci engendrerait des appels d'air et donc la dégradation de la qualité du biogaz.

Des contrôles de surface sont également recommandés, particulièrement aux points sensibles tels que : têtes de puits, fins ou jonctions d'étanchéité, fissures de surfaces, zones dévégétalisées, ... La détection de biogaz hors réseau témoignera alors d'émissions fugitives pouvant notamment :

- générer des pertes parfois substantielles de biogaz non valorisé ;
- être à l'origine de nuisances olfactives ;
- indiquer un risque d'entrées d'air dans le massif de déchets qui dégradera la qualité du biogaz et par voie de conséquence réduira l'efficacité des unités de valorisation.



Figure 127 : Mesures ponctuelles et surfaciques d'émissions fugitives de biogaz
Source : CSD Ingénieurs

Enfin, réglementairement, l'exploitant devra surveiller les niveaux de condensats et/ou lixiviats qui pourraient s'accumuler dans les puits et prévoir dès que nécessaire leur purge.

L'accumulation de liquides dans ces ouvrages peut en effet rapidement réduire l'efficacité du dégazage.

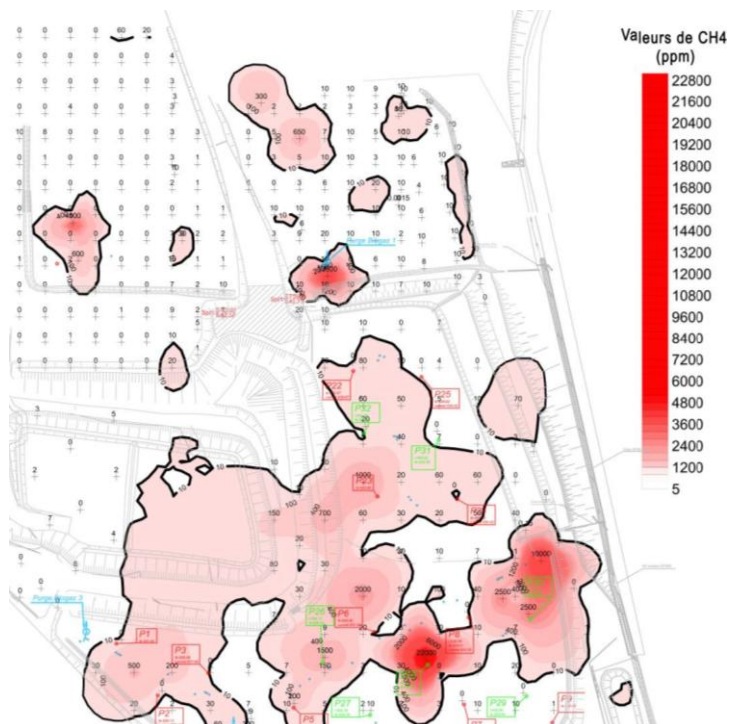


Figure 128 : Exemple de rendu cartographique d'émissions fugitives de CH4 - source : CSD Ingénieurs

9.1.4 Un mode d'exploitation tourné vers le dégazage

L'exploitant cherchera autant que possible à réduire ses surfaces d'exploitation, ce qui présentera pour le dégazage un double intérêt de réduction des émissions surfaciques diffuses et d'entrées d'air dans le massif de déchets.

Les couvertures intermédiaires, en matériaux naturels ou synthétiques (à privilégier pour les zones laissées en attente), seront utilement disposées dans la même optique, et seront dans la mesure du possible retirées dès reprise de l'exploitation.

L'exploitant travaillera enfin sur un compactage optimisé des déchets, en recherchant leur homogénéisation et leur broyage (ouverture des sacs) ce qui facilitera le démarrage du cycle de dégradation. Lorsqu'autorisée, l'humidification du déchet lors de son compactage participera un peu plus à sa bonne méthanisation.

La page 40 du guide ADEME/FNADE [16] présente les préconisations permettant d'optimiser le dégazage.

9.1.5 Un confinement final efficace

La recherche d'un confinement efficace du massif de déchets devra être privilégiée, d'autant plus si le site est exploité en mode bioréacteur. L'objectif sera de réduire autant que possible les émissions diffuses de biogaz et les entrées d'air.

Les matériaux argileux seront ainsi utilisés pour les sites classiques, les géosynthétiques (type GSB ou géomembrane PEHD) réservés quant à eux aux casiers bioréacteurs dans lesquels l'humidité est contrôlée par réinjection de lixiviats.

L'exploitant veillera à ce que les entreprises appliquent les procédures de contrôle qualité qui lui garantiront la pleine efficacité du dispositif d'étanchéité/drainage retenu : mise en place d'argile par couches compactées, tests de perméabilité in situ, tuilage des GSB, soudures des géomembranes, jonctions soignées au niveau des têtes de puits, ...



Figure 129 - Pose d'une couverture en géomembrane - source : CSD Ingénieurs

9.1.6 Une indispensable compréhension du fonctionnement biologique

Il arrive parfois que, malgré la mise en place des aménagements ad hoc, le dégazage ne soit pas à la hauteur de ce que l'on peut en attendre, induisant des conséquences économiques lourdes en cas de baisse de rendement des unités de valorisation.

Il conviendra dans ce cas d'établir un diagnostic complet qui permettra de comprendre le fonctionnement bioactif du site et d'en tirer les préconisations pour optimiser le dégazage. Au-delà des contrôles classiques sur réseau, le diagnostic réalisé systématiquement lors du calcul de production théorique du biogaz sur l'ISDND devra porter par exemple sur :

- l'historique du site, l'âge et le type des déchets ;
- le pouvoir méthanogène attendu des déchets ;
- les conditions de stockage et d'humidité des zones comblées ;
- l'influence des conditions atmosphériques et des cycles diurne/nocturne ;
- ...

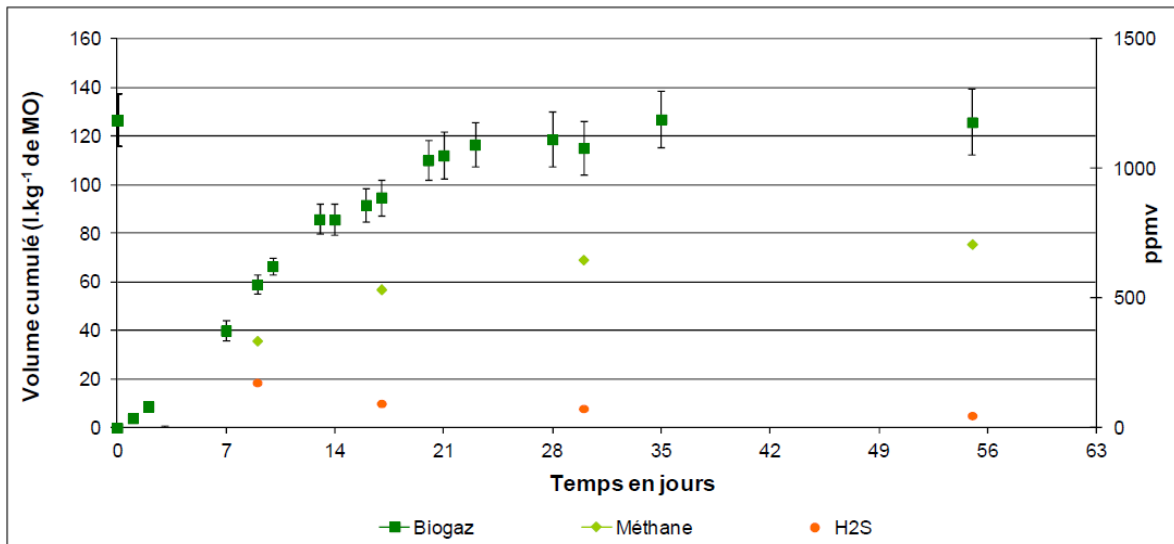


Figure 130 : Exemple de rendu d'analyse du potentiel méthanogène de déchets
Source : S3D - CSD Ingénieurs

9.2 Le dégazage optimisé : l'exploitation en mode bioréacteur

De plus en plus d'ISDND sont désormais exploitées en mode bioréacteur, les exploitants y trouvant un intérêt majeur dans l'optimisation énergétique de leurs installations de valorisation du biogaz.

La gestion en bioréacteur d'une ISDND est une technique visant à accélérer les processus de dégradation et de stabilisation des déchets qui se réalisent naturellement à l'intérieur d'une enceinte confinée (le casier d'une installation de stockage), par la maîtrise des principaux facteurs d'optimisation d'activité microbienne : la nature du déchet enfoui, la température et, en particulier, l'humidité. Le taux d'humidité étant souvent le paramètre principal d'influence de l'activité microbienne dans une installation de stockage et, par conséquent, de la production de méthane, la recirculation des lixiviats revêt une importance fondamentale dans la gestion d'un site en mode bioréacteur.

La gestion d'un site en mode bioréacteur présente de très nombreux avantages d'un point de vue énergétique et environnemental, par exemple :

- l'optimisation du taux d'humidité à travers la recirculation des lixiviats permet d'accélérer la cinétique de méthanisation des déchets et, par conséquent, la production de biogaz : la même quantité de biogaz peut être produite sur une échelle de temps réduite ;
- la réinjection des lixiviats étant accompagnée d'une optimisation du captage du biogaz (notamment à l'avancement) et du confinement des déchets, les émissions non maîtrisées de gaz à effet de serre sont très largement réduites tout le long de la vie du site, voire quasiment supprimées suite à son réaménagement ; l'accélération de la production du biogaz favorise l'optimisation de sa valorisation : des quantités de biogaz et de méthane supérieures permettent très rapidement la mise en œuvre de moteurs à gaz, pouvant produire de l'électricité et, dans certains cas, fonctionner en cogénération (valorisation de la chaleur des moteurs), augmentant d'autant l'efficacité énergétique globale de l'installation.



Figure 131 : Vue au premier plan sur réseaux de réinjection et de dégazage, et moteurs de valorisation au second plan
- Source : CSD Ingénieurs

Les conséquences sur le dégazage de la mise en place d'une recirculation contrôlée des lixiviats se traduisent très rapidement par :

- une augmentation du taux de captage du biogaz, qui peut atteindre quasiment 100% ;
- une augmentation de la quantité même de biogaz produite, de l'ordre d'un facteur 1,5 à 2 ;
- une amélioration qualitative du biogaz par augmentation du CH_4 liée à des conditions de méthanisation optimisées.

Pour aller plus loin...

« Biogaz issu de la mise en décharge : comment optimiser son captage », ADEME/FNADE, 2007

10 Stockage du biogaz

10.1 Pourquoi stocker le biogaz ?

Le réservoir de stockage permet de lisser les fluctuations de production et de consommation ainsi que de volume en fonction des variations de température. Il permet l'absence temporaire de consommation ou le stockage du biogaz pour une utilisation ultérieure. La dimension optimale du stockage dépend de tous ces paramètres, et sa capacité optimale varie également en fonction du type d'installation, de la composition du substrat et de la gestion de l'installation.

10.2 Comment stocker le biogaz ?

Il existe différentes façons de stocker le biogaz, et la sélection du moyen de stockage dépendra du type de source génératrice de biogaz, de la disponibilité d'espace, du volume nécessaire, du besoin de réguler ou non la pression du réseau, et de son utilisation finale.

10.2.1 Stockage depuis la source

C'est le cas typique des sites d'enfouissement d'ordures ménagères là où il existe une relative capacité tampon, certes limitée, mais bien supérieure à la capacité de la plupart des équipements de stockage.

C'est aussi le cas de digesteurs anaérobiques dont le volume gazeux et la capacité à supporter une augmentation de pression (50 à 100 mbar) permettent, grâce à la variation de pression disponible, de stocker 5 à 10% du volume gazeux contenu au-dessus du niveau du liquide. Les digesteurs bétonnés type « piston en U » pour le traitement des purins permettent alors de stocker le biogaz depuis la source.



Figure 132 : Digesteur bétonné de type piston en U, permettant le stockage depuis la source
Source : Wisconsin Manure Management (USA)

Finalement, dans certains cas le volume de stockage est créé au-dessus du digesteur, en plaçant une membrane gonflable (à volume variable) qui permet en plus de la fonction de stockage, celle de procurer un toit au digesteur. Dans le cas où cette première membrane pour le biogaz est recouverte d'une seconde remplie d'air (voir doubles membranes souples dans le chapitre 10.2.2. Stockage spécifique), c'est la variation du volume gazeux (et non la pression comme le cas précédent) qui permet le stockage & déstockage, en plus de maintenir constante la pression du réseau.

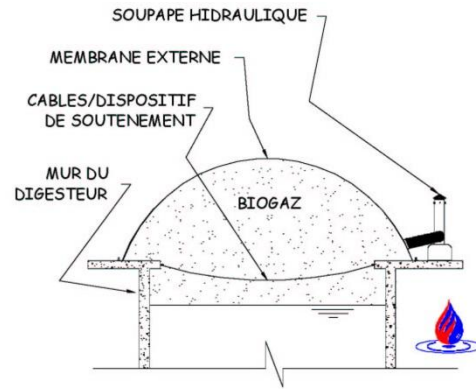
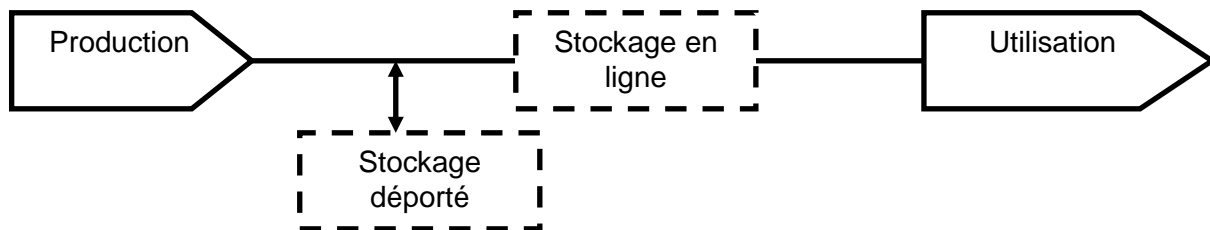


Figure 133 : Cas de l'installation d'un toit souple au-dessus du digesteur.
A gauche membrane montée sur un digesteur - Source : Arjun Energy Corporation (Inde).
A droite schéma du principe : Source Bio-ch4.com

10.2.2 Stockage spécifique

Cette façon de stocker signifie l'utilisation exclusive d'un équipement pour le stockage. Il peut être déporté par rapport à la ligne production-utilisation, ou bien directement en ligne avec elle.



Le stockage peut être à basse pression (celle du digesteur, du réseau biogaz) ou bien supérieure à celle nécessaire à l'utilisation finale, c'est-à-dire de la combustion. Par ailleurs cette pression peut-être variable ou bien constante régulée, selon l'équipement qui a été choisi.

Avant de sélectionner le type de réservoir de stockage il est important de bien prendre en compte les besoins du réseau, ainsi que les conséquences sur le procédé biogaz lors du choix de la technologie. Une mauvaise appréciation pendant l'évaluation technique peut signifier que la technologie choisie soit inadaptée aux conditions d'utilisations finales.

10.2.3 Types de stockeurs disponibles

Membrane souple

Le biogaz est tout simplement stocké dans « une poche gonflable » qui peut être faite de PEHD ou de PVC. C'est en principe la solution la plus simple et la plus économique.



Figure 134 : Ballons de stockage souples en PEHD ou sous cloche en Fibre de Verre
Sources : A gauche, Neelgiri Tarpaulin Industries (Inde) - A droite, Shenzhen Puxin Technology (Chine)

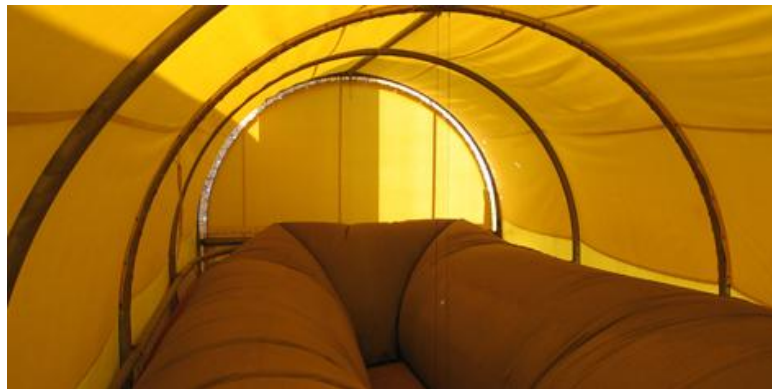


Figure 135 : Réservoirs de stockage souple type « cylindrique » - Source : Ecothane

Double membranes souples

La « poche biogaz » est placée à l'intérieur d'une seconde poche d'air dans laquelle la pression de l'air est maintenue constante. Afin de compenser selon le besoin de stocker ou de déstocker du biogaz, le volume d'air contenu dans la seconde poche est additionné par une soufflante à air, ou bien est expulsé vers l'extérieur par une vanne de registre.



Figure 136 : Gazomètre double membranes souples de 780 m³, avec vue au centre sur les deux soufflantes à air, et le registre sur sa droite – Source : Bio-CH4.com

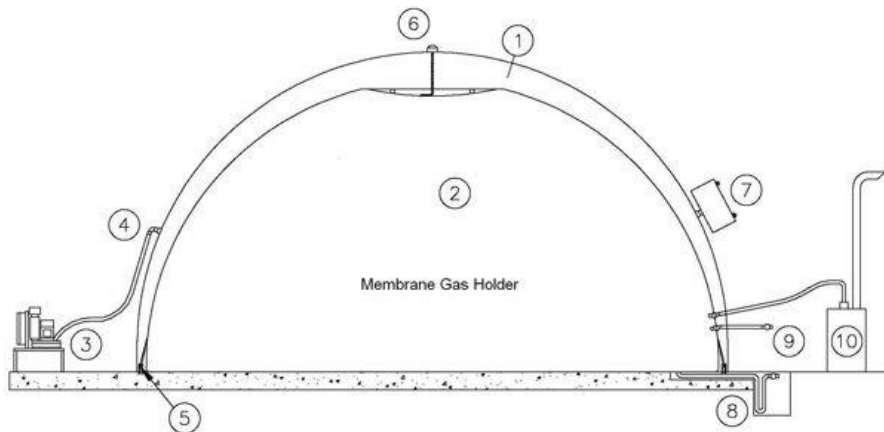


Figure 137 : Coupe d'un gazomètre double membranes

1. Poche d'air – 2. Poche biogaz – 3 & 4. Soufflante et alimentation en air – 5. Ancrage au sol – 6. Mesure du biogaz stocké – 7. Régulation pression de l'air – 8. Récupération des condensats - 9. Connexion au réseau biogaz – 10. Soupape de sécurité pour surpression du biogaz

Source : Bio-CH4.Com

L'avantage de ces stockeurs est qu'ils permettent de maintenir constante la pression du réseau biogaz entre 15 et 30 mbar. Cependant, elle est insuffisante pour la plupart des utilisations finales, ce qui n'empêchera pas l'installation par la suite de soufflantes ou de compresseurs.

Cloche

La membrane d'acier est solide, donc non flexible. Ce sont des gazomètres utilisés traditionnellement dans le stockage du gaz de ville qui sont adaptés au biogaz, généralement utilisés pour le stockage du biogaz produit par les stations d'épuration. Ils sont constitués d'une structure inférieure immobile (béton ou acier) et d'une cloche mobile à l'intérieur qui se soulève ou redescend selon le volume de biogaz stocké.

L'inconvénient principal de ces stockeurs est qu'ils travaillent à une pression variable selon la hauteur de soulèvement de la cloche, pression qui en général est supérieure à celle de la majorité des digesteurs à cause du poids de l'acier ($\text{Pression} = \frac{\text{Force due au poids (kgf)}}{\text{Surface}}$). Il est alors courant que l'ingénieur qui a sélectionné cet équipement n'ait pas pris en compte que la pression maximale admissible du digesteur ne permet pas de soulever complètement la cloche, ce qui implique une réduction importante de la capacité de stockage. Par ailleurs, la chute de pression au moment du « dégazage » au fur et à mesure de la descente de la cloche oblige l'installation de vannes de régulation de pression afin de maintenir une constance sur le réseau et principalement sur la torchère.

D'un autre côté, le fait de pouvoir travailler à une pression supérieure à celle des stockeurs évoqués précédemment permet d'utiliser la pression majeure disponible directement dans certains brûleurs, sans faire usage de soufflantes.

Il existe des gazomètres type "cloche" pour des petits et des grands volumes, en matériaux plastiques, acier, et béton/acier.



Figure 138 : Gazomètres cloche. De gauche à droite : en plastique, en acier, et en béton/acier
Sources : A gauche, Tecnovias (Brésil) – Au centre, Bio-ch4.com - A droite, Distington (Inde)
Pressurisé

Correspondant à une installation équipée d'un compresseur suivi d'un réservoir à pression. Ce procédé de stockage est très pratique lorsqu'il met en jeu des petits volumes à stocker et une utilisation vers un modeste générateur électrique (cas des petites et moyennes exploitations agricoles).

Cependant, il faut considérer l'importance de **l'élimination du H₂S et des condensats** qui pourraient nuire à l'enveloppe et aux soudures du réservoir si celui-ci n'est pas fabriqué intégralement en acier inoxydable. Ce mode de stockage est utilisé après épuration du biogaz.



Figure 139 : Réservoir de stockage du biogaz en moyenne pression - Source : Sino-German Project

Attention, pour le stockage pressurisé du biogaz, la réglementation ICPE diffère selon la masse (et donc le volume normal) stockée.

Les régimes correspondant aux différentes fourchettes de masse de gaz stocké sont présents sur le site AIDA de Ineris :

⇒ Nomenclature des ICPE : Gazomètres et réservoirs de gaz comprimés renfermant des gaz inflammables

10.3 Comparatif des alternatives de stockage

Le tableau suivant permet de comparer différents facteurs à prendre en compte lors de la sélection de la technologie.

Type	Matériaux	Volumes	Pression	Avantages	Inconvénients	Coûts
Toit digesteur	Béton	10-10.000 m ³	<100 mbar	- Economie du gazomètre	- Variation de la pression	0
Simple membrane sur digesteur	PVC, PEHD ou Caoutchouc	10-7.000 m ³	<5 mbar	- Economie du toit digesteur - Facilité de nettoyage du digesteur par le haut - Résistance à la corrosion	- Moindre résistance au poids de la neige - Pertes thermique - Durabilité inférieure au béton - Faible résistance aux impacts	+ à ++
Double membranes sur digesteur	PVC	10-7.000 m ³	<30 mbar	- Economie du toit digesteur - Facilité de nettoyage du digesteur par le haut - Résistance à la corrosion - Pression constante sur le réseau	- Durabilité inférieure au béton - Faible résistance aux impacts	++
Ballon souple de stockage	PVC, PEHD Nylon, Polyamide, ou Caoutchouc	1-500 m ³	<10 mbar	- Economique - Simplicité d'utilisation - Pas de maintenance - Absence de génie civil - Transport facile - Facilité du montage	- Faible résistance aux impacts	+
Double membranes	PVC	1-7.000 m ³	<35 mbar	- Résistance à la corrosion - Pression constante sur le réseau - Esthétique	- Besoin de génie civil - Faible résistance aux impacts	+++
Cloche	FRP, Acier, Béton/Acier	5-150.000 m ³	<200 mbar	- Robuste - Pression d'utilisation supérieure - Simplicité d'utilisation - Faible maintenance	- Pression variable - Peu pratique pour la plupart des digesteurs	+++
Réservoir Pressurisé	Acier	0,1-2m ³	<60 bar	- Robuste - Faible occupation d'espace - Simplicité d'utilisation - Faible maintenance - Pression disponible pour la réduction à la pression du brûleur	- Révision périodique certifiée	+

Tableau 16 : Avantages et inconvénients de différentes techniques de stockage - Source : Bio-CH4.com

10.4 Dimensionnement du stockage

Choisir la bonne dimension de gazomètre est l'une des questions essentielles, et parmi les plus difficiles, qui se posent à la conception de l'installation de méthanisation. Le coût de l'investissement est toujours mis en regard des revenus prévus ce qui conduit très souvent à choisir le modèle de gazomètre le plus petit possible. Ce type de réservoir couvre les besoins pour un fonctionnement du moteur avec la charge de base (installation de cogénération, etc.) et doit au moins permettre de stocker la production de gaz nécessaire en cas de réparation ou d'entretien.

Mais ce n'est pas la solution optimale. Si la capacité de stockage est insuffisante, le moteur ne peut pas alimenter de manière importante le réseau électrique au moment des pointes de consommation en matinée et en soirée. Disposer d'un gazomètre plus grand offre alors un avantage. En effet, l'arrêté du 19 mai 2011 ne prévoit pas de tarifs plus élevés pour l'injection dans le réseau au moment des pointes de consommation, mais il est possible dans certains cas de négocier avec le gestionnaire de réseau une rémunération pour l'effacement de pointe.

Les graphiques et descriptions ci-dessous illustrent ces deux types de fonctionnement.

Avec la charge de base

Le but est d'assurer le fonctionnement des entités consommatrices avec une charge importante. Leur activité ne doit pas dépendre des **fluctuations de la production de gaz** mais au contraire l'installation doit rester en pleine charge. La production excédentaire de gaz ne doit pas être brûlée mais au contraire stockée dans le réservoir pour pallier l'insuffisance de production de gaz à un moment donné. Les gazomètres ont habituellement une capacité de stockage correspondant à trois à quatre heures de production de gaz.

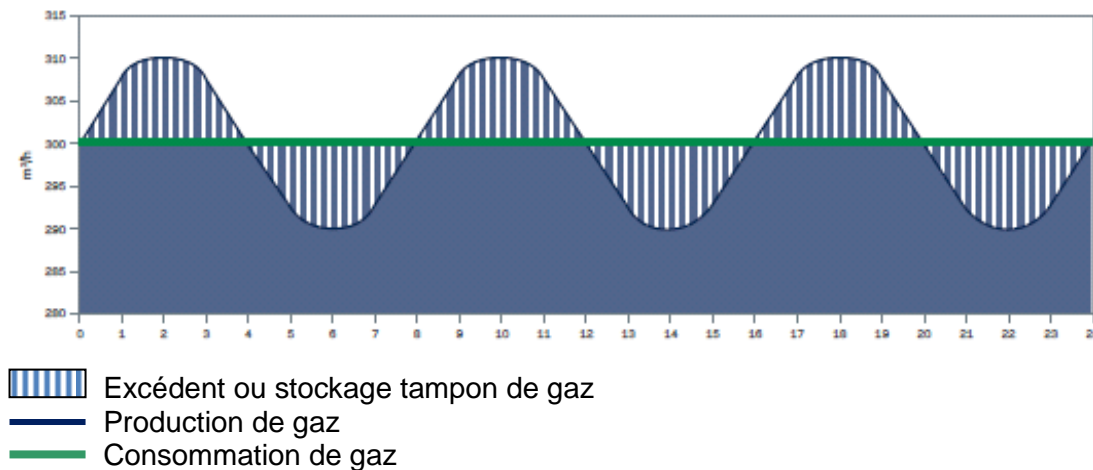


Figure 140 : Utilisation du stockage du biogaz pour pallier l'écart entre production et consommation avec charge de base - Source : Sattler

Avec une charge maximale pour les pointes

Le gazomètre permet de trouver un équilibre entre une **production de gaz continue** et une **consommation discontinue**. Une production de gaz relativement faible est stockée sur une durée plus longue pour assurer une consommation plus intensive sur une durée plus courte. Cela explique la nécessité de gazomètres plus importants.

La technologie du réservoir à membrane est intéressante non seulement du point de vue du coût d'investissement qui est normalement moins élevé, mais qui est aussi dégressif par rapport à la capacité de stockage.

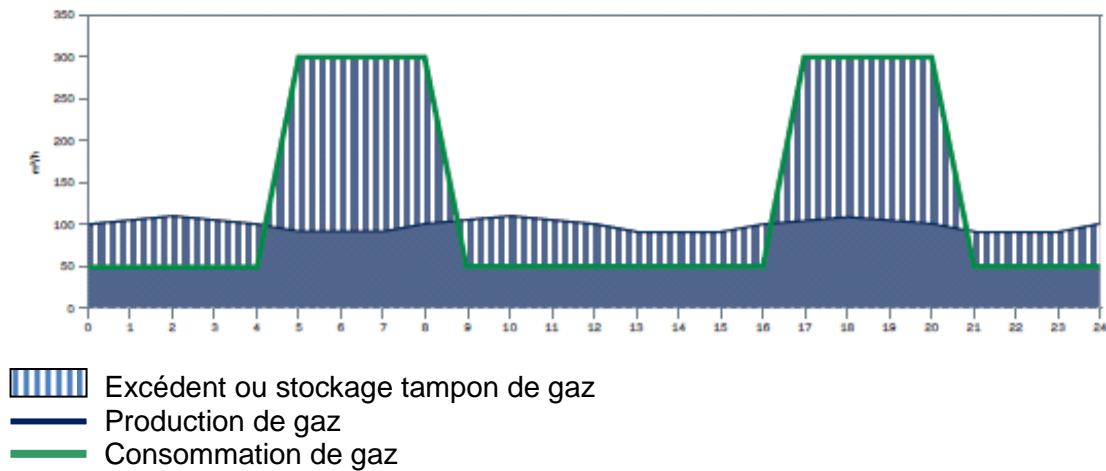


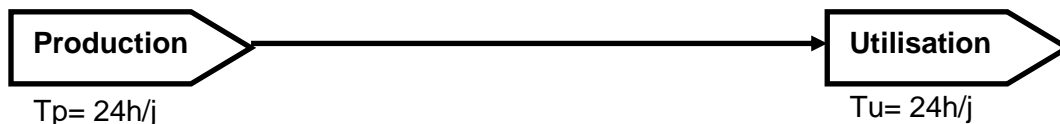
Figure 141: Utilisation du stockage du biogaz pour pallier l'écart entre production et consommation avec charge maximale pour les pointes - Source : Sattler

10.4.1 Formules pour déterminer le volume

La détermination du volume minimum à considérer se base sur quatre critères :

1. Continuité
2. Production & Charge
3. Utilisation & Décharge
4. Arrêts pour pannes & maintenance.

1. Continuité

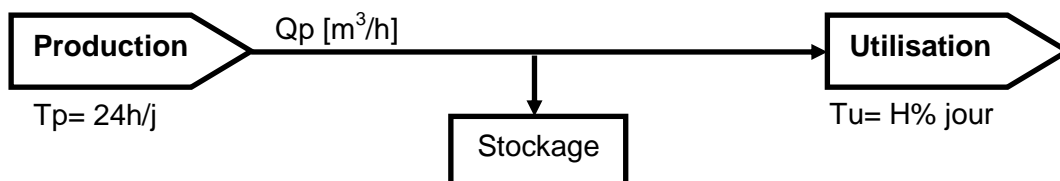


Dans le cas où il existe une continuité (ou constance) entre la production et l'utilisation, il n'y a pas besoin d'installer un gazomètre.

Le volume de stockage spécifique est alors :

$$V0 = 0.$$

2. Production & Charge

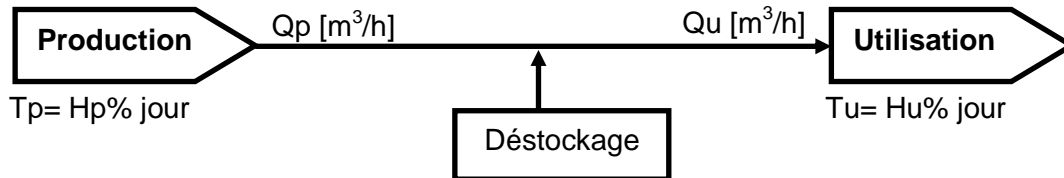


Si nous considérons une utilisation non constante et estimée à H% par jour (100% étant 24/24), tout en ayant une production continue (cas de la plupart des digesteurs), alors dans ce cas le volume de stockage spécifique est de :

$$V1 = Qp (1 - H\%) \times 24 \quad [m^3]$$

Qp étant alors le débit de production $[m^3/h]$

3. Utilisation & Décharge



Si nous considérons une production non constante et estimée à Hp% par jour (cas par exemple des digesteurs séquentiels ASBR), tout en ayant une utilisation variable Hu%, alors dans ce cas le volume du gazomètre doit permettre de décharger le temps suffisant sans interruption. Le volume de stockage spécifique est alors de :

$$V2 = (Qu \times \%Hu - Qp \times \%Hp) \times \%Hu \times 24 \quad [m^3]$$

Qu étant alors le débit d'utilisation $[m^3/h]$

4. Arrêts pour pannes & maintenance

Dans ce cas il est indispensable et raisonnable d'établir un critère sur la durée de tenue de la décharge du gazomètre en cas d'arrêt de la digestion (production). Car dans le cas extrême d'un arrêt complet de la digestion qui est un évènement à la fois rare mais aussi durable, il est impensable d'imaginer un volume de gazomètre ayant la capacité de tenir plusieurs mois jusqu'au redémarrage de la digestion !

Il faut alors se restreindre aux cas d'arrêts sur le très court terme, et donc se poser la question s'il est possible de gérer cet arrêt de production de biogaz en arrêtant simplement et occasionnellement le procédé d'utilisation, ou bien en se donnant un temps raisonnable de tenue, délais qui peut être calculé sur la base du temps nécessaire à une maintenance programmée (nettoyage d'un filtre de désulfuration par exemple).

Si alors nous considérons Ha [H] la durée d'arrêt maximale admissible, alors le volume de stockage spécifique est de :

$$V3 = Qu \times Ha \quad [m^3]$$

Facteur de sécurité

Un gazomètre ne peut jamais être totalement vidé. Par ailleurs, lorsque l'utilisateur a besoin de toute la capacité du gazomètre, il n'est pas non plus certain que ce dernier ait atteint 100% de son volume total.

C'est pour cela qu'une fois déterminé le volume minimum du gazomètre, au volume calculé, il faut alors y ajouter un facteur de sécurité Fs compris entre 10 et 20% de volume additionnel.

Résumé sur le calcul du volume

Pour résumer, le volume d'un gazomètre doit considérer les critères suivants :

$V1 = Qp (1 - H\%) \times 24$	$[m^3]$
$V2 = (Qu \times \%Hu - Qp \times \%Hp) \times \%Hu \times 24$	$[m^3]$
$V3 = Qu \times Ha$	$[m^3]$
$V = \max [V1, V2, V3] \times (1 + Fs)$	$[m^3]$
Qp étant alors le débit de production	$[m^3/h]$
Qu étant alors le débit d'utilisation	$[m^3/h]$
%Hp étant la durée journalière de production	$[\%h/j]$
%Hu étant la durée journalière d'utilisation	$[\%h/j]$
Fs étant le facteur de sécurité sur le volume	$[10 \text{ à } 20\%]$

10.5 Les contraintes externes

Selon son emplacement, le gazomètre est exposé au vent, aux différences de température et aux rayons du soleil. Pour la neige, la contrainte dépend non seulement de la localisation mais du fonctionnement de l'installation qui dégage de la chaleur au-dessus du digesteur.

10.6 Paramètres à fournir

Il est conseillé de donner au fournisseur du gazomètre les paramètres suivants :

• Pression de service	$[Pa, mbar, mmce]$
• Production journalière Qp	$[m^3/j]$
• Constance de la production %Hp	$[\%]$ ou $[h/j]$
• Production maximale instantanée	$[m^3/h]$
• Consommation journalière Qu	$[m^3/j]$
• Constance d'utilisation %Hu	$[\%]$ ou $[h/j]$
• Consommation en pointe	$[m^3/h]$
• Durée d'arrêt admissible Ha	$[h]$
• Facteur de sécurité Fs	$[\%]$
• Composition estimée	$[\% \text{ pour chaque gaz, ppm pour le } H_2S]$
• Vitesse maximale du vent	$[km/h]$

10.7 Appui à l'optimisation de la gestion du réseau de distribution de l'énergie électrique

Selon le rapport prévisionnel RTE 2012¹⁰ relatif à la distribution de l'énergie électrique en France, le réseau sera confronté à des contraintes nécessitant certains délestages. Les outils d'appui à la flexibilité de l'infrastructure électrique pour un effacement ponctuel, avec ou sans stockage de l'énergie, deviennent des équipements de premier plan pour la stratégie de distribution de l'énergie.

Lors de la réflexion sur les outils Smart Grid pour l'optimisation de l'injection des énergies intermittentes sur le réseau, on s'intéresse le plus souvent aux équipements de stockage et aux applications en électrochimie. Or, le coût global d'acquisition et de fonctionnement de ces dispositifs de type PAC ou Li-Ion sont rapidement dissuasifs pour une utilisation générale sur le réseau de distribution électrique. Un stockage de gaz semble mieux adapté aux enjeux, seul le temps de réaction est moindre par rapport aux batteries Li-Ion.

¹⁰ Disponible ici : http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_synthese_2012.pdf

La réflexion en cours a donc fait naître le démonstrateur METHALGA en Poitou, afin de disposer de capacités de stockage de gaz pour une utilisation de flexibilité d'injection de la production électrique du méthaniseur. Il s'agit d'un partenariat SECHE CEA et ERDF SRD d'une durée de trois ans dans le cadre des investissements d'avenir sur les réseaux intelligents.

Pour ce type d'utilisation Smart Grid, la production électrique par utilisation du gaz de méthanisation doit atteindre une quantité suffisante de l'ordre de **600 à 1 000 KVA** de puissance cumulée. Il peut s'agir, comme cela est le cas en Angleterre, d'un regroupement de petites unités de méthanisation pilotées par un contrôle à distance, et apportant leur régulation au gestionnaire du réseau électrique.

L'application de gestion différée de l'énergie sera à initier lors de la conception de l'unité au stade des plans avant soumission des dossiers d'autorisation. En effet, il sera obligatoire de disposer de volumes de stockage plus importants et d'établir une supervision intelligente pour tous les paramètres de l'exploitation.

Ces deux aspects conduiront en résumé à :

- Concevoir un réservoir de stockage de volume de **30 à 40%** plus grand ;
- Choisir une unité de conversion de puissance de **20 à 30%** supérieure ;
- Disposer d'automates et de capteurs pour alimenter un monitoring opérationnel disposant d'une liaison à distance avec le poste source du réseau de distribution.

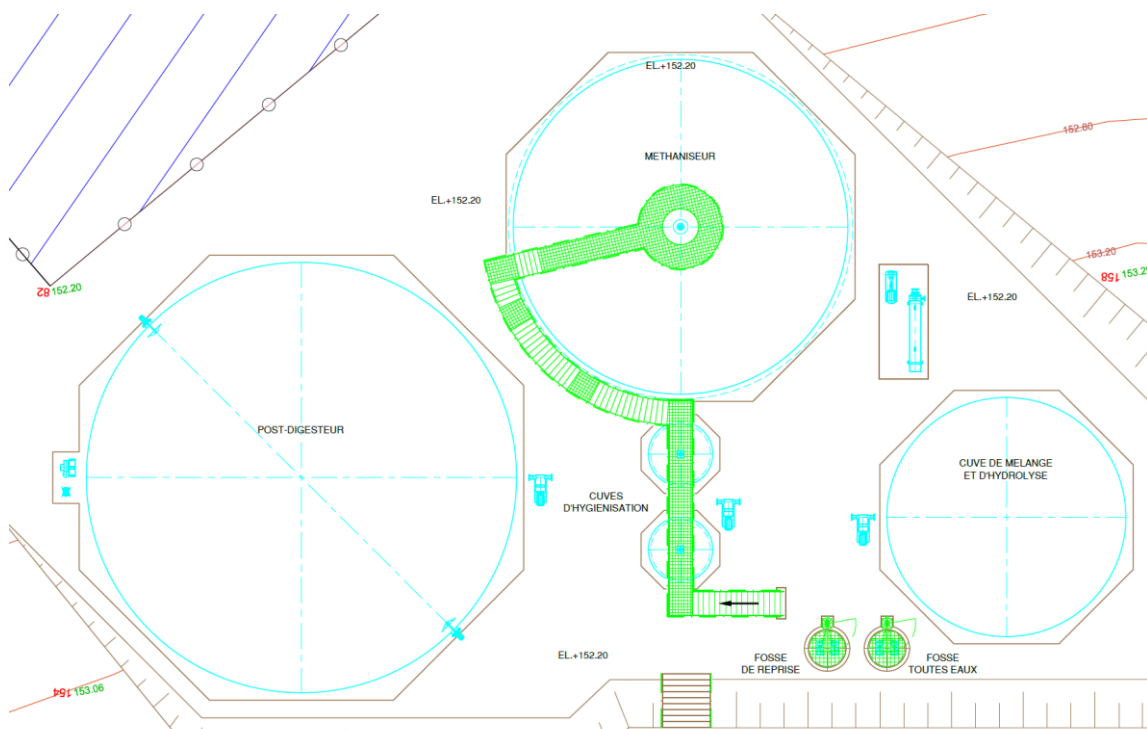


Figure 142 : Mise en œuvre du stockage du biogaz et de l'automate de contrôle pour l'appui au réseau de distribution de l'électricité - Source : Sèche Environnement

11 Choix du mode de valorisation du biogaz

Actuellement, **six modes de valorisation du biogaz** peuvent être envisagés en France :

- la production de chaleur seule ;
- la production d'électricité seule ;
- la cogénération (production conjointe de chaleur et d'électricité) ;
- la transformation en biocarburant pour des flottes de véhicules ;
- la transformation en biométhane pour l'injection en réseau de gaz naturel ;
- la trigénération (production conjointe de chaleur, d'électricité et de froid) ;
- la double valorisation cogénération et biométhane.

Valorisation en chaleur seule

Cette solution fut longtemps l'unique mode de valorisation du biogaz. Une chaudière brûle le biogaz, parfois mélangé à du fioul ou du gaz naturel, en produisant de l'eau chaude ou de la vapeur d'eau. Elle ne sera utilisée que dans le cas de l'existence d'un débouché chaleur évident et d'autant plus pertinent que le besoin est continu tout au long de l'année.

Le biogaz peut également servir à alimenter des fours pour les procédés industriels. Il pourra alors dans certains cas être épuré en biométhane pour s'adapter aux installations existantes.

Voir partie 11.1 Valorisation en chaleur seule page 163.

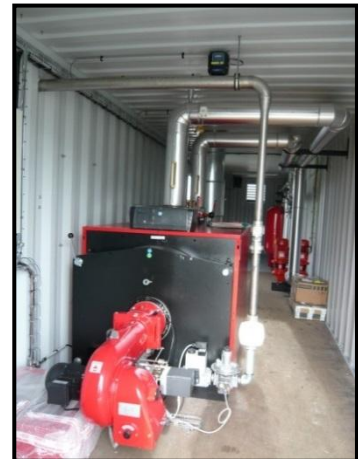


Figure 143 : Chaudière biogaz de 1MW fournie dans son conteneur - Source : AEROE

Valorisation en électricité seule

Cette solution est mise en œuvre au niveau des sites n'ayant aucun moyen de valoriser la chaleur, notamment la plupart des décharges (ISDND). Un moteur à gaz (moteur à explosion) ou une turbine à gaz produit du mouvement mécanique transformé en électricité par un alternateur. L'électricité est vendue à EDF via un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans. Cependant, ces systèmes ont des rendements allant de **25 à 42 %**. Ainsi, entre **58 et 75 %** de l'énergie est perdue sous forme de chaleur. Des turbines ORC ou moteurs Stirling peuvent utiliser une partie de la chaleur pour produire de l'électricité supplémentaire. Les rendements de ces équipements étant faibles (autour de 15%), il est souvent préférable d'identifier un débouché pour l'utilisation de la chaleur (Voir partie "14 Débouché chaleur page 223").

Cogénération

La cogénération utilise exactement la même technique que la valorisation en électricité seule, mais récupère une grande partie de la chaleur produite. La chaleur est récupérée grâce à des échangeurs au niveau du circuit de refroidissement pour les moteurs à gaz, et au niveau des fumées pour les turbines et les moteurs à gaz, même si pour ces derniers ce n'est malheureusement pas toujours le cas. (Voir partie "11.2 Cogénération page 164")

Trigénération

Actuellement peu utilisée, cette technique utilise une partie de la chaleur produite grâce à la cogénération par absorption pour produire du froid par absorption.

Injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel

L'injection dans le réseau de gaz naturel est possible en France depuis novembre 2011 (hormis pour l'instant pour le biométhane issu de boues de STEP). De manière encore plus stricte que pour le biométhane carburant, ce mode de valorisation nécessite un traitement complet du biogaz, afin qu'il respecte les prescriptions techniques des opérateurs de réseau (Voir partie "11.3 Injection de biométhane au réseau de gaz naturel page 171").

Biométhane carburant

Ce mode de valorisation nécessite un traitement de tous les composants du biogaz, de telle manière qu'il soit comparable au gaz naturel. Le biométhane doit alors être stocké, pour alimenter des véhicules roulant au GNV (Gaz Naturel Véhicule). Ce mode de valorisation, nécessitant de lourds investissements est tout juste en développement. Le Centre de Valorisation Organique de Lille Métropole, l'ISDND de Claye-Souilly, la station d'épuration de Marquette-lez-Lille et la décharge de Trifyl l'ont notamment mis en œuvre. Par contre cette technique est couramment utilisée dans les pays voisins : Suède, Allemagne, Autriche, Suisse... Voir partie "11.4 Biométhane carburant page 178")

Double valorisation cogénération et biométhane

La double valorisation cogénération et biométhane nécessite plus d'investissements, mais permet plus de flexibilité par rapport au débouché chaleur. Elle permet également de ne pas détourner de biogaz en chaudière pour chauffer le digesteur.

L'arrêté légiférant cette possibilité devrait sortir début 2013.

Choix du mode de valorisation

Le choix entre les différents modes de valorisation est en partie déterminé par les besoins énergétiques dans les alentours de l'installation. Ainsi, la cogénération sera surtout adaptée si un besoin de chaleur existe. La production de chaleur seule sera adaptée si les besoins en chaleur sont importants, mais même dans ce cas la cogénération pourra être plus intéressante à partir du moment où la production d'électricité rentabilise les investissements supplémentaires.

L'épuration en biométhane nécessite également plus d'investissements qui peuvent être rapidement rentabilisés. Le biométhane produit pourra alors être injecté au réseau s'il existe un réseau de distribution ou de transport de gaz suffisant à proximité pour absorber la production. Il pourra dans le cas contraire être valorisé en biométhane carburant, après création d'équipements nécessaires à la recharge des véhicules et dans le cas de l'existence ou de la possibilité de création d'une flotte de véhicules adaptés.

Avant toute décision, il est très souvent impératif d'avoir une estimation des conditions de raccordement au réseau électrique, ainsi que de transport et de distribution de gaz naturel (sauf peut-être pour les installations de petite puissance, les coûts fixes des équipements nécessaires à l'injection étant considérables).

Chaque projet étant unique, le mode le plus rentable sera choisi. En outre, le débit de biogaz doit être optimisé pour s'assurer que les équipements de valorisation présentent le meilleur rendement possible.

11.1 Valorisation en chaleur seule

Pour les chaudières biogaz mixtes, des problèmes de pression de gaz entraînent souvent des dysfonctionnements. Le dimensionnement du compresseur est donc essentiel.

Chaudière ou cogénération ?

Même si les besoins en chaleur à proximité sont importants, la cogénération peut être plus intéressante, généralement à partir de **250 kW_e**, puisque l'électricité produite est vendue beaucoup plus chère que le prix des combustibles fossiles et de l'électricité achetée. De plus, si un besoin de chaleur existe, la prime d'efficacité énergétique aura de grandes chances d'être maximale.

Ainsi, le prix TTC pour les entreprises au 15 Juillet 2012 du gaz naturel est d'environ **5-6 c€/kWh PCI**. Il est proche de **9 c€/kWh PCI** pour le fuel lourd. En comparaison, l'électricité produite par les installations de méthanisation sera vendue pour les demande de contrat d'achat effectuées en 2012 entre **11,5 c€/kWh** et **20,51 c€/kWh**, suivant la taille de l'installation, le pourcentage d'effluents agricoles traités, et l'efficacité énergétique.

Les coûts sont à corriger avec les rendements PCI des équipements, compris entre **70%** pour les chaudières les moins efficaces, et **109%** pour les chaudières à condensation. Ce rendement est supérieur à 100%, puisqu'elles récupèrent l'énergie latente de vaporisation de l'eau. L'écart entre PCI et PCS est donc également à prendre en compte. Le rendement PCI (au sens de l'efficacité énergétique: électricité + chaleur) des cogénérations peut varier de **50% à 70%**.

Donc, tant que les coûts supérieurs d'investissement et de maintenance de la cogénération sont rentabilisés, la cogénération est plus intéressante que la chaudière. De plus, comme expliqué dans l'introduction, il est préférable de produire de l'électricité lorsqu'il y a des besoins en chaleur, si les régimes de température de la chaleur de cogénération sont concordants avec les besoins. (Voir partie "[1.3 L'efficacité énergétique, en quoi cela consiste ?](#)")

➤ **Stations d'épuration** : Le biogaz peut être utilisé pour la production de boues déshydratées. Il peut également servir pour le traitement des jus en four d'incinération, pour le traitement des odeurs et la sécurité du personnel. Ce système requiert une alimentation en combustible continue. Ces solutions permettent la réduction des consommations de gaz naturel, lorsque l'équipement de cogénération est saturé. La possibilité d'orienter le débit de biogaz vers différentes utilisations en réduisant la consommation de gaz naturel permet une grande flexibilité du système de valorisation.

Biométhane pour la production de chaleur

Le développement des techniques d'épuration et de suivi qualitatif des analyseurs de gaz pour l'injection au réseau permet d'installer dans un site industriel consommateur de gaz un épurateur central sur flux de biogaz pour une alimentation sur l'installation existante. Cette utilisation par épuration centrale sur site concerne des débits de l'ordre de **400 Nm³/h** de biogaz. Ces solutions sont retenues car elles évitent les investissements nécessaires à l'adaptation au biogaz en brûleurs biénergie, évitant ainsi les changements d'acclimatation et les arrêts de l'exploitation des lignes modifiées.

Si la capacité de production de biométhane est toujours inférieure aux besoins en gaz naturel du site, l'investissement pour les équipements d'injection au réseau sera économiquement aberrant. En revanche, si la production instantanée de biométhane est régulièrement supérieure aux besoins, il faudra réaliser une étude technico-économique pour

arrêter un choix entre équipements de stockage du biométhane et équipements d'injection, le réseau pouvant permettre d'absorber la production excédentaire de biogaz.

Les tarifs d'achat du biométhane sont supérieurs au prix du gaz naturel pour permettre de rentabiliser l'investissement dans le matériel d'épuration. Il n'est alors pas étonnant que certains sites utilisent l'injection pour rentabiliser leur investissement, même si celle-ci n'est pas nécessaire. Il pourrait alors être intéressant d'envisager un dispositif de soutien permettant d'éviter ces surcoûts inutiles.

11.2 Cogénération

Pour la production d'électricité (cogénération ou non), plusieurs technologies existent

- Les moteurs biogaz
- Les turbines et micro turbines biogaz
- Les moteurs duals fuels (biogaz + gaz naturel ou biogaz + fuel)

Il faut veiller à l'adéquation entre la production prévue de biogaz (type de biogaz, saisonnalité...) et la centrale (choix, dimensionnement) pour valoriser un maximum de biogaz.

Quelques conseils de base :

- Avant d'arrêter un choix, il est recommandé de faire une analyse comparative entre plusieurs équipements de cogénération. Pour les moteurs, le rendement par puissance diffère suivant les constructeurs, tout comme le rendement par taux de charge ;
- Le rendement électrique des équipements de cogénération est à comparer net d'auxiliaires (compresseurs, circuit de refroidissement...);
- Choisir un équipement dont la plage de fonctionnement (en général 50 à 100% du nominal) soit plus ou moins centrée sur le débit moyen de biogaz attendu, de sorte à pouvoir absorber les pics et les creux de production. Ainsi, la centrale ne s'arrêtera pas et le biogaz ne sera pas torché. En revanche, les rendements varieront (ils sont inversement proportionnels au taux de charge de la centrale) ;
- Il est parfois préférable de choisir deux équipements de capacité moyenne plutôt qu'un seul équipement de grande capacité, ce qui permet de moduler le débit de biogaz si les variations sont trop importantes.

11.2.1 Moteurs à gaz

Les moteurs à gaz fonctionnent comme des moteurs de voiture, par explosions entraînant des pistons, faisant tourner un axe. Les moteurs biogaz présentent des rendements élevés (35-42%), mais doivent idéalement fonctionner à 100% de leur capacité. En effet, le rendement chute très rapidement en cas d'utilisation en charge partielle, et le moteur cesse généralement de fonctionner en dessous de 50% de taux de charge. L'utilisation de ce type de moteur requiert une bonne gestion de l'huile, et une maintenance relativement complexe. La récupération de chaleur pour la cogénération se fait au niveau du refroidissement moteur, et éventuellement au niveau des fumées.



Figure 144 : Moteurs de cogénération fonctionnant au biogaz de décharge
Source : AEROE

Le coût d'investissement d'une cogénération par moteur à gaz est compris entre **1 500 et 2 000 €/kW_{él.}**. Les coûts de maintenance sont compris entre **15 et 25 €/MWh**.

Une liste des équipements de cogénération par moteur à gaz indiquant les rendements nominaux est disponible sur le site **Cogénération biomasse en Rhône-Alpes** (attention à considérer le rendement à charge partielle).

⇒ [Site cogénération biomasse en Rhone-Alpes](#)

11.2.2 Turbines et micro turbines

Le biogaz est comprimé (4,5 à 5 bars pour les micro-turbines, et jusqu'à 45 bars pour les turbines), puis brûlé en continu dans une chambre de combustion. Il est ensuite détendu dans une turbine, produisant un couple. Le rendement des turbines (**26-33%** pour les micro-turbines, **30-35%** pour les turbines de grande puissance) est inférieur à celui des moteurs à gaz. Cependant, contrairement aux moteurs à gaz, le rendement est peu sensible à la quantité et à la qualité de biogaz produit, et peut fonctionner à charge réduite (inférieure à 50%). De plus, la durée de vie de cette technologie est importante, et les coûts de maintenance relativement faibles comparés aux moteurs à gaz. Enfin, les émissions sont moindres, et le bruit faible. Ce système ne requiert pas d'huile, et la chaleur est entièrement produite au niveau des fumées.



Figure 145 : microturbines fonctionnant au biogaz de décharge

Le coût d'investissement pour une cogénération par micro turbines est d'environ **2 000 €/kW_{él.}**.

Les coûts de maintenance sont compris entre **10 et 15 €/MWh**.

11.2.3 Moteurs dual fuel

Les moteurs duals fuels permettent une légère augmentation de la puissance en brûlant le biogaz conjointement avec un autre combustible (gaz naturel ou fuel). **La proportion de carburant complémentaire ne doit pas dépasser 20% de l'énergie électrique produite pour les installations valorisant des ordures ménagères, et 15 % de l'énergie primaire entrant dans le moteur pour les autres** en moyenne annuelle (Voir partie "[2.2 Calcul de l'efficacité énergétique V](#)").

Cette technologie requiert des coûts de maintenance très élevés, engendre des émissions d'échappement élevées qui peuvent se retrouver hors normes, et est très sensible à la qualité du biogaz valorisé. De plus, sa durée de vie est courte (5 ans). Cette technologie est donc rarement intéressante, hormis pour certaines installations à la ferme. Elle offre en revanche une souplesse de fonctionnement supplémentaire pour faire fonctionner le moteur à pleine charge, lorsque la production de biogaz baisse.

11.2.4 Choix et dimensionnement

Le tableau suivant résume les avantages et inconvénients des différentes technologies

Technologie	Rendement électrique	Avantages	Inconvénients
Moteurs biogaz	35-42%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rendements importants, surtout sur les grandes puissances (>500kWél) ➤ Technologie connue, nombreuses équipes habilitées aux cogénérations gaz naturel ➤ Longue durée de vie si révisions générales régulières réalisées 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gestion de l'huile et importance du traitement du biogaz ➤ Complexité de la maintenance ➤ Pertes de rendement importantes en cas de fonctionnement en charge partielle ➤ Fonctionnement difficile en dessous de 50% de taux de charge ➤ Emissions à contrôler en cas de demande stricte de la DRIRE/DREAL
Turbines et microturbines à gaz	Microturbines (30 – 200 kW) : 26-33% Turbines (1 - 300 MW): 30-35%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Absence d'huile ou de liquide de refroidissement ➤ Chaleur concentrée dans les fumées ➤ Simplicité et faible coût de conduite et maintenance, disponibilité importante et longue durée de vie ➤ Flexibilité sur les qualités et quantités de biogaz ➤ Qualité des émissions de fumées et bruits ➤ Chaleur à haut niveau de température 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Rendements électriques relativement faibles ➤ Investissement plus important ➤ Besoin de compression du biogaz
Moteurs dual fuel	30-45%	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Technologie fiable issue de la technologie du moteur diesel ➤ Rendements électriques élevés, même pour de petites puissances 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Faible durée de vie (5ans) ➤ Coûts de maintenance très élevés ➤ Emissions d'échappements élevées (risque de non-respect des normes) ➤ Sensibilité à la qualité du biogaz

Tableau 17 : Avantages et inconvénients des différentes technologies de cogénération Source : Verdesis

Choix du type d'équipement

Par son rendement élevé, le moteur à gaz est à privilégier. Cependant, il est nécessaire de le faire fonctionner le plus possible à 100% de sa capacité. En cas de besoin de vapeur, ou si des fluctuations de qualité et de quantité de biogaz sont à prévoir, la turbine pourra être préférable.

Si la qualité et le débit de production de biogaz varient beaucoup, la microturbine peut être une meilleure solution. Il est également possible de prévoir un moteur à gaz fonctionnant à 100% lorsque la production de biogaz est minimale, et une microturbine démarrant lorsque la production de biogaz est plus importante.

Un gazomètre permet un léger stockage tampon du biogaz, mais cela n'est pas toujours suffisant. Ainsi, l'utilisation de plusieurs petits moteurs au lieu d'un seul gros peut permettre de moduler la puissance. Par exemple, un moteur d'une puissance égale à 1/3 de la puissance maximale, couplé avec un moteur d'une puissance de 2/3, permet le fonctionnement à 100% de la capacité pour une production de biogaz de 33%, 67% et 100%.

De plus, installer plusieurs modules permet de ne pas torcher trop de biogaz lors des périodes de maintenance, celles-ci pouvant se faire de manières décalées suivant les modules.

Pour arrêter un choix définitif, il faut envisager diverses hypothèses, en simulant la production électrique assurée par un seul ou plusieurs moteurs et turbines à gaz, pour les périodes de production minimale de biogaz, de production maximale et moyenne. Le scénario qui assure les revenus les plus importants en toutes circonstances sera validé.

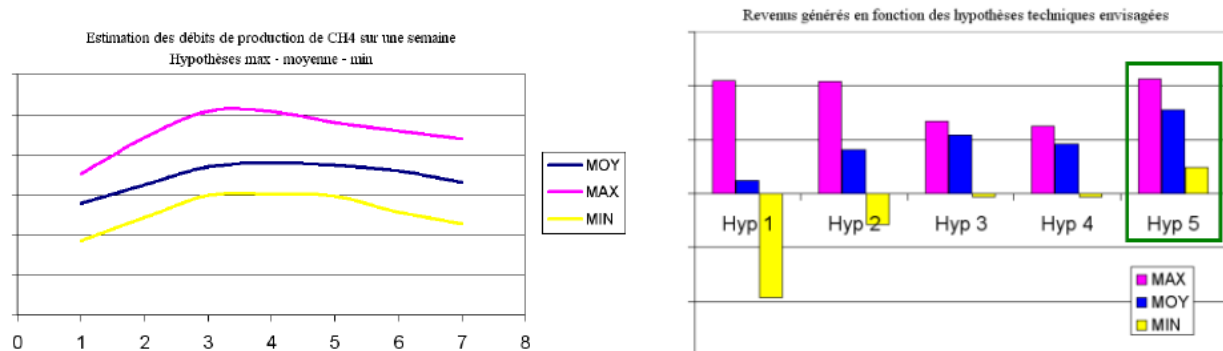


Figure 146 : Etude technico-économique pour le choix des équipements de cogénération
Source : Verdesis

Si une évolution de la quantité de déchets traités est à prévoir, les modules de cogénération peuvent être installés au fur et à mesure. Le choix de l'équipement supplémentaire se fera par rapport à la différence entre le débit de biogaz produit, ce qui peut être valorisé par les équipements déjà installés, et la dispersion de cette différence. Il est préférable dans ce cas d'anticiper la puissance d'injection maximale sur la durée d'exploitation de l'installation, afin de ne pas multiplier les coûts de raccordement.

11.2.5 Production d'électricité / énergie mécanique

Les moteurs ou turbines produisent une énergie mécanique sous forme de couple qui peut être directement utilisée pour certains procédés industriels, comme le moudrage.

Le couple mécanique produit est dans la majorité des cas transformé en courant alternatif grâce à un alternateur, et injecté sur le réseau de distribution de l'électricité.

11.2.6 Production de chaleur

Prévoir sa production de chaleur

La production thermique (exprimée en MWh/an) est généralement continue et lissée sur l'année (fonction de la courbe de production de biogaz).

Sur un moteur, la thermie est issue des trois circuits primaires huile, refroidissement, et fumées d'échappement. Elle est généralement récupérée en un seul point sous forme d'eau chaude à 90°C en sortie (70°C retour).

A noter que si les besoins le nécessitent, il est possible de récupérer la thermie des fumées qui sortent entre 300 et 500°C via une génératrice de vapeur. Cette solution est toutefois plus compliquée à exploiter et le rendement vapeur est moins bon que le rendement eau chaude.

Sur certaines turbines, il n'y a ni huile ni refroidissement et la thermie est issue uniquement des fumées d'échappement (à 300°C et sont en quantité plus importante que pour les moteurs (apport important d'air dans la chambre de combustion)).

La température des fumées doit être abaissée à 150-180°C. En dessous, les émissions de NO_x et de SO_x sont à craindre. De plus, une température plus basse entraînerait une détérioration des échangeurs et une baisse de leur durée de vie, à cause de la condensation de produits corrosifs.

Les fumées peuvent être directement utilisées dans certains fours, ce qui permet d'économiser les échangeurs et quelques pertes thermiques.

La fumée des turbines est moins chaude que celle des moteurs car elle est « diluée » par l'air.

Si on veut produire de la vapeur, on peut le faire à 100% en valorisant toute la thermie des turbines alors que sur un moteur, il y aura toujours une partie d'eau chaude (issue du circuit de refroidissement) à basse température, non utilisable pour la production de vapeur. Il est possible d'utiliser une partie de cette chaleur pour préchauffer l'eau à transformer en vapeur, mais il restera une partie de la chaleur non utilisable pour la vapeur.

Il est recommandé d'éviter la multiplication des circuits thermiques (échangeurs en série), afin de ne pas accumuler les pertes.

Opération et maintenance des équipements de valorisation thermique

En prévention, sur les échangeurs:

- Utiliser de l'eau adoucie ;
- En hiver, prévenir le risque de casse dû au gel en utilisant du glycol à la place de l'eau adoucie ;
- Nettoyer régulièrement les échangeurs.

Prévoir sa thermie disponible

Les besoins thermiques des digesteurs sont prioritaires sur les autres formes possibles de valorisation. Ils sont continus et généralement lissés sur l'année (aux variations saisonnières près), mais avec des pics possibles s'il y a des pré- ou post- traitements spécifiques.

Pour prévoir sa thermie disponible, il faut déduire l'autoconsommation de sa production de chaleur (Voir partie "[5. Consommation thermiques du process de méthanisation](#)").

11.2.7 Module vapeur d'un équipement de cogénération

La vapeur étant produite grâce à l'énergie haute température des fumées, elle représente moins de **40%** de l'énergie thermique valorisable dans le cas des moteurs à gaz. La production de vapeur devient généralement intéressante à partir de **500 kg/h**. L'énergie de

refroidissement du moteur peut être utilisée pour le préchauffage de l'eau à vaporiser, mais ce n'est pas possible en cas de récupération des condensats.

Le module vapeur est un échangeur de chaleur entre les fumées et l'eau/vapeur.

En cas de mauvaise adéquation entre la production et les besoins, le stockage de vapeur est impossible, contrairement au stockage de l'eau chaude.

Attention : Le débit de vapeur est très souvent mesuré en kg. Il s'agit d'un débit horaire, donc mesuré en kg/h.

La quantité d'énergie qui peut être récupérée sur les fumées est donnée par la formule suivante :

$$Q = m \times C_p \times (T_f - T_i)$$

Débit de fumées (m)

Pour les gaz d'échappement, on calcule la quantité d'énergie pour une quantité de fumée produite. Généralement, les fiches techniques des moteurs de cogénération fournissent les débits horaires de gaz d'échappement ainsi que la température des fumées.

Cp des fumées

Pour une composition donnée de fumée (proportions de CO₂ et vapeur d'eau), il est possible de calculer le Cp des fumées. En général, on utilise un Cp égal à **0,26 kW/kg¹¹**.

Delta T (Tf – Ti)

Les fumées sortent à une température très élevée, de l'ordre de **500°C**. Il est possible de refroidir les fumées à une température minimale de **150°C**, pas moins. En dessous de cette température, des condensats contenant des acides (sulfurique, chlorhydrique, fluorhydrique) se forment et risquent de corroder les canalisations. La température T_f de la vapeur est fixée par la température T_f des fumées. L'échangeur peut tolérer un delta de **10°C** entre ces deux températures. En dessous, l'échangeur à installer est un équipement extrêmement précis et coûte très cher. Ainsi, pour produire une vapeur à **180°C**, les fumées sont refroidies à **190°C**.

Traitement préalable de l'eau

L'eau destinée à produire de la vapeur doit être préparée en amont afin d'éviter les phénomènes de corrosion dus aux condensats dans les canalisations.

Le traitement a pour objectifs de limiter les concentrations en minéraux, d'en éliminer les plus nocifs et en particulier les alcalino-terreux et de bloquer ou limiter l'action des gaz.

Les traitements fondamentaux sont :

- une élimination des MES véhiculées par l'eau ;
- une déminéralisation plus ou moins poussée en fonction du taux de concentration admissible.

Les filières d'épuration feront appel à :

- une élimination des matières en suspension par floculation ou/et filtration ;
- une élimination des minéraux par précipitation et/ou par échange d'ions.

D'autre part un traitement thermique de l'eau d'appoint est nécessaire pour :

- amener l'eau à une température acceptable en entrée de générateur ;
- éliminer naturellement les gaz dissous (étape de dégazage).

¹¹ 0,26 kW/(kg/h)/°C

Schéma de production de vapeur

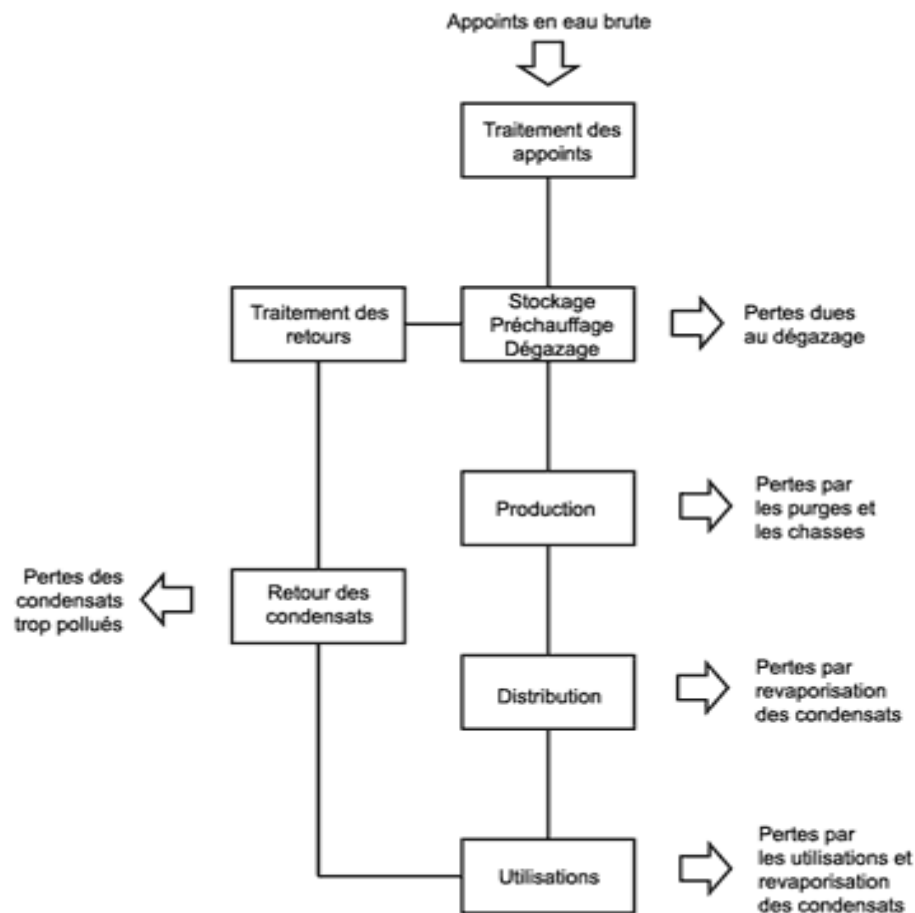


Figure 147 : Schéma de production de vapeur - Source : Naskeo Environnement

Étapes pour comparer besoin et vapeur disponible

- 1) Définir les besoins vapeur : débit, caractéristiques, périodes de fonctionnement
- 2) Calculer la puissance nécessaire pour couvrir les besoins vapeur
- 3) Calculer la puissance récupérable sur les fumées du moteur, grâce à sa fiche technique (débit, T fumées)
- 4) Définir le pourcentage de couverture des besoins

11.3 Injection de biométhane au réseau de gaz naturel

En France, il existe deux types d'acheminement du gaz naturel : le réseau de transport et de distribution.

- Le réseau de transport du gaz est géré par deux organismes : GRTgaz (Gestionnaire du Réseau de Transport du gaz) et TIGF (Total Infrastructures Gaz France). Cette double gestion est essentiellement géographique puisque TIGF, filiale de Total, gère le quart sud-ouest de la France et GRTgaz, filiale de GDF Suez, gère le reste du réseau. Ces réseaux, opérant sous haute pression (Figure 148) permettent :
 - l'entrée du gaz naturel importé par canalisation de Norvège, des Pays-Bas ou de la Russie ;
 - l'entrée de gaz naturel liquéfié en provenance de l'Afrique (Nigéria, Algérie, Egypte, Qatar...) aux terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne (44) et Fos-sur-Mer (13) ;
 - la sortie du gaz naturel exporté par canalisation vers l'Espagne et l'Italie (TIGF),
 - l'acheminement principal du gaz naturel des points d'entrée vers le réseau de distribution.
- Le réseau de distribution alimenté par le réseau de transport permet l'acheminement du gaz naturel des artères de transport vers les points de consommation. Le raccordement entre les deux réseaux se fait par l'intermédiaire de postes de détente qui abaissent la pression suivant plusieurs gammes (Tableau 18). Ces réseaux sont gérés à 95% par GrDF (Gaz Réseau Distribution France) et à 5% par des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Depuis l'ouverture du marché du gaz naturel aux entreprises en 2004, une vingtaine d'ELD gèrent la distribution du gaz naturel sur des zones géographiques définies.



Figure 148 : Carte du réseau de transport gazier français
Source : site Biométhane Carburant Info, Club Biogaz

Type de réseau		Pression (bar)	
Réseau de transport		40 - 70 (max. 95)	
Réseau de distribution	Réseau moyenne pression	MPC	4 – 25
		MPB	0,4 – 4
		MPA	0,05 - 0,4
	Réseau basse pression		> 0,05

Tableau 18 : Gammes de pression du réseau de transport et de distribution –
Source : Laura Sarperi, S3D

Pour se raccorder au réseau, la distribution de biométhane passe par différentes étapes : le contrôle puis la distribution, qui comprend le raccordement et l'injection (Figure 149).

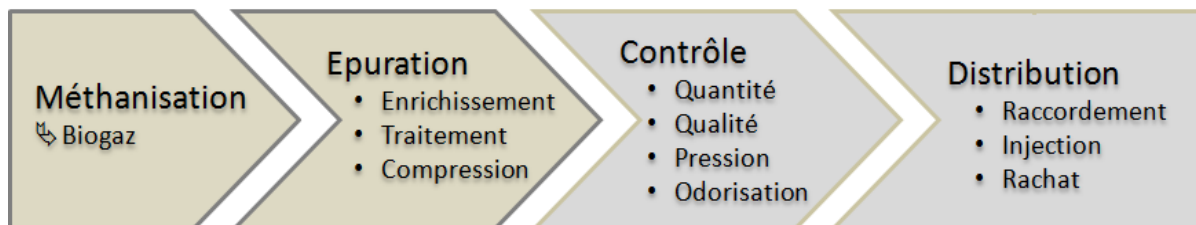


Figure 149 : Les étapes de l'injection du biométhane sur le réseau – Source : Laura Sarperi, S3D

11.3.1 Le contrôle

La pressurisation

En fonction de sa situation géographique (Tableau 18), le biométhane doit être comprimé à l'aide d'un compresseur pour atteindre la pression du réseau auquel il se raccorde. Dans certains cas, la compression du gaz peut avoir lieu après acheminement. Cette réflexion est à mener avec le gestionnaire du réseau (de distribution ou de transport) mais sa mise en place est de la responsabilité du producteur.

L'odorisation

Conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 et au cahier des charges AFG RSDG 10 «odorisation du gaz distribué» qui lui est associé, « le gaz distribué doit posséder une odeur suffisamment caractéristique pour que les fuites soient immédiatement perceptibles à l'odorat ». Il en est de même pour le biométhane. Cette opération est assurée par l'injection de THT, TétraHydroThiophène, qui est l'odorisant conforme à la norme NF EN ISO 13 734. Le système d'odorisation doit permettre d'assurer une teneur en THT de l'ordre de **25 mg/Nm³** avec une tolérance comprise entre **15 et 40 mg/Nm³** sur toute la plage de débit de biogaz. Cette opération est de la responsabilité du gestionnaire.

Le contrôle de la qualité

Comme présentée dans la partie épuration (Figure 148), l'injection sur le réseau fait l'objet de spécifications techniques concernant la qualité du gaz et notamment le PCS (ou indice de Wobbe), la teneur en eau, H₂S et THT. La mesure de la composition du biométhane avant injection est de la responsabilité du gestionnaire. Contrôlée en continu, une non-conformité qualitative entraîne l'arrêt de l'injection.

11.3.2 Le raccordement au réseau

Il s'agit de l'étape d'acheminement du biométhane depuis le point de production du biométhane vers le poste d'injection situé à proximité du réseau de transport ou distribution. Les modalités de génie civil sont fixées par un « contrat de raccordement » avec le gestionnaire du réseau. Les canalisations sont réalisées par le gestionnaire mais sont à la charge du producteur de biométhane. En 2010, le coût d'un tel ouvrage était estimé autour de **9 000 €/an par km de canalisation**.

11.3.3 L'injection

Le poste d'injection (Figure 150) est la dernière étape de l'injection du biométhane dans le réseau. Il permet de :

- sécuriser l'opération par des systèmes de filtres, de vannes et clapets ;
- réguler le débit par un détendeur-régulateur de pression qui abaisse la pression du gaz en fonction de la capacité du réseau à absorber le biométhane au point d'injection ;
- compter la quantité de biométhane injecté via un compteur à turbine ou à pistons rotatifs en fonction des quantités. Un ensemble de conversion (P,T,Z) avec ses capteurs est également nécessaire compte tenu des variations possibles de pression pour calculer le volume aux conditions de base (1,01325 bar et 0°C). Un système de transmission des données peut aussi être ajouté (à définir avec GrDF).

Le système complet est obligatoire pour tous les projets d'injection sur le réseau et est à la charge du producteur de biométhane. Cependant, il peut en être propriétaire (sous contrat avec GRTgaz) ou locataire (sous contrat avec GrDF). Un contrat d'injection établi pour une durée de 5 ans permet de fixer les conditions de fonctionnement et le coût d'un tel poste.

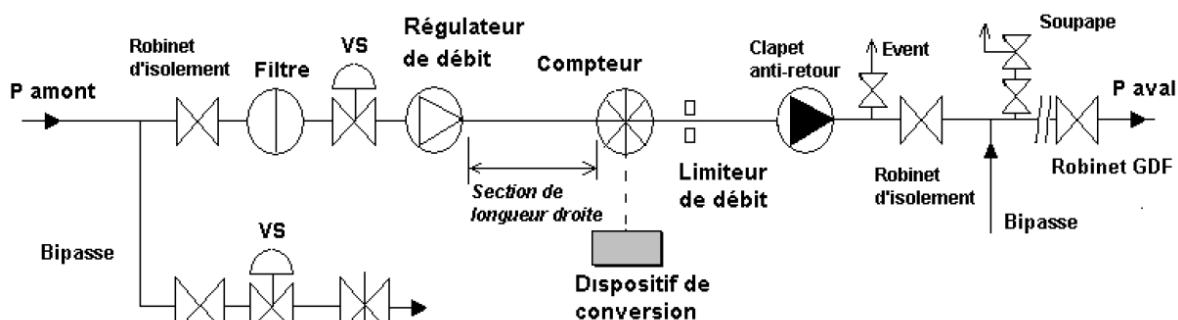


Figure 150 : Exemple de poste d'injection biométhane - Source : GrDF [21]

11.3.4 L'achat du biométhane

En France, le tarif d'achat du biogaz fixé par décret a été annoncé en novembre 2011 au journal officiel. La Loi Grenelle 2 (art. 92 codifié à l'article L. 446-3 du Code de l'énergie) a en effet étendu les voies de valorisation du biogaz à l'injection sous forme de quatre décrets (n°2011-1594, -1595, -1596 et -1597). Un contrat d'achat avec le fournisseur de gaz naturel permet de fixer l'engagement sur une durée de 15 ans à un tarif réglementé. En fonction de la taille de l'installation, du type d'unité de production et de la nature des déchets valorisés, les producteurs de biométhane bénéficieront d'un tarif d'achat compris entre 4,5 et 12,5 c€/kWh PCS en fonction du débit de biométhane. Selon l'arrêté du 23 novembre 2011, sont distingués :

- Les biogaz de décharge (produit en ISDND) qui bénéficient d'un tarif spécifique variant entre 4,5 et 9,5 c€/kWhPCS,
- Les autres biogaz de méthanisation (agricole, station dédiée traitement des déchets) dont le tarif se décompose en deux parties : un tarif de base et une prime aux intrants PI

définie dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel par l'équation suivante :

$$PI = PI_1 \times p_1 + PI_2 \times p_2$$

Où :

PI_i désigne le montant de la prime avec $PI_1 = 0,5$ c€/kWh PCS et PI_2 variable en fonction du débit (Tableau 19).

p_i la proportion en tonnage des produits considérés dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle :

- p_1 pour les déchets des collectivités (hors boues de station d'épuration), les déchets des ménages et assimilés ou les déchets de la restauration (hors foyer),
- p_2 pour les produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries.

Capacité maximale de production de biométhane	Tarif de rachat de base	PI_2
Nm ³ /h	c€/kWhPCS	c€/kWhPCS
≤ 50	9,5	3
50 -100	Interpolation linéaire entre 9,5 et 8,65	Interpolation linéaire entre 3 et 2
100 – 150	Interpolation linéaire entre 8,65 et 7,8	
150 – 200	Interpolation linéaire entre 7,8 et 7,3	
200 – 250	Interpolation linéaire entre 7,3 et 6,8	
250 – 300	Interpolation linéaire entre 6,8 et 6,6	
300 – 350	Interpolation linéaire entre 6,6 et 6,4	
≥ 350	6,4	2

Tableau 19 : Tarif de base et PI_2 en fonction du débit de biométhane de méthanisation, d'après l'arrêté du 23 novembre 2011

Le Club Biogaz a réalisé un calculateur de tarifs d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.

Date actuelle	31/07/2012	
Date de signature du contrat d'achat	01/12/2012	
L'installation est-elle une ISDND* ?	<input type="checkbox"/> NON	
Capacité maximale de production de biométhane [Nm³/h]	150	
p_1^{act}	54%	
p_2^{act}	30%	

Dernières valeurs définitives connues de	A la date de parution de l'arrêté	Au 1 ^{er} janvier de l'année de signature du contrat d'achat
ICHTrev-TS ^{act,tab}	107,7	107,7
FMOABE0000 ^{act,tab}	115,3	115,3

T [c€/kWh PCS]	7,800	PI ₂ [c€/kWh PCS]	2,667
K	1,00217	PI [c€/kWh PCS]	1,070

Tarif au début du contrat T [c€/kWh PCS]	8,889
--	-------

Figure 151 : Calculateur de tarifs d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel

⇒ [Calculateur de tarifs d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel](#)

11.3.5 Les limites de l'injection

Comme présentée plus haut, l'injection sur le réseau présente des problématiques techniques importantes et passe par une série de procédures relativement lourdes.

Du point de vue technique, l'injection du biométhane est soumise à la **demande** saisonnière en gaz naturel des consommateurs : en hiver, la consommation est plus importante qu'en été. C'est pourquoi, le débit admissible par le réseau est défini par la demande basse c'est-à-dire estivale. Cependant, à l'échelle horaire, de grandes variabilités au cours d'une même journée peuvent apparaître. La quantité injectée étant basée sur des moyennes mensuelles, il est possible que la production de biométhane excède la demande à certaines périodes. Dans ces conditions, l'excédent pourrait être brûlé en torchère ce qui constitue une baisse de rentabilité économique pour le producteur.

Au-delà de l'investissement pour l'épuration du biogaz, la **proximité du réseau** pour le raccordement peut s'avérer être une contrainte économique importante pour les installations isolées. C'est pourquoi la distance au réseau est un paramètre clé de la faisabilité de l'injection.

Concernant la contractualisation de l'injection, les producteurs doivent suivre une série de procédures. Pour commencer, le gestionnaire effectue une étude de faisabilité puis un avant-projet. Après validation, le producteur, le gestionnaire et le fournisseur établissent des contrats, une autorisation d'exploiter... Ces démarches peuvent prendre plusieurs mois voire plusieurs années en fonction de la complexité du projet.

11.3.6 Alternatives à l'injection en cas d'indisponibilité du réseau

Contexte

En absence d'industriels ou d'acteurs consommant de façon constante tout le long de l'année du gaz naturel sur le réseau de gaz, on observe couramment une courbe de consommation de gaz naturel très saisonnière, dépendant généralement des besoins en chauffage. Toutefois, une consommation de gaz naturel résiduelle constante tout le long de l'année, hors acteurs industriels, est induite par les besoins des particuliers en Eau Chaude Sanitaire (ECS).

Ci-dessous, est illustré un exemple simplifié d'impossibilité d'injecter sur une période donnée.

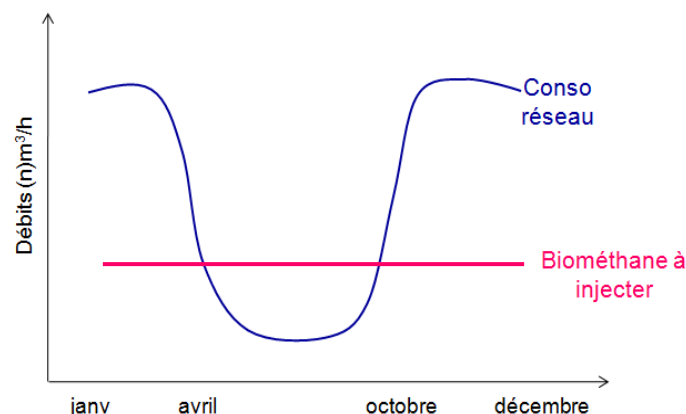


Figure 152 : Exemple d'injection et de consommation de gaz naturel

En bleu, est tracée la consommation de gaz naturel d'un réseau de distribution. En rose, est tracé le débit estimé de biométhane à injecter sur ce même réseau par le porteur du projet d'unité de méthanisation

Source : Naskeo environnement

Étant donné que le gaz contenu dans le réseau de distribution ne peut « remonter » sur le réseau de transport, le débit de biométhane à injecter ne pourra pas être dans sa totalité absorbé par le réseau, par exemple ici d'avril à octobre.

Le contrat d'injection entre le producteur de biométhane et le distributeur de gaz naturel ne garantit pas une capacité en termes de débit d'injection, puisque cette capacité est dépendante des consommateurs de gaz naturel.

Les porteurs de projets de biométhane doivent donc réfléchir aux solutions à mettre en œuvre en cas d'impossibilité d'injecter du biométhane dans le réseau.

Exemples de solutions à étudier en cas d'impossibilité d'injecter du biométhane sur une période donnée

Dans le but d'étudier les solutions pour faire face à une impossibilité d'injecter du biométhane dans le réseau, il faut prendre en compte les flux de déchets et de biogaz dans le processus global de la mise en œuvre de la méthanisation.

Le schéma ci-dessous illustre les flux ainsi que des solutions à envisager.

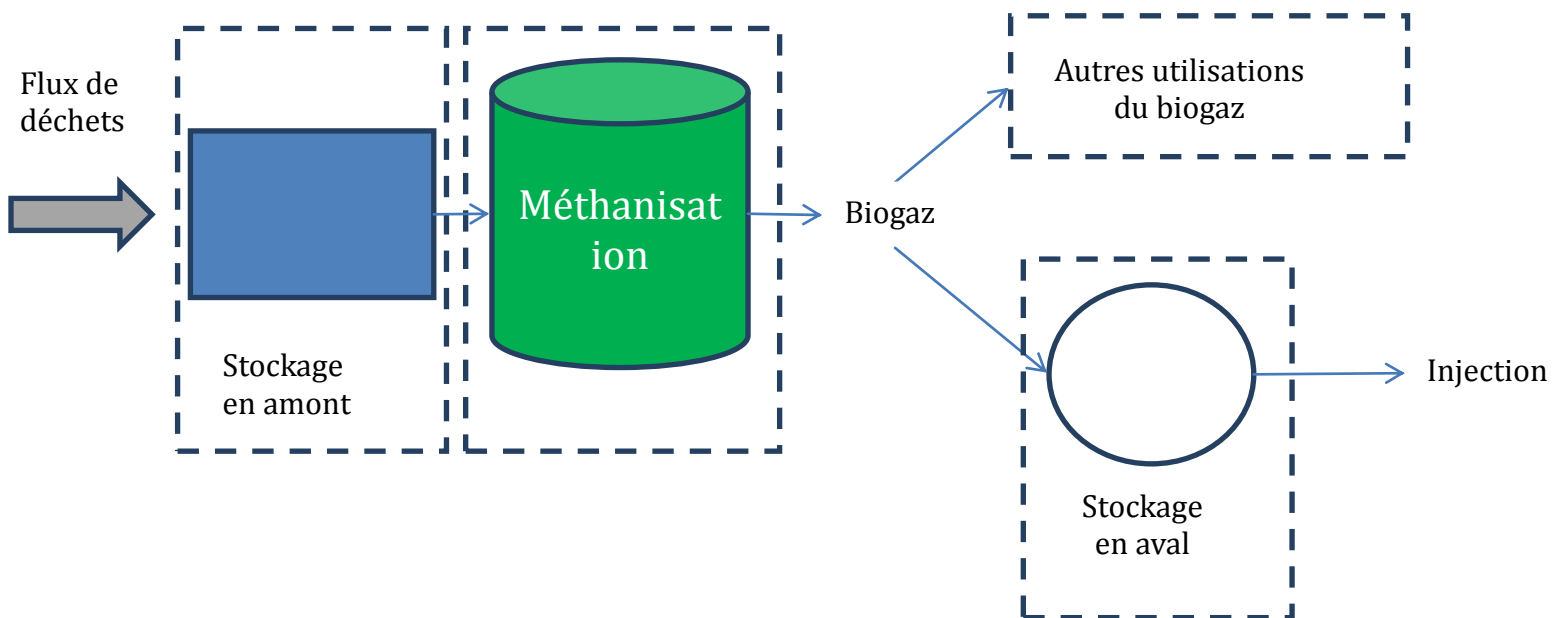


Figure 153 : Schéma du flux de biogaz et des solutions à envisager en cas d'indisponibilité partielle du réseau de gaz naturel - Source : Naskeo environnement

Modulation de la production de biogaz en fonction du temps

Le principe de modulation de la production de biogaz consiste à adapter la production de biométhane à la capacité d'injection dans le réseau de gaz naturel. La modulation de production de biogaz est possible mais il faut prendre en compte deux inconvénients majeurs :

- Le dimensionnement des installations de méthanisation est réalisé usuellement pour une charge organique nominale. S'il y a des fluctuations de la charge organique, le procédé sera dimensionné pour la charge maximale et sera, par conséquent, « surdimensionné ».
- Il faut prendre en compte le temps de séjour pour apprécier le temps d'augmentation ou de baisse de la production de biogaz à partir d'une augmentation ou d'une baisse d'approvisionnement des déchets.

Première possibilité : modulation de l'approvisionnement

Lorsque c'est possible, le plus simple est de moduler l'approvisionnement en substrat organique arrivant sur le site d'implantation de l'unité de méthanisation.

Deuxième possibilité : stockage en amont des déchets

Lorsqu'il n'est pas possible de moduler l'approvisionnement en déchets, il faut prévoir un stockage amont des intrants :

- Pour les déchets et coproduits agricoles (lisier, fumier, cultures énergétiques, etc) et effluents (huiles, graisses...), des solutions simples à mettre en œuvre existent : dalle bétonnée, fosses à lisier, cuves ;
- Pour les déchets verts (ex: tontes de gazon) et surtout pour les intrants de type biodéchets, la digestion anaérobie commence rapidement (~3 jours pour les biodéchets) et ne permet pas d'envisager de stockage long terme en l'état.

Stockage du biogaz épuré ou non

Une autre possibilité à étudier lorsque la durée de non injection est courte (moins de **2 jours**) est le stockage du biogaz épuré ou non. En effet, il est possible d'envisager :

- Un stockage du biogaz dans le ciel gazeux du méthaniseur : 3 - 6 h de stockage en moyenne
- Un stockage tampon du biogaz (à 20 - 30 mbar) dans un gazomètre : 6 h - 12 h de stockage en moyenne
- Un stockage permettant le transport du biométhane vers d'autre(s) consommateur(s) :
 - Stockage gazeux dans des réservoirs sous pression max 290 bars (bouteilles, cigares, citernes...)
 - Stockage GNL du biométhane dans des réservoirs cryogéniques¹²

Autres valorisations possibles du biogaz

Lors de la période de non injection du biométhane, il est possible d'étudier d'autres valorisations du biogaz comme :

- La production de chaleur ou de vapeur
- Destinataires possibles : séchage de fourrages, chauffage (ECS : Eau Chaude Sanitaire, process, serres horticoles...)
- La production de chaleur et d'électricité en cogénération
- La production de carburant
 - Distribution à titre privée possible
 - Distribution à titre « public »

Elargissement de la zone de chalandise du gaz naturel distribué

Une première possibilité recommandée est de réaliser une étude auprès des opérateurs de transports de gaz naturel sur la zone envisagée d'implantation de l'unité de méthanisation.

Une deuxième est de demander une étude auprès des distributeurs de réseaux de gaz naturel pour le raccordement à un deuxième réseau de distribution à proximité du premier.

D'autres possibilités plus expérimentales sont à étudier :

- Mutualisation des productions de biogaz de différents méthaniseurs puis acheminement vers un site délocalisé de purification du biogaz en biométhane plus proche d'un réseau pouvant absorber un débit d'injection plus important
- Demande de rebours du biogaz du réseau de distribution vers le réseau de transport

¹² Spécifications particulières à respecter pour la liquéfaction:
CO₂ = 50 ppmv ; H₂S = 4 ppmv ; H₂O = 1 ppmv

11.3.7 Recherche de solutions innovantes avec l'atout du réseau gaz

La grande étendue du réseau de distribution gaz est un atout pour les unités de méthanisation de production moyenne. En effet, l'injection dans le réseau facilite le regroupement de plusieurs petites unités de méthanisation pour fournir de gros consommateurs de gaz naturel. S'il avait fallu qu'elles gèrent elles-mêmes le transport, cet approvisionnement aurait été bien plus difficile à mettre en œuvre du point de vue financier.

L'injection de biométhane dans le réseau permet en effet une mutualisation des coûts d'accès au réseau qui favorise l'injection de petits débits de 150 à 200 Nm³/h en vue de l'utilisation du gaz dans des sites industriels ou locaux résidentiels ou tertiaires ou sur un site distant.

Le principe de cette injection en multiples points du réseau est compatible avec les futurs besoins de reformage du CH₄ en hydrogène dont les applications seront très nombreuses notamment pour les Piles à Combustible (ex : véhicules électriques). Le dispositif des garanties d'origine permet de réformer le gaz naturel en produisant de l'hydrogène "vert", tel que par exemple à Fos-sur-Mer.

Pour aller plus loin...

Site internet injection biométhane, ADEME, GrDF, en ligne, 2012

11.4 Biométhane carburant

11.4.1 Biométhane carburant : définition, production et distribution

De façon générale, le GNV ou Gaz Naturel pour Véhicule est un carburant automobile issu du gaz naturel d'origine fossile. Le gaz est comprimé avant d'être distribué aux consommateurs : il a donc la même composition que le gaz de réseau (méthane, polluants et eau). La carte des stations GNV en France est en ligne sur le site du Club Biogaz.

Par extension, le biométhane à destination de l'injection (répondant aux mêmes exigences de composition que le gaz naturel) peut être comprimé pour produire du "bio-GNV", ou "biométhane carburant".

Plusieurs modes de production sont envisageables :

- Les stations à remplissage rapide : le gaz est comprimé à **250 bars** ou plus et est stocké en bouteilles. La capacité de stockage dépend de la fréquentation de la station. Le réservoir d'un véhicule léger est rempli en quelques minutes (environ 5 min).
- Les stations à remplissage lent : le gaz est comprimé à **200 bars** et directement envoyé dans le réservoir du véhicule. Ce type de station requiert des places de stationnement et le remplissage se réalise sans personnel. Elles sont généralement destinées aux flottes de bus ou de bennes à ordures qui font le plein pendant la nuit en plusieurs heures (3 à 4 h).



Figure 154 : Stations GNV (à gauche : Bercy – A droite : Forbach) - Source : IVECO

La distribution de carburant par un fournisseur de gaz naturel est soumise à autorisation ministérielle (loi n°2003-8 du 03/01/2003 modifiée). Elle est accordée en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et la compatibilité de son projet avec les obligations de service public. Ces fournisseurs autorisés vendent leur carburant via des stations privées, appartenant à des entreprises ou des collectivités, ou via des stations publiques classiques type station-service. En septembre 2011, l'AFGNV (Association Française du GNV) dénombrait 40 stations ouvertes aux véhicules légers et utilitaires dont 27 appartiennent à GNVert, filiale de GDF Suez et leader en France [18]. Le reste des installations sont destinées aux flottes captives type véhicules municipaux ou d'entreprises (réseau de collecte de déchets, bus, poids lourds...).

Il est toutefois possible de produire son carburant à domicile pour une consommation privée (la revente étant soumise à autorisation). Un compresseur domestique peut être loué auprès de GDF ou acheté. La technologie la plus répandue est commercialisée par BRC Fuelmaker sous la marque déposée PHILL®. Il comprime de **1,5 à 1,8 Nm³/h à 207 bars** et peut être fixé sur un mur à l'intérieur ou à l'extérieur sous abris.



Figure 155 : PHILL® de BRC Fuelmaker

11.4.2 Utilisation

L'offre véhicule

Le développement des véhicules GNV modernes remonte au début des années 90. Ils étaient conçus au départ pour répondre quasi exclusivement à de 2 types de marchés publics à savoir : le transport en commun de personnes (bus urbains) et la collecte d'ordures ménagères (Benches à Ordures Ménagères, B.O.M.). Sous l'impulsion de quelques constructeurs européens, l'offre de véhicules GNV s'est progressivement développée et permet aujourd'hui de répondre à la majorité des missions urbaines, routières ou approches chantiers.

De grands constructeurs automobiles tel que Fiat, Citroën, Opel ou encore Mercedes se sont lancés dans la course au GNV. Ils proposent différentes gammes de véhicules de tourisme ou utilitaires fonctionnant pour la plupart en bicarburant. Cela signifie qu'avec un seul moteur, deux carburants peuvent être utilisés : le GNV et l'essence. Les deux circuits d'alimentation et de stockage parallèles permettent le passage d'un carburant à l'autre sans rupture. Cette technologie assure la sérénité de l'utilisateur qui peut approvisionner son véhicule en essence classique lorsque le GNV n'est pas disponible.

Ces dernières années, parallèlement à l'augmentation de la puissance des moteurs, de nouvelles frontières ont été franchies, avec notamment l'arrivée des tracteurs et des porteurs remorqueurs jusqu'à 44t de poids total roulant (PTR) ainsi que par la mise sur le marché, là où la réglementation le permet, de véhicules équipés d'un ou plusieurs réservoirs cryogéniques capables de stocker du gaz naturel ou du biométhane liquéfié (vers -130°C).

L'année 2013 devrait voir l'application d'une nouvelle réglementation permettant l'immatriculation de camions fonctionnant au Gaz Naturel Liquéfié (GNL) partout en Europe communautaire.

On dénombre actuellement 13 000 véhicules roulants au GNV sur le territoire français [19]. L'offre actuelle des véhicules GNV commercialisés en France couvre les segments suivant :
Véhicules GNV-Essence :

- Citadines 4 ou 5 places
- Berlines
- Ludospaces et Monospaces
- Fourgonnettes (2.5 à 4.6 m³)
- Fourgons tôlés 3.5t-7t (12 à 17 m³)
- Châssis cabine 3.5-7t



Figure 156 : Châssis-cabine 3.5t GNV – Source : IVECO

Véhicules exclusivement GNV :

- Porteurs 11, 12, 15, 16, 19 et 26t
- Porteurs-Remorqueurs 19 et 26t
- (PTRA maxi = 44t)
- Tracteurs routiers 44t
- Autobus urbains 12 et 18m

Le rendement des moteurs des véhicules GNV peut être amélioré dans le cas de véhicules hybrides, stockant l'énergie sous forme hydraulique pour l'utiliser à faible vitesse (ex : *en ville*).



Figure 157 : Tracteur routier roulant au biométhane carburant - Source : IVECO

Il est également possible de modifier un véhicule diesel ou essence en ajoutant un kit de conversion et un réservoir de stockage de gaz.

Conduite

La conduite d'un véhicule GNV apporte un plus indiscutable en terme de confort acoustique, d'absence de vibrations et d'odeurs, y compris lors du remplissage du véhicule.

Carrossage

Le carrossage d'un véhicule GNV ne pose généralement pas de problème et la très grande majorité des carrosseries utilisées sur les camions diesel pourront être adaptées aux véhicules GNV. Dans la majorité des cas, l'utilisation d'un véhicule GNV n'induit pas de perte de charge utile par rapport à son équivalent diesel car ils bénéficient en France d'un bonus de charge de 1 000 kg.

Limitations

Les limites actuelles tiennent essentiellement à l'autonomie moindre et la faiblesse du réseau de stations publiques PL et VL en France qui limite les missions longues distances à parcours variables.

Utilitaire Daily 3.5t	200 à 350 km
Utilitaire Daily 7.0t	200 à 300 km
Porteur Eurocargo 12t	250 à 350 km
Porteur Eurocargo 16t	200 à 300 km
B.O.M. 7/16/19/26t	90 à 150 km
Porteur Stralis 19t	350 à 750 km
Porteur Stralis 26t	300 à 700 km
Porteur Stralis 40t	250 à 650 km
Tracteur Stralis 40t	300 à 650 km

Tableau 20 : Autonomies type des véhicules GNV IVECO alimenté en gaz H - Source : IVECO



Figure 158 : Véhicules GNV IVECO et FIAT alimentés en biométhane de type H - Source : IVECO

Par ailleurs, par manque de place pour loger les réservoirs GNV et par manque de puissance, les missions chantier nécessitant des porteurs à plusieurs essieux moteurs (4x4, 6X4, 8X4), ne sont pas disponibles à ce jour.

Qualité du Biométhane

L'utilisation du Biométhane carburant est possible dans tout camion, bus ou utilitaires GNV. Seuls certains bus construits avant 2001 pourraient nécessiter un réglage dans le cas où la richesse du biométhane (teneur en CH₄) serait trop différente du GNV disponible localement.

Le biométhane carburant est un biogaz épuré pour atteindre la qualité nécessaire à l'injection dans le réseau de distribution (absence de H₂S, d'eau, d'oxygène, de particule, etc...). Pour l'utilisation directe comme carburant, la teneur minimale en méthane doit être supérieure à **86%**, **néanmoins il est fortement souhaitable que la teneur en CH₄ soit supérieure ou égale à 97% afin d'obtenir une autonomie maximale.**

Utilisation directe (sans injection dans le réseau) du biométhane carburant

Voici une liste non exhaustive de véhicules (ainsi que leurs consommations types), permettant de valoriser le biométhane carburant dans le cadre d'une installation de méthanisation.

1 Type de véhicules	2 Quantité de gaz H au 100 km
Voitures particulières	5 à 8 kg
VUL 3.5t (véhicule d'assistance, fourgon, fourgon mixte personnes et de matériel, benne, plateau, ...)	10 à 14 kg
VU 7t (fourgon, benne, benne amovible, benne-grue, plateau, citerne)	15 à 20 kg
Porteur 19t (fourgon, benne, benne amovible, benne-grue, plateau, citerne)	25 à 30 kg
Porteur 26t (fourgon, benne, benne amovible, benne-grue, plateau, citerne)	30 à 40 kg
Porteur 40t (fourgon, benne, benne amovible, benne-grue, plateau, citerne)	35 à 45 kg
Tracteur 40t (fourgon, benne, silo, plateau, citerne, fond mouvant)	30 à 45 kg

Tableau 21 : Consommations de différents véhicules utilisant le biométhane comme carburant.
Source : IVECO

Au-delà des besoins de transport générés par un site de méthanisation, la demande des transporteurs et des collectivités locales est déjà forte et va encore augmenter, poussée par la demande de carburant décarboné et produit localement à un coût accessible.

En France environ 2 300 bus et 800 B.O.M. GNV circulent le plus souvent 7/7 et sur 2 postes (15h par jour environ). Les besoins en biométhane carburant pour alimenter les flottes actuelles représentent environ **325 950 kg/jour** soit encore **17 638 Nm³** de biométhane carburant à produire par heure.



Figure 159 : Porteur 26t équipé d'une BOM à chargement latéral - Source : IVECO

En ce qui concerne le transport de marchandises, le marché est naissant mais la demande va être croissante sous l'effet de nouvelles lois (bilan carbone, affichage carbone) et de l'impulsion de grands groupes mettant en œuvre une politique sociale et environnementale volontariste.

On sait qu'un poids lourd routier consomme environ 30 kg de biométhane au 100 km et parcourt environ 100 000 km/an. En prenant l'hypothèse d'une durée de vie moyenne de 7 ans, et d'une croissance des immatriculations françaises en GNV de 50% par an les 6 premières années puis de 25% par an les suivantes, on obtient les besoins de production suivants :

Année	Immatriculation PL > 16t (or BOM)	Part de marché GNV	Parc GNV marchand >16t	Consomma- tion GNV (t)	Part du Biométhane	Consomma- tion Biométhane (t/an)	Production Biométhane (m ³ /h)
2012	40 000	0,10%	50	1 500	50%	750	111
2013	40 000	0,15%	110	3 300	60%	1 980	294
2014	40 000	0,23%	200	6 000	70%	4 200	623
2015	40 000	0,34%	335	10 050	80%	8 040	1 192
2016	40 000	0,51%	538	16 125	85%	13 706	2 032
2017	40 000	0,76%	841	25 238	85%	21 452	3 180
2018	40 000	1,14%	1 297	38 906	85%	33 070	4 903
2019	40 000	1,42%	1 816	54 492	85%	46 318	6 867
2020	40 000	1,78%	2 418	72 550	85%	61 667	9 142
2021	40 000	2,22%	3 108	93 246	85%	79 259	11 750
2022	40 000	2,78%	3 886	116 567	85%	99 082	14 689

Tableau 22 : Hypothèse de production de biométhane sur les 10 prochaines années – Source : IVECO

En additionnant les besoins des marchés GNV matures (bus et BOM) à celui du marché naissant du transport de marchandises, une consommation de plus de 25 000 m³/h en 2020 est plausible si l'investissement en unités de production suit l'augmentation de la demande. Par ailleurs, pour pouvoir alimenter efficacement une part croissante de PL en biométhane carburant, l'injection dans le réseau de distribution paraît indispensable.

Dans les cas où l'injection n'est pas envisageable pour des raisons économiques les débouchés locaux sont à rechercher :

- Transporteur à proximité
- Collecte des ordures ménagères et transport des déchets
- Réseau de transport public
- Véhicule des collectivités, administration et flottes d'entreprises à proximité de la station GNV.



Figure 160 : Porteur 19t dédié à la collecte des biodéchets roulant au biométhane carburant
Source : IVECO

Il est également possible, pour les grosses installations, d'opter pour la liquéfaction et le transport du biométhane directement chez le client transporteur, soit par container soit en utilisant une station LCNG mobile (station Gaz Naturel Liquéfié (LNG), et Gaz Naturel Comprimé (CNG), montée sur une semi-remorque).

Les avantages du GNV

- **La diminution des émissions de GES** : Les gaz produits lors de la combustion d'un carburant peuvent contribuer à l'effet de serre (CO₂). A titre de comparaison, un véhicule GNV diminue de **20-25%** les émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) par rapport à un véhicule classique essence et est équivalent aux émissions d'un véhicule léger diesel. Pour les poids-lourds, en dehors des missions urbaines, la baisse peut atteindre 5 à 10% par rapport au véhicule diesel équivalent. Dans le cas du bio-GNV, l'impact sur l'atmosphère est neutre puisque ce carburant est issu de la biomasse à cycle court de carbone et est donc considéré comme renouvelable.

- **La diminution des émissions polluantes pour la qualité de l'air** : les émissions de NO_x, SO₂ et particules sont significativement diminuées dans le cas de moteurs fonctionnant au GNV.
- **La sécurité** : une fuite de méthane, qui est plus léger que l'air, entrainerait l'évaporation de ce dernier dans l'atmosphère ne créant pas d'atmosphère explosive ou de flaque inflammable comme c'est le cas avec le GPL ou les carburants liquides. Avec une température d'auto-inflammation de 540°C, le risque d'une combustion spontanée du méthane est très faible en comparaison des combustibles liquides (200-250°C).

Les limites du bio-GNV

La principale problématique du bio-GNV vient de la continuité de sa production alors que la consommation de carburant est discontinue. C'est pourquoi, comme sur la station de production de biométhane de Lille métropole, il peut être préférable d'injecter sur le réseau le biogaz enrichi pour s'affranchir du problème de gestion des stocks. Ainsi, sur ce centre de valorisation de déchets organiques (CVO) du Nord de la France, le choix de vendre le bio-GNV avant de le racheter à GDF Suez permet d'apporter de la souplesse dans l'alimentation de sa flotte de bus, effectuée essentiellement la nuit. Dans ce cas, les limites relatives à l'injection sur le réseau présentées plus haut s'appliquent également.

Il faut bien assurer le débouché véhicule avant de choisir ce mode de valorisation. En effet, le développement de la valorisation en carburant est en grande partie lié au développement d'un réseau de stations GNV, qui déclencherait une augmentation considérable des ventes de véhicules GNV, surtout si des mécanismes fiscaux de prise en compte des externalités liées à la mobilité sont mis en place. En attendant, il faut investir dans des flottes captives de véhicules restant autour du site (transports locaux de marchandises, véhicules utilitaires, collecte des ordures ménagères, transports urbains, machines agricoles...). Il suffit de prendre l'exemple des pays scandinaves pour se rendre compte que le développement de ce mode de valorisation est fortement lié au contexte géopolitique.

La construction de ces véhicules étant insignifiante comparée à celle des véhicules roulant avec des dérivés du pétrole, leurs coûts d'investissement et de maintenance sont plus élevés (environ de 20 à 30%).

Pour aller plus loin...

Document d'aide au montage de station GNV, Club Biogaz, en ligne, 2013

Site internet biométhane carburant info, Club Biogaz, en ligne, 2012

11.5 Production d'électricité et de chaleur avec les piles à combustible

Pour le même investissement en turbine ou moteur, les piles à combustible peuvent produire 2 fois plus d'électricité et moitié moins de chaleur à partir de la même quantité de déchets.

Les piles à combustible sont également une solution d'avenir pour l'utilisation de l'hydrogène en carburant pour les véhicules.

11.5.1 Fonctionnement

Les piles à combustible produisent efficacement et proprement de **l'électricité et de l'eau**, au travers d'une réaction électrochimique de combinaison d'hydrogène ou de méthane et d'oxygène de l'air (cf Figure 164).

L'hydrogène est obtenu par l'injection de l'eau dans les gaz (comme le méthane), selon le procédé "Réaction du gaz à l'eau inverse". Il est ensuite stocké en faibles quantités "tampon" dans un gazomètre ;

Le CO₂ produit lors de la « réaction du gaz à l'eau inverse » peut alors être utilisé pour cultiver des algues transformables en carburant ou pouvant être remis en amont du procédé de méthanisation (Voir partie "18. Micro-algues").

Le produit dérivé du procédé est l'eau (H₂O). Cette eau très pure peut être utilisée pour le chauffage ou vendue par exemple pour les besoins de l'industrie pharmaceutique ou agro-alimentaire.



Figure 161 : Réformeur
Source : Collinson Consultant

Les piles à combustible se présentent en unités, (ou cassettes ou "Stacks" : piles), ou sont empilées des centaines de piles à combustible. Les unités sont montées en série sans limite, ce qui permet de moduler la puissance de l'ensemble.

Le tableau suivant présente une vue générale de différents types de piles à combustibles pouvant fonctionner au biogaz, au biométhane, ou à l'hydrogène produit par reformage à partir du biogaz.

	AFC : Pile à combustible Alcaline	PEMFC : Pile à combustible à membrane d'échange de protons	PAFC : Pile à combustible à acide phosphorique	MCFC : Pile à combustible à carbonate fondu	SOFC : Pile à combustible à oxyde solide
Electrolyte	Hydroxyde de potassium	Membranes polymères Nafion-PBI	Acide phosphorique	Carbonate de métaux alcalins	Céramique
Ions mis en œuvre	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ₂ ⁻
Gaz à l'anode	Dihydrogène	Dihydrogène	Dihydrogène	Dihydrogène, méthane, biogaz	Dihydrogène, méthane, biogaz
Puissance	10 à 100 kW	0,1 à 500 kW	jusqu'à 10 MW	jusqu'à 100 MW	jusqu'à 100 MW
Température	60 °C à 90 °C	60 °C à 220 °C	environ 200 °C	environ 650 °C	800 °C à 1 050 °C
Rendement électrique	Stack : 60-70 % Système : 62 %	Stack : 50-70 % Système : 30-50 %	Stack : 55 % Système : 40 %	Stack : 55 % Système : 47 %	Stack : 60-65 % Système : 55-60 %

Tableau 23 : Caractéristiques principales de différents types de piles à combustible [23]

11.5.2 Pile à combustible AFC

Une société britannique a développé une nouvelle génération de piles à combustible AFC (*Alcaline Fuel Cell* : Pile à Combustible Alcaline) qui n'utilise plus que des matériaux bon marché pour un rendement supérieur aux anciens modèles. De plus, cette société a conçu un système complet "Déchets⇒Énergie" : un ensemble compact d'appareils qui peuvent être fabriqués à faible coût. Le coût de la partie pile à combustible (donc hors méthanisation et production hydrogène) est maîtrisé est très compétitif.

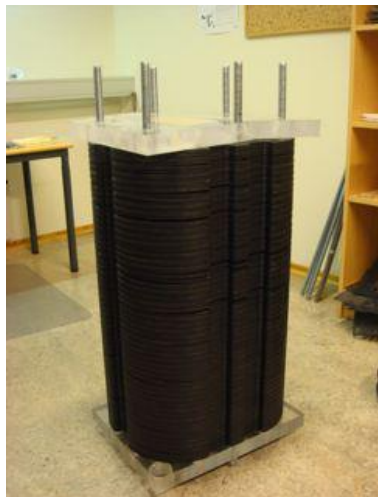


Figure 162 : Unités de piles à combustible - Source : Collinson Consultant

Un projet "pilote" pour la démonstration du système complet Déchets⇒Énergie est en cours de réalisation en France à Lalanne-Trie, dans le département des Hautes-Pyrénées (65).

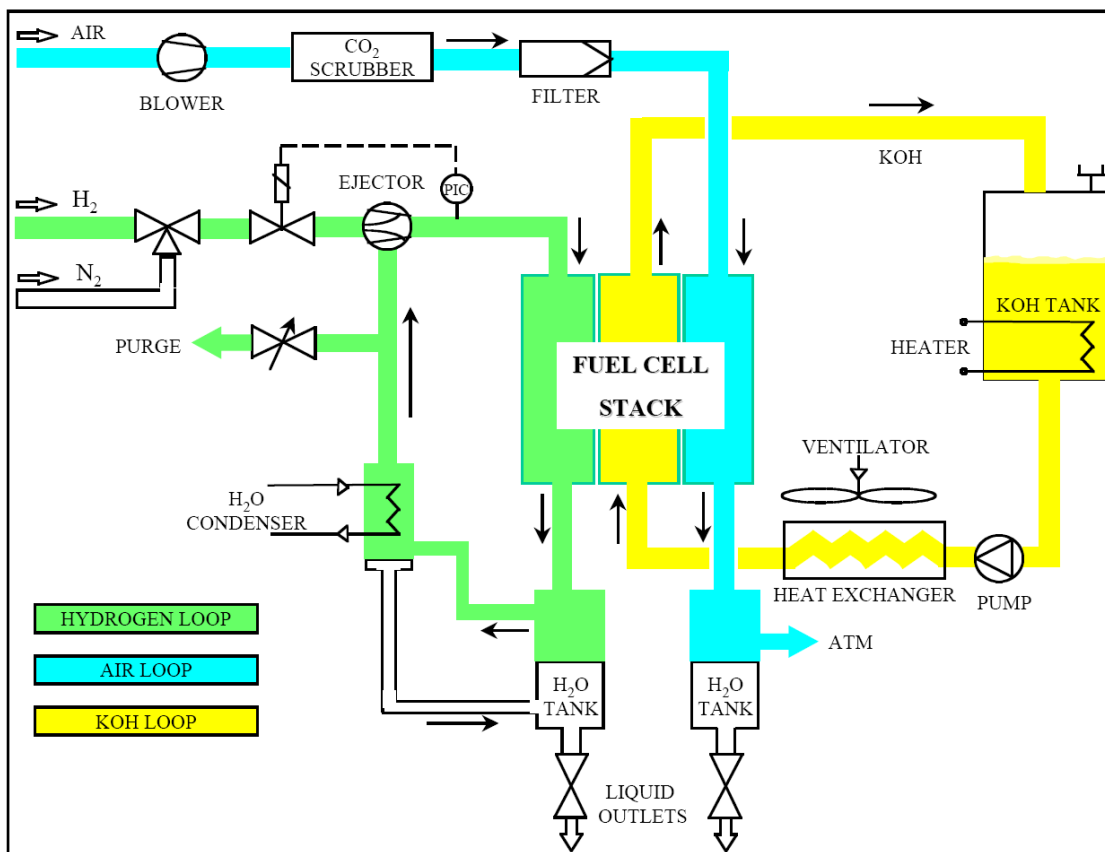


Figure 163 : Schéma de fonctionnement de la pile à combustible AFC - Source : Collinson Consultant

L'hydrogène produit, et donc les quantités d'électricité et de chaleur produites, varient selon la nature et la qualité des déchets traités. Le tableau suivant présente l'énergie récupérable par piles à combustible à partir de différents tonnages de déchets traités, pour un type de déchet.

Tonnes de déchets par jour	Tonnage annuel de déchets	NM ₃ d'H ₂ par jour	kW PAC	KWh d'électricité par jour	kWh minimaux de chaleur par jour	MWh d'électricité par an
1	365	600	50	1200	240	438
2	730	1200	100	2400	480	876
3	1095	1800	150	3600	720	1314
4	1460	2400	200	4800	960	1752
5	1825	3000	250	6000	1200	2190
6	2190	3600	300	7200	1440	2628
7	2555	4200	350	8400	1680	3066
8	2920	4800	400	9600	1920	3504
9	3285	5400	450	10800	2160	3942
10	3650	6000	500	12000	2400	4380
25	9125	15000	1250	30000	6000	10950
50	18250	30000	2500	60000	12000	21900
100	36500	60000	5000	120000	24000	43800

Tableau 24 : Exemple d'énergie récupérable par piles à combustible AFC pour différents tonnages d'un type de déchet
– Source : Collinson Consultant

L'eau qui sort du système est à environ 90°C. L'énergie thermique produite indiquée est le minimum produit. En effet, la quantité d'eau chaude produite varie selon le taux d'humidité de l'air.

L'énergie thermique produite représente généralement 30 à 40% de l'énergie électrique produite.

Le système complet "Déchets⇒Énergie" inclut un gazogène pour le traitement des déchets non méthanisables. Le schéma de fonctionnement global de ce système est présenté dans la figure suivante :

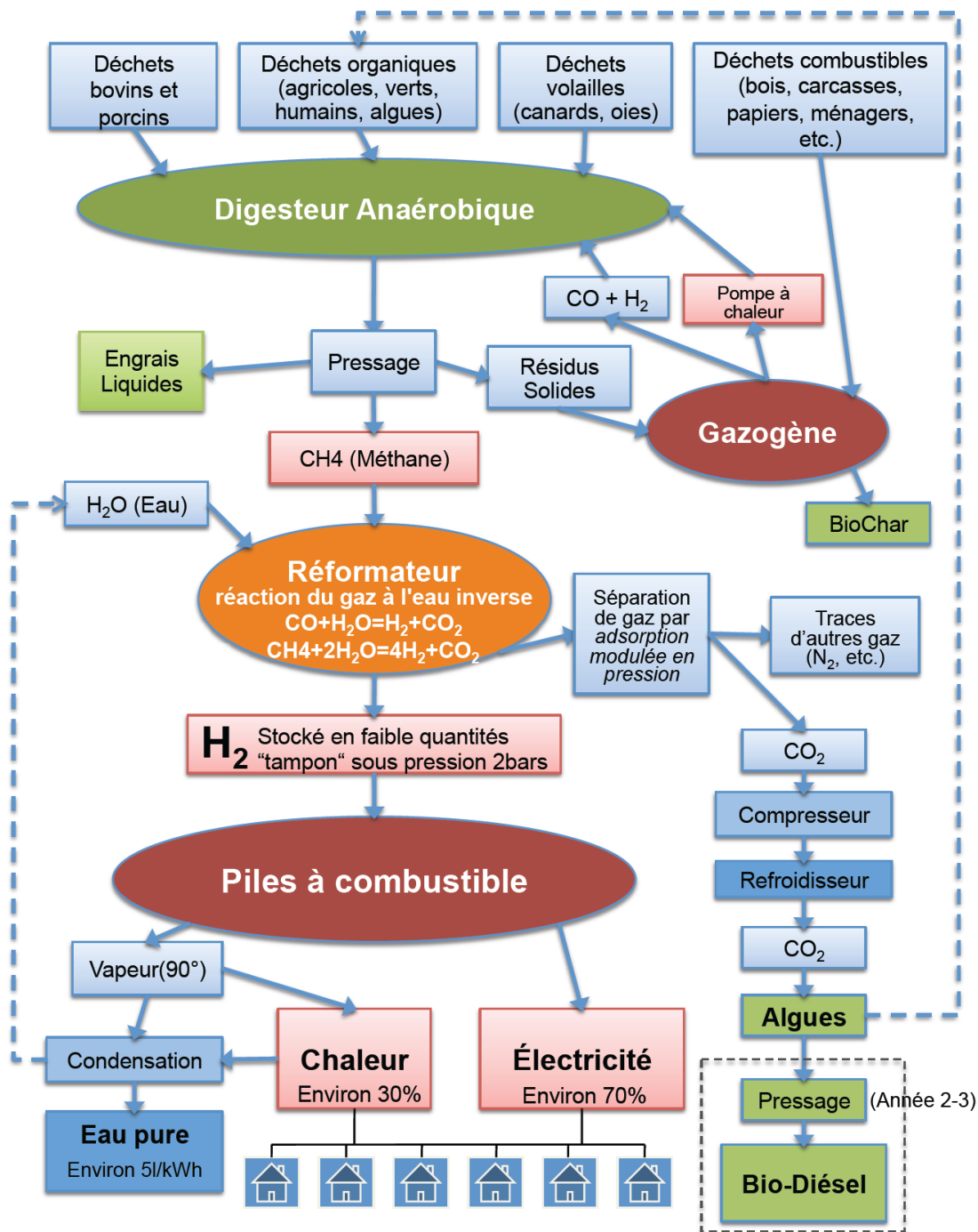


Figure 164 : Schéma du système complet déchets → énergie - Source : Collinson Consultant

Gazogène

Le gazogène transforme tout type de combustible en gaz essentiellement composé de dioxyde de carbone (CO₂) et Hydrogène (H₂) par pyrolyse. Les résidus du digesteur sont traités avec les autres déchets combustibles. La chaleur produite est canalisée vers le digesteur pour le maintenir à température. Les gaz sont renvoyés au digesteur ou ils sont mélangés au biogaz produit, puis conduits au réformeur pour l'extraction de l'hydrogène.

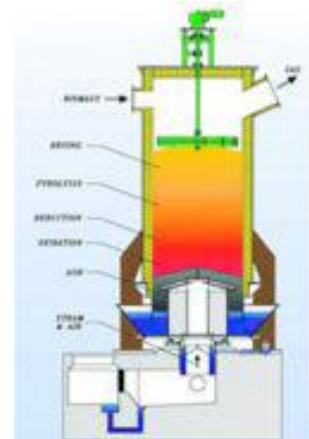


Figure 165 : Schéma d'un gazogène
Source : Collinson Consultant

11.5.3 Piles à combustible PAFC [23]

Les piles à combustible PAFC (*Phosphoric Acid Fuel Cells* : piles à combustible à acide phosphorique) utilisent l'acide phosphorique comme électrolyte.

Les électrodes sont constituées de papier carbone enduit de platine finement dispersée jouant le rôle de catalyseur, ce qui les rend relativement chères. Ces piles ont l'avantage de ne pas être affectées par les impuretés de dioxyde de carbone dans la vapeur d'hydrogène. Leur démarrage est particulièrement difficile, l'acide phosphorique se solidifiant à une température de 40 °C, ce qui restreint les PAFC au fonctionnement en continu.

Cependant, dans une gamme de fonctionnement de 150 à 200 °C, l'eau produite peut être convertie en vapeur pour le chauffage de l'air et de l'eau. Les PAFC ont un rendement énergétique combiné (électricité + chaleur) proche de 80 %, et constituent actuellement le principal type de piles à combustible sur sites.

11.5.4 Piles à combustible MCFC [23]

Les piles à combustible MCFC (*Molten-Carbonate Fuel Cells* : piles à combustible à carbonate fondu) fonctionnent à une température de 600°C ou plus.

Ce type de piles à combustible sont développées pour fonctionner directement à partir de biogaz ou de biométhane, grâce aux hautes températures de fonctionnement, qui permettent au MCFC de convertir le méthane en hydrogène au sein même de la pile par reformage interne, ce qui évite l'utilisation d'un reformeur et réduit les coûts. Ces piles ne sont pas sujettes aux problèmes de matériaux à haute température qui affectent la technologie des piles à combustible à oxyde solide (SOFC). Le fonctionnement haute température permet l'utilisation de métaux non précieux comme catalyseurs, ce qui réduit encore les coûts.

Les piles à combustible à carbonate fondu peuvent en outre utiliser le monoxyde de carbone (CO) ou le dioxyde de carbone (CO₂) comme combustibles. Elles sont également plus résistantes aux impuretés que les autres types de piles à combustible.

11.5.5 Piles à combustible PEMFC [23]

Les piles à combustible PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cells* ou *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cells* : piles à combustible à échange de protons ou piles à combustible à membrane électrolyte polymère) sont constituées d'une membrane polymère comme électrolyte.

Ce type de pile à combustible nécessite une gestion rigoureuse du circuit d'eau. De plus, les membranes constituant les électrolytes sont sensibles aux ions métalliques.

Ce type de piles à combustible est le plus fréquemment utilisé pour la propulsion des véhicules. Le rendement électrique des PEMFC est relativement faible, de l'ordre de 40 à 50 %.

11.5.6 Piles à combustible SOFC [23]

Les piles à combustible SOFC (*Solid Oxide Fuel Cells* : piles à combustible à oxyde solides) sont constituées de quatre couches dont trois en céramique.

Ce type de pile fonctionne à très hautes températures, généralement entre 700 °C et 1 000 °C. Leurs rejets gazeux peuvent être utilisés pour alimenter une turbine à gaz secondaire afin d'accroître le rendement électrique. Le rendement électricité et chaleur peut

atteindre les 70 %. Dans ces piles, les ions oxygène sont déplacés au travers d'un oxyde solide pris comme électrolyte à haute température afin de réagir avec l'hydrogène du côté anode. Comme pour les MCFC, la haute température permet d'utiliser directement du biogaz ou du biométhane dans la pile, en s'affranchissant du reformeur, et évite l'utilisation de métaux rares coûteux. En outre, elles peuvent fonctionner en présence de monoxyde de carbone. Cependant, les composés soufrés présents dans le combustible doivent être éliminés avant pénétration dans la pile.

Contrairement aux autres types de piles à combustible, les SOFC peuvent avoir des géométries variées. En plus de la géométrie plane en sandwich utilisée par les autres types de PAC, elles peuvent être construites selon une géométrie tubulaire, ce qui facilite leur mise en œuvre. Cependant, la géométrie plane offre actuellement un meilleur rendement.

12 Épuration du biogaz

12.1 Pourquoi épurer ?

On distingue l'**épuration du biogaz** concernant l'**élimination** de l'eau, des **gaz traces** (H_2S , siloxanes, etc.) et des indésirables, de la **production de biométhane** qui nécessite l'**élimination du gaz inerte CO_2** en vue d'augmenter la teneur en CH_4 et donc le pouvoir calorifique du biogaz.

Les techniques de production de biométhane sont présentées dans le chapitre : "13. Elimination du CO_2 pour obtention du biométhane page 210".

Le biogaz est un mélange de constituants, dont certains peuvent **nuire** aux **équipements de valorisation** du biogaz ou influencer négativement la qualité finale du biométhane. En fonction de sa voie de valorisation, un traitement du biogaz brut peut s'avérer indispensable.

Pour mieux comprendre la nécessité d'un traitement, il est d'abord nécessaire de connaître la **composition du biogaz brut** et les **caractéristiques** des différents **composants**. Le besoin de traitement est un résultat des **exigences techniques** des **équipements** de valorisation et des **normes** relatives aux émissions dans l'air ou à la qualité du **produit final**. Elles permettent ainsi de définir les techniques d'épuration à mettre en place.

12.2 Composition du biogaz brut

La digestion anaérobie de la matière organique carbonée génère du biogaz, mélange gazeux saturé en **eau** (H_2O) dont les composants principaux sont le **méthane** (CH_4) et le **dioxyde de carbone** (CO_2) et des **gaz traces** (H_2S , H_2O , siloxanes, etc.). Suivant la nature de la matière digérée, d'autres composants gazeux peuvent être produits. Les composants du biogaz sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Composants	
méthane	CH_4
dioxyde de carbone	CO_2
vapeur d'eau	H_2O
azote	N_2
hydrogène	H_2
oxygène	O_2
sulfure d'hydrogène	H_2S
siloxanes	C, O, Si
ammoniac	NH_3
hydrocarbures halogénés	Cl, F

Tableau 25 : Composants du biogaz - Source : Erep

La teneur des composants est en relation directe avec la composition des **matières organiques méthanisées** et la proportion de ces matières dans le mélange à digérer. La **teneur en eau** dépend de la **température** de digestion (mésophile ou thermophile).

Le tableau et le graphique suivants regroupent, à titre indicatif, les teneurs moyennes (en %vol) pour quelques biogaz typiques. Il s'agit ici de valeurs moyennes, les valeurs peuvent être plus importantes, notamment pour l' **H_2S** en **décharge**.

Composant	Biodéchets	STEP	Agricole	Décharge
méthane (CH ₄)	55 - 65	60 - 70	45 - 70	35 - 60
dioxyde de carbone (CO ₂)	35 - 45	30 - 40	30 - 55	30 - 50
vapeur d'eau (H ₂ O)	1 - 5 (100% saturation)	1 - 5 (100% saturation)	1 - 5 (100% saturation)	< 100% saturation
azote (N ₂)	0 - 1	0 - 2	0 - 5	0 - 30
hydrogène (H ₂)		0 - 1.5	0 - 1	0
oxygène (O ₂)	0.1 - 0.5	0 - 1	0 - 2	0 - 6
sulfure d'hydrogène (H ₂ S)	0.01 - 0.6 (100 - 6'000 ppm)	0.05 - 0.15 (500 - 1'500 ppm)	0.005 - 0.5 (50 - 5'000 ppm)	< 0.06 (600 ppm)
siloxanes	1 - 2 mg/m ³	< 50 mg/m ³	< 1 mg/m ³	0 - 50 mg/m ³
ammoniac (NH ₃)		< 0.05 mg/m ³	< 2 mg/m ³	
hydrocarbures halogénés	traces	traces	traces	0 - 150 mg/m ³

Tableau 26 : Teneur moyenne des composants de quelques biogaz typiques - Source : Erep

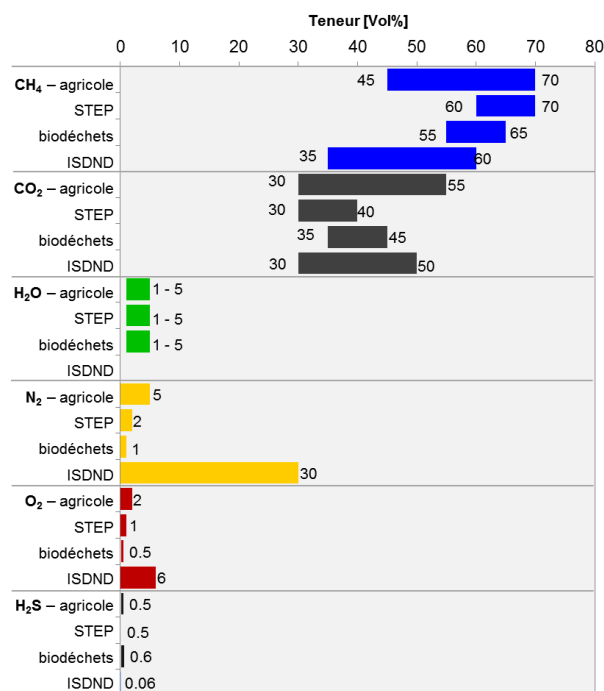


Figure 166 : Composition de quelques biogaz typiques – Source : Erep

12.3 Caractérisation et importance des composants

12.3.1 Le méthane

Le méthane est le composant principal du biogaz. C'est un gaz incolore et sans odeur qui a une mauvaise solubilité dans l'eau.

12.3.2 Le dioxyde de carbone

Le CO₂ est le deuxième composant principal du biogaz. C'est un gaz ininflammable qui est soluble dans l'eau. Sa solubilité augmente avec l'augmentation du pH :



—————→ Augmentation pH

Importance

La présence de CO_2 a pour effet une réduction du pouvoir calorifique du biogaz. En revanche, l'ininflammabilité de ce gaz permet une augmentation de l'indice de méthane et ainsi une réduction de risque de cliquetis dans un moteur à combustion interne.

12.3.3 La vapeur d'eau

La digestion anaérobie a toujours lieu dans un environnement humide et provoque alors l'évaporation de l'eau. La vapeur d'eau produite se retrouve dans le biogaz, en concentration saturée. L'humidité relative (HR) est donc de 100%. La concentration dépend de la température du biogaz, comme le montre le graphique ci-contre :

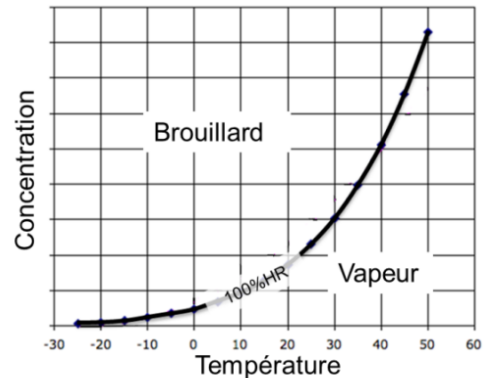


Figure 158 : Humidité relative du biogaz en fonction de la température - Source : Erep

Importance :

Une baisse de température ou une augmentation de la pression du biogaz peut provoquer la condensation de la vapeur d'eau. C'est sous cette forme liquide que l'eau peut entraîner les nuisances suivantes :

- **Corrosion** : les réactions chimiques corrosives ont lieu dans un environnement aqueux
- **Abrasion** : les gouttelettes d'eau condensée peuvent agir comme des particules abrasives
- **Accumulation** : l'eau condensée peut s'accumuler dans les conduites de biogaz et peut entièrement les boucher (poches d'eau)

12.3.4 L'azote

L'azote gazeux (N_2) n'est, en majeure partie, pas un fruit de la digestion anaérobie. Sa présence dans le biogaz est due à l'introduction de l'air dans le biogaz, dont l'azote est le composant principal. C'est un gaz incolore et ininflammable qui a une mauvaise solubilité dans l'eau.

La présence d'air dans le biogaz est due :

- à l'introduction forcée de l'air dans le ciel gazeux du digesteur ou la ligne de biogaz pour la désulfuration biologique ;
- à des fuites dans le captage du biogaz sur des canalisations en combinaison avec une aspiration d'air. Ceci se produit surtout dans les décharges, d'où les concentrations importantes d'azote dans les biogaz de décharge.

Importance :

L'azote est un gaz inerte et, comme le CO_2 , sa présence réduit le pouvoir calorifique du biogaz.

12.3.5 L'oxygène

L'oxygène n'est pas un fruit de la digestion anaérobie. Sa présence dans le biogaz est due à l'introduction d'air dans le biogaz, dont les causes sont mentionnées ci-dessus. L'oxygène est un oxydant entraînant les réactions de combustion.

Importance :

- **Risques d'explosion** en mélange avec un combustible comme le méthane (création d'un mélange explosif) ;
- **Corrosion**, l'oxygène provoque l'altération de certains matériaux par réaction chimique avec le cation H^+ (environnement acide).

12.3.6 L'hydrogène

L'hydrogène est un gaz très inflammable. C'est un composé intermédiaire de la digestion anaérobie. En conditions optimales de digestion on ne le retrouve pratiquement pas dans le biogaz.

Importance :

Le caractère très inflammable de l'hydrogène fait réduire l'indice de méthane et donc augmente fortement le risque de cliquetis dans les moteurs à combustion interne.

12.3.7 Le sulfure d'hydrogène

Le sulfure d'hydrogène est un produit résiduel de la dégradation anaérobie des protéines animales et végétales. Sa concentration dans le biogaz dépend directement de la quantité de protéines méthanisées. Ce gaz, très toxique, a une bonne solubilité dans l'eau.

La solubilité dans l'eau est en équilibre avec la forme dissoute et dépend du pH, comme le montre la figure suivante :

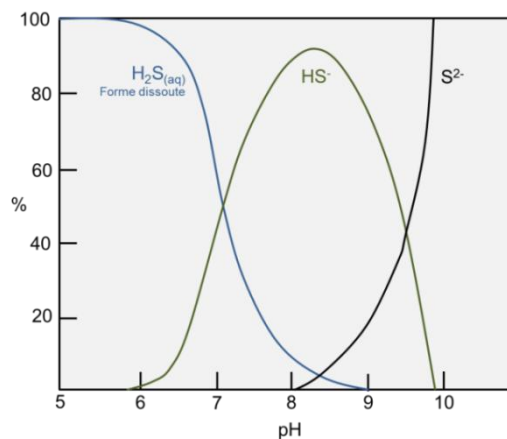


Figure 167 : Solubilité dans l'eau du sulfure d'hydrogène en fonction du pH - Source : Erep

Plus le pH augmente, plus le H_2S se trouve sous forme dissoute dans l'eau.

Importance

- Forts risques d'intoxication ;
- Le H_2S et ses produits dérivés sont très corrosifs ;
- Lors de la combustion il provoque des émissions d'oxydes de soufre ;
- Il réduit la durée de vie des huiles de moteur.

12.3.8 Les siloxanes

Le nom siloxanes est dérivé de **Si**licium + **OX**ygène + alc**ANES**. Ce sont des composés synthétiques organiques, peu solubles dans l'eau, que l'on trouve dans les produits cosmétiques, les détergents, les encres d'impression et les peintures. Les siloxanes sont un ingrédient d'un grand nombre de produits et on les retrouve dans les eaux usées et les déchets solides mis en décharge, ainsi que dans le biogaz de STEP et de décharge.

Importance

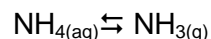
Lors de la combustion du biogaz les siloxanes sont transformés en oxyde de silicium, le composé principal du sable (généralement sous forme de quartz). L'oxyde de silicium se dépose sous forme de couche dans la chambre de combustion des moteurs, sur les parois, les pistons, les bougies ou des micro-turbines, engendrant une usure accélérée.



Figure 168 : Dommages engendrés par les siloxanes - Source : PpTek

12.3.9 L'ammoniac

L'ammoniac est le produit résiduel de la méthanisation des protéines. Il est en équilibre avec l'ammonium, sa forme dissoute :



L'ammonium est très soluble dans l'eau. La formation d'ammoniac dépend du pH et de la température :

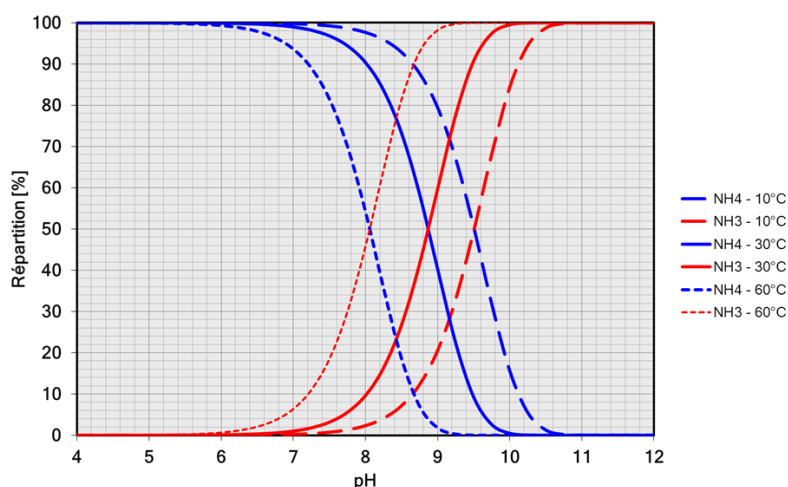


Figure 169 : Solubilité de l'ammonium dans l'eau en fonction du pH - Source : Erep

L'équilibre ammonium \rightleftharpoons ammoniac se déplace en faveur de l'ammoniac lorsque la température et le pH augmentent.

Importance :

L'ammoniac est corrosif et il peut considérablement influencer les caractéristiques de la combustion.

12.4 Exigences et normes pour les équipements et traitements associés

Les conditions qualitatives **imposées** au biogaz pour sa valorisation dépendent :

- Des exigences liées à la combustion dans un **moteur à combustion interne** ou une **microturbine** ;
- Aux conditions **corrosives** lors de la combustion, dues à la présence de certains composants ;
- Des **émissions dans l'air** (arrêté du 2 février 1998 et les arrêtés du 8 décembre 2011 pour les régimes déclaration et enregistrement) ;
- Des exigences qualitatives imposées au biométhane, dans le cas de **l'injection** dans les réseaux de gaz naturel ;
- Des arrêtés **préfectoraux** qui peuvent imposer des valeurs différentes.

On définit deux types de traitement nécessaires :

Traitement grossier

Permet d'abattre de fortes concentrations du composant visé avec relativement peu de moyens au niveau de la consommation énergétique ou de consommables, cependant la concentration résiduelle du composant reste relativement élevée.

Traitement fin

Permet d'éliminer le composant visé jusqu'à une concentration résiduelle très basse.

12.4.1 Valorisation dans une unité de cogénération

Exigences et normes pour les moteurs à combustion

Le tableau suivant présente les exigences imposées au biogaz pour sa valorisation dans une unité de cogénération.

Les exigences sont principalement imposées par les **fournisseurs d'unités**. Elles peuvent varier d'un constructeur à l'autre.

Composant	Exigences
T	max 30 - 40°C (influence sur rendement)
PCI	4.5 - 7 kWh/m ³ (45 - 70% CH ₄)
H ₂ S	< 200 ppm (280 mg/m ³) catalyseur < 8 ppm
NH ₃	< 50 mg / m ³ à 100% CH ₄
Siloxanes	5 - 10 mg/m ³
Humidité relative	max 60 - 80% catalyseur < 50%
Indice CH ₄	minimum 85

Tableau 27 : Qualité du biogaz exigée pour une valorisation dans une unité de cogénération
Source : Erep

Exigences et normes pour les micro turbines

Le tableau suivant présente les exigences généralement imposées au biogaz par les **fabricants** pour sa valorisation dans une micro turbine.

Composant	Exigences
T	< 50°C
PCS	3.8 - 8.3 kWh/m ³ (% CH ₄ 35 - 75%)
H ₂ S	< 200 ppm (280 mg / m ³)
Siloxanes	(très sensible!) *
Humidité relative	60% (10°C au-dessus point de rosée)
Poussières	< 10 µm, 20 ppm

* Les exigences, pour ce qui concerne les siloxanes, peuvent fortement changer d'un fournisseur à l'autre. Un fournisseur peut imposer des limites strictes, tandis qu'un autre, grâce à une construction différente de la turbine, tolère les siloxanes sans restrictions.

Tableau 28 : Qualité du biogaz exigée pour une valorisation dans une microturbine – Source : Erep

Traitements pour une unité de cogénération

Les traitements requis pour la valorisation du biogaz dans une unité de cogénération par moteur à combustion et par micro turbine sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Composant	Biogaz	Exigences	Traitement
méthane (CH ₄)	45 - 70%	> 35 - 40%	
dioxyde de carbone (CO ₂)	30 - 55%	-	-
vapeur d'eau (H₂O)	HR 100%	HR < 60 - 80%	oui
azote (N ₂)	0 - 5%	-	-
hydrogène (H ₂)	0 - 1%	-	-
oxygène (O ₂)	0 - 2%	-	-
sulfure d'hydrogène (H₂S)	100 - 5'000 ppm	< 200 ppm	oui
siloxanes	1 - 50 mg/m ³	MCI* 5 - 10 mg/m ³	-
		Microturbine **	(oui **)

* Moteur à combustion interne

** Dépend du fournisseur. Certains exigent des limites < 5 ppb et imposent un traitement fin

* Moteur à combustion interne

Traitement grossier

Traitement fin

Tableau 29 : Traitements requis pour la valorisation par cogénération - Source : Erep

Les principaux composants à **éliminer** sont donc la **vapeur d'eau**, le **sulfure d'hydrogène** et, pour ce qui concerne la micro turbine, les **siloxanes** jusqu'à des niveaux très faibles.

Concernant la **vapeur d'eau** il est important que le taux d'humidité relative ne se situe pas à la limite de condensation, qui est de 100%. Un taux inférieur, entre 60 et 80%, permet d'éviter la condensation lors des augmentations de pression ou de température dans la rampe à gaz et dans les chambres de combustion.

L'élimination **d'H₂S** est importante afin d'éviter, en combinaison avec la présence d'eau, l'apparition de conditions corrosives.

12.4.2 Injection du biométhane

Qualité du biométhane

La qualité à laquelle le biogaz doit satisfaire pour l'injection dans le réseau de gaz naturel est définie par les **gestionnaires des réseaux de distribution** et de **transport** de gaz naturel. Elle est présentée dans le tableau ci-dessous.

Une distinction est faite entre un gaz de type H et un gaz de type B. Le gaz de type H a un pouvoir calorifique plus élevé que le gaz de type B. En général on trouve le gaz de type B au nord de la France alors que le type H est celui que l'on trouve dans le reste de la France.

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H ⁽¹⁾ : 10,7 à 12,8 kWh/m ³ (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Gaz de type B ⁽¹⁾ : 9,5 à 10,5 kWh/m ³ (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz de type H : 13,64 à 15,70 kWh/m ³ (n) (combustion 25°C : 13,6 à 15,66) Gaz de type B : 12,01 à 13,06 kWh/m ³ (n) (combustion 25°C : 11,97 à 13,03)
Densité	Comprise entre 0,555 et 0,70
Point de rosée eau	< -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement
Point de rosée hydrocarbures	< -2°C de 1 à 70 bar
Teneur en soufre total	< 30 mgS/m ³ (n)
Teneur en soufre mercaptique	< 6 mgS/m ³ (n)
Teneur en soufre de H ₂ S + COS	< 5 mgS/m ³ (n)
Teneur en CO ₂	< 2,5 % (molaire)
Teneur en Tétrahydrothiophène (produit odorisant THT)	Comprise entre 15 et 40 mg/m ³ (n)
Teneur en O ₂	< 100 ppmv
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire
Hg	< 1 µg/m ³ (n)
Cl	< 1 mg/m ³ (n)
F	< 10 mg/m ³ (n)
H ₂	< 6 %
NH ₃	< 3 mg/m ³ (n)
CO	< 2 %

⁽¹⁾ Gaz de type H : Gaz à haut pouvoir calorifique. Gaz de type B : Gaz à bas pouvoir calorifique

Tableau 30 : Caractéristiques requises pour l'injection de gaz autres que le gaz naturel - Source : GrDF

Traitements

Les traitements requis pour la production de biométhane sont présentés au tableau ci-après :

Composant	Biogaz	Exigences	Traitement
méthane (CH ₄)	45 - 70%	PCS gaz H > 10.7 kWh/Nm ³ ≈ >96.7% CH ₄ PCS gaz L > 9.5 kWh/Nm ³ ≈ >86% CH ₄	
dioxyde de carbone (CO ₂)	30 - 55%	≈ ≤ 2.5 %	oui
vapeur d'eau (H ₂ O)	HR 100%	point de rosée -5°C	oui
azote (N ₂)	0 - 5%	-	« oui »
hydrogène (H ₂)	0 - 1%	≤ 6 %	-
oxygène(O ₂)	0 - 2%	≤ 0.7 %	« oui »
sulfure d'hydrogène (H ₂ S)	100 - 5'000 ppm	≤ 3.5 ppm	oui
siloxanes	1 - 50 mg/m ³	-	

Traitement grossier

Traitement fin

Tableau 31 : Traitement requis pour la production de biométhane - Source : Erep

Pour obtenir une qualité du biométhane comparable à celle du gaz naturel, des traitements fins sont requis pour éliminer le CO₂, la vapeur d'eau, le H₂S et éventuellement l'oxygène. L'élimination de ce dernier est très difficile à réaliser et sa présence dans le biogaz doit avant tout être évitée.

Même si pour certains composants, tel que l'azote, il n'y a aucune exigence concernant leur concentration maximale, celle-ci a de l'importance car elle réduit le PCS du biométhane.

Par exemple, un biométhane avec 5% de N₂ et 2,5% de CO₂, a théoriquement une concentration de méthane de 92.5% et donc un PCS de 10.44 kWh/Nm³, et est donc non injectable. Il faut éviter d'avoir de l'azote dans le biogaz. La quasi-totalité des technologies ne peuvent l'épurer.

Qualité du gaz pauvre

Lors de l'épuration du biogaz en biométhane (Voir partie 13 Elimination du CO₂ pour obtention du biométhane), les composants éliminés du biogaz sont contenus dans un gaz dit « pauvre », car il ne contient que des gaz à pouvoir calorifique nul ou très faible. Il contient en effet principalement du CO₂ mais aussi des impuretés, comme un résiduel de CH₄ et du H₂S.

Il est relargué dans l'air et fait l'objet de restrictions notamment concernant les émissions de CH₄ et d'H₂S :

- Les limites des émissions de CH₄ ainsi que d'H₂S sont formulées dans l'arrêté du 2 février 1998 relatif aux prélèvements et à la consommation d'eau ainsi qu'aux émissions de toute nature des installations classées pour la protection de l'environnement soumises à autorisation ;
- Si les émissions de méthane dépassent **2 kg/h**, l'unité d'épuration doit être équipée d'un système de traitement du gaz pauvre pour réduire à **50 mg/m³** la concentration de ces émissions ;
- Si les émissions d'hydrogène sulfuré dépassent **50 g/h**, la valeur limite de concentration est de **5 mg/m³**.

12.5 Techniques d'épuration des gaz traces et de l'eau

12.5.1 Déshydratation

Le tableau suivant présente les techniques de déshydratation du biogaz. Il fait la distinction entre la valorisation par cogénération et la production de biométhane et entre :

- Un **Traitement grossier**
- un **Traitement fin**

Cogénération	Biométhane (injection ou carburant)
Déshydratation par condensation :	Déshydratation par condensation :
➤ refroidissement naturel (conduites enterrées)	➤ refroidissement naturel (conduites enterrées)
➤ refroidissement forcé jusqu'à 5 °C	➤ refroidissement forcé jusqu'à 5 °C
	Déshydratation par adsorption :
	➤ Gel Silica, tamis moléculaire
	Déshydratation par absorption :
	➤ lavage au glycol

Tableau 32 : Techniques de déshydratation - Source : Erep

Le traitement fin pour éliminer de l'eau est aussi désigné comme séchage, alors que l'élimination partielle de l'eau par condensation est généralement appelée déshydratation.

Condensation

Par refroidissement, la vapeur d'eau est condensée. On distingue le refroidissement naturel, qui a lieu dans les conduites de biogaz enterrées, du refroidissement forcé.

La distance de canalisation enterrée nécessaire est fonction du débit de biogaz. Elle est donc surtout intéressante pour les petites installations.

Pour éviter la condensation et ainsi le gel il faut réduire l'humidité relative (HR) à maximum **70%**.

Grâce à une réfrigération, on pourrait atteindre des points de rosée compris entre 4°C et 10°C à pression atmosphérique. Le biogaz est refroidi à travers un échangeur. Pour des points de rosée inférieurs, le gaz est comprimé avant l'étape de réfrigération.

Il faut toujours veiller à ce que la température de la canalisation d'évacuation des condensats ne descende pas en dessous de 0°C, ce qui risque d'entraîner des problèmes de gel (il est possible d'utiliser des résistances chauffantes en sécurité).

Adsorption

L'eau peut être adsorbée par divers composés comme les gels de silice, l'oxyde d'aluminium ou de magnésium. Lorsqu'il est saturé, l'adsorbant est régénéré par séchage ou par diminution de la pression.

Absorption

Enfin, l'eau peut être absorbée dans du glycol ou des sels hygroscopiques. Le glycol n'est pas systématiquement régénéré car cela s'opère à des températures élevées. Les solutions de sels saturés sont évacuées et remplacées par des sels propres.

12.5.2 Désulfuration

Les techniques de désulfuration sont énumérées dans le tableau suivant :

Cogénération	Biométhane (injection ou carburant)
<ul style="list-style-type: none"> ➔ Désulfuration biologique aérobie dans le ciel gazeux du digesteur ou dans des bioréacteurs dédiés. Ajout d'oxygène pour produire du soufre natif ou des sulfates ➔ Précipitation par ajout d'ions ferreux dans le digesteur dans la phase liquide ➔ Adsorption sèche avec les oxydes et hydroxydes et régénération avec de l'air pour produire de soufre natif ➔ Lavage à la soude 	<ul style="list-style-type: none"> ➔ (Biologique aérobie) ➔ Précipitation ➔ Adsorption ➔ Lavage à la soude
(Adsorption charbon actif)	Adsorption charbon actif
Traitement grossier	Traitement fin

Tableau 33 : Techniques de désulfuration - Source : Erep

Désulfuration par précipitation chimique

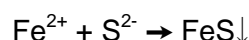
L'H₂S réagit avec les ions ferreux (Fe²⁺) ou ferriques (Fe³⁺) pour former des sulfures ferreux ou ferriques.

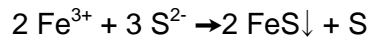
La précipitation des sulfures ferreux s'effectue par ajout des réactifs (hydroxydes de fer, chlorures de fer ou sulfates de fer) dans les substrats en cours de digestion. Les sulfures étant insolubles, ils sont alors évacués avec le digestat. L'avantage de la précipitation dans le digesteur réside dans le faible investissement nécessaire. Cette technique permet d'abattre des concentrations en H₂S hautes mais pas au point d'atteindre les faibles concentrations requises pour l'injection. En effet, l'efficacité des sels de fer diminue fortement en dessous de **100 ppm** d'H₂S. Elle doit être complétée par une désulfuration fine.

Les sels de fer sont un co-produit de l'extraction du titane.

Les sels de fer sont introduits dans le substrat de fermentation au-dessus de la fosse primaire, dans le doseur de matières solides ou directement dans le fermenteur. Contrairement à l'épuration du gaz en aval, l'hydrogène sulfuré est déjà retenu dans le fermenteur dans le cas d'addition de sels de fer. Attention, les sels de fer sont corrosifs pour l'acier inoxydable avant dilution. Ainsi, l'introduction devra se faire à bonne distance des parois si la cuve de préparation est en inox.

L'hydrogène sulfuré formé est lié dans la phase liquide du fermenteur, directement comme sulfure de fer difficilement soluble, et il est éliminé du système lors de l'évacuation des matières solides.





Après l'extraction du substrat de fermentation, le sulfure de fer contenu est facilement oxydé par l'oxygène de l'air. Il se forme un sulfate soluble, facilement assimilable par les plantes et ayant un effet agronomique très positif.

Les sels de fer aussi bien bivalents que trivalents sont en principe appropriés à la précipitation des sulfures. Le dosage d'une solution de chlorure ferreux ou ferrique et l'addition d'hydroxyde de fer sont les deux procédés les plus courants.

Une première évaluation des quantités à doser peut être effectuée à l'aide des facteurs suivants :

- Valeur initiale de la concentration d'hydrogène sulfuré dans le biogaz brut ;
- Concentration d'hydrogène sulfuré à atteindre ;
- Volume de biogaz produit quotidiennement.

Un essai de fonctionnement sur site permet d'évaluer exactement les quantités à doser et de les optimiser ensuite spécifiquement pour chaque installation de biogaz. Ces quantités se situent habituellement entre 100 et 220 g de fer/t de substrat. Toutefois, elles dépendent beaucoup des substrats mis en œuvre et de leur siccité.



Figure 170 : Points de dosage de sels de fer possibles (A gauche : dans la cuve mélangeuse – A droite : directement dans le fermenteur) – Source : Kronos Ecochem

L'utilisation de sels de fer est le seul procédé qui permet de lier l'H₂S directement dans le fermenteur. Ceci a un effet positif sur les processus microbiologiques qui se déroulent et peut entraîner une augmentation de la concentration de méthane.

Grâce à la grande réactivité des sels de fer avec les sulfures (plus petit produit de solubilité), il reste des substances-traces disponibles dans la phase liquide, tant que des ions de Fe libres sont présents. Les substances-traces restent ainsi disponibles pour des bactéries méthanogènes et ne sont pas soustraites au système par la formation de sulfures de métal.

L'utilisation de sels de fer permet de prolonger la durée de vie des consommables utilisés pour un traitement fin tels que le charbon actif. Ces produits ayant généralement un prix élevé, l'utilisation de sels de fer permet de réduire les frais d'exploitation.

Si le biogaz doit être épuré en biométhane, l'emploi de sels de fer pour la désulfuration grossière est une solution simple et fiable au point de vue de la technologie des procédés. Cette méthode peut être considérée comme le complément optimal de la désulfuration fine car elle ne nécessite pas l'adjonction supplémentaire d'oxygène ou de gaz inerte.

Chlorure ferrique ou ferreux ?

Le chlorure ferrique est le sel de fer le plus utilisé pour le traitement de l' H_2S , surtout en stations d'épuration. Cependant, le chlorure ferreux, moins connu, apparaît souvent plus intéressant.

En effet, le chlorure ferreux n'élimine que le soufre, alors que le chlorure ferrique réagit avec d'autres molécules. En conséquence, l'utilisation de chlorure ferreux permet une économie de fer jusqu'à 30% par rapport au chlorure ferrique.

En revanche, le chlorure ferrique est également utilisé pour le traitement des phosphates, notamment en stations d'épuration, dont les eaux traitées sont par conséquent souvent saturées en fer. La réaction entre le chlorure ferrique et le phosphate conduit à la formation de chlorure ferreux, qui peut par la suite réagir avec le soufre.

Inversement, le chlorure ferreux est transformé en chlorure ferrique par réaction avec l'oxygène.

Contrairement au chlorure ferreux, le chlorure ferrique entraîne une floculation, qui peut être problématique dans certains cas. En outre, il génère une baisse de pH.

Enfin, le chlorure ferreux, étant moins utilisé que le chlorure ferrique, est moins cher.

Pour aller plus loin...

⇒ [Caractéristiques des différents sels de fer](#), Kronos Ecochem, en ligne

Désulfuration par adsorption sèche

La précipitation des sulfures ferreux a lieu dans une colonne remplie d'oxydes et/ou d'hydroxydes de fer que le biogaz traverse. Cette réaction est réversible et l'oxyde de fer peut être régénéré par oxydation. En général, les installations disposent de 2 unités, lorsque l'une est en fonctionnement, l'autre est en phase de régénération.

Cette technique était largement répandue dans les installations de digestion des boues d'épuration jusqu'à ce que les traitements chimiques au moyen de sels de fer en vue de déphosphater les eaux usées fassent leur apparition dans les chaînes de traitement des eaux usées.

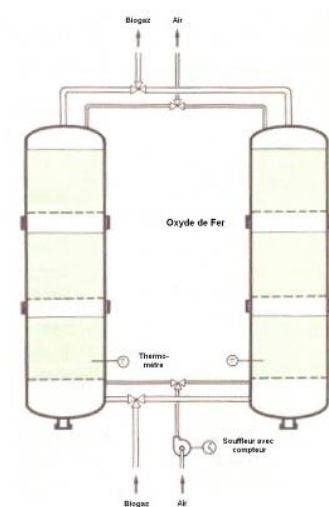


Figure 171 : Tours de désulfuration de biogaz par l'oxyde de fer- Source : Erep

Adsorption sur charbon actif

L' H_2S peut également être adsorbé sur du charbon actif imprégné ou non de KI, de K_2CO_3 ou de $KMnO_4$. Ces agents servent de catalyseurs et augmentent la vitesse de réaction.

Les inconvénients de cette technique résident dans le fait que l'adsorption est irréversible et que les adsorbants sont onéreux. C'est pourquoi elle est employée en complément d'une désulfuration grossière, lorsqu'une désulfuration fine est requise. Le charbon actif saturé est alors remplacé, évacué et traité. Ce reconditionnement est très consommateur d'énergie. Chaque tonne de charbon actif réactivé requiert environ **8,5 kWh**, et émet environ **2 000 kg** de CO₂.

Le charbon actif étant une ressource fossile, son prix est en constante évolution. Son extraction et son transport sont polluants.

La désulfuration du biogaz par adsorption sur charbon actif précède fréquemment l'épuration en biométhane.

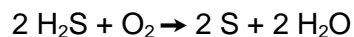
Lavage à la soude

L'absorption physique, par lavage, s'effectue dans des réacteurs externes. Le biogaz y est introduit à contre-courant avec des solvants organiques, de l'eau ou encore des solutions caustiques.

La soude est particulièrement intéressante car elle augmente la solubilité de l'H₂S et produit des sels de sulfure de sodium. La solution caustique est régénérée ou non. En raison de l'augmentation de l'acidité de la solution caustique, une partie de la solution de lavage doit tout de même être renouvelée et traitée.

Désulfuration par voie biologique aérobie

Le H₂S, en présence d'air, est oxydé par des micro-organismes de la famille des Thiobacillus. Ceux-ci se développent par injection d'air dans le biogaz dans une proportion variant de 2% à 6% du volume de biogaz et produisent du soufre natif mais aussi quelques sulfates. La réaction se produisant est la suivante :



Cette désulfuration peut être menée directement dans le ciel gazeux du digesteur par l'introduction d'air frais au moyen d'une pompe, ou dans un bioréacteur séparé du digesteur.

Injection d'air dans le ciel gazeux

L'oxygène de l'air fait que l'hydrogène sulfuré est oxydé en soufre élémentaire par des micro-organismes qui croissent sur les surfaces du collecteur de gaz. Ce soufre s'accumule sur les surfaces et revient finalement dans le substrat. Là, une partie est retransformée en hydrogène sulfuré. Le soufre produit est évacué avec le digestat ou reste dans le digesteur.

L'efficacité de ce traitement couramment utilisé pour des digesteurs de petite capacité atteint facilement 95%. Ce rendement est toutefois limité car il n'est pas possible d'adapter exactement l'addition d'air à la quantité de gaz produite et à la concentration respective d'hydrogène sulfuré [24].

Un inconvénient sérieux de ce procédé est la formation possible d'acide sulfurique. En présence de l'oxygène de l'air, des bactéries de soufre qui oxydent l'hydrogène sulfuré en acide sulfurique peuvent coloniser toutes les surfaces du collecteur de gaz. Cet acide sulfurique biogène provoque également des dommages importants dus à la corrosion sur tous les matériaux de béton et de métal [24].

Il convient en outre de tenir compte des points suivants à l'égard de ce procédé :

- Il n'est pas adéquat pour les installations produisant du biométhane-carburant ou pratiquant l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel car il faut introduire une trop grande quantité d'oxygène et de gaz inerte dans le biogaz et en éliminer ensuite les traces d'O₂ et d'N₂ résiduelles ;
- La réduction nette de la teneur en méthane du biogaz équivaut à une diminution de la performance des sous ensembles ;
- Les exigences des fabricants de centrales de chauffage à distance, généralement 100 à 500 ppm de H₂S, ne peuvent pas être respectées avec certitude et les droits à la garantie peuvent s'éteindre [24] ;
- La qualité du gaz est instable [24].

Biolaveurs

Une variante de traitement biologique est proposée par la société Paques. Leur système Thiopaq® combine le lavage à la soude pour capter l'H₂S et un traitement biologique de la solution riche en H₂S dans un réacteur séparé. Cette technique évite une introduction de l'oxygène dans le biogaz ce qui est important dans le processus de production de biométhane.



Figure 172 : Équipement Thiopaq®
Source : Paques

Ce procédé sépare la dissolution de l'H₂S de la conversion biologique en 2 étapes, ce qui permet d'éviter :

- l'appauvrissement du biogaz par addition d'air,
- le colmatage du laveur par les particules de soufre.

La mesure du potentiel rédox permet un suivi simplifié apportant :

- Une souplesse du procédé
- Une disponibilité importante du biogaz
- Un suivi réduit

Les sulfures sont directement convertis en soufre élémentaire solide. Le rendement d'élimination des sulfures est supérieur à **99%**. Le mélange soufre/carbonate récupéré est valorisable.

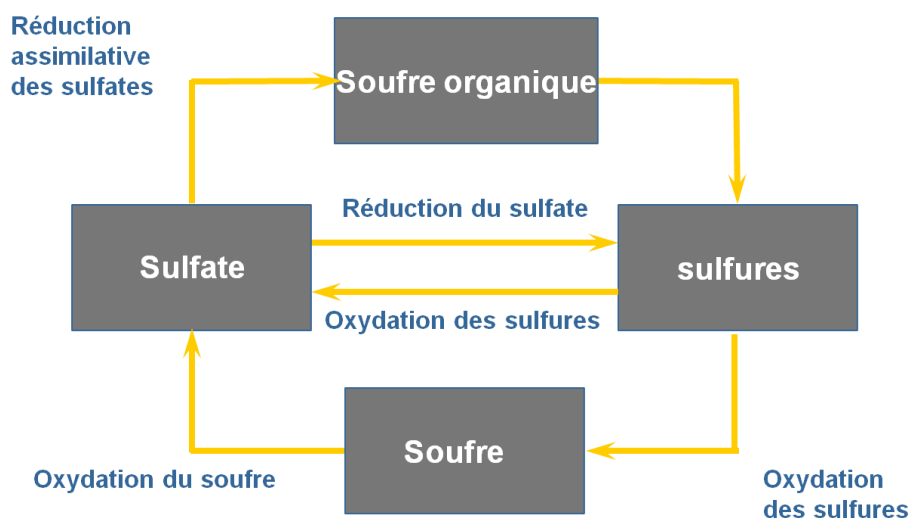


Figure 162 : Schéma de principe de l'élimination du soufre par le procédé Thiopaq® - Source : Paques®

Les coûts en réactifs chimiques sont fortement réduits par la régénération biologique de l'hydroxyde. L'économie est supérieure à **93%** sur la consommation de soude par rapport à un laveur chimique.

Ce procédé ne permet pas la libération d' H_2S , ce qui assure la sécurité du personnel.

Le biogaz est lavé dans une colonne à contre-courant à l'aide d'une solution alcaline. Si la teneur en CO_2 du biogaz est supérieure à 30 %, il réagit également avec la solution alcaline, ce qui produit des carbonates et bicarbonates absorbant la majeure partie de l' H_2S . Une large part du CO_2 absorbé dans la colonne est éliminée par aération.

La conversion biologique de l' H_2S dissous se fait par les bactéries du genre *Thiobacillus* dans des conditions d'oxygénation contrôlée.

Le soufre produit dans le réacteur biologique est séparé dans un décanteur. Les boues produites sont recirculées dans le réacteur biologique et seules les boues excédentaires de concentration moyenne de 100 g/L sont extraites.

Sans traitement, ces boues ont une siccité de 10%. Si le soufre n'est pas utilisé, les boues peuvent être traitées par un système de boues activées.

Il est possible de déshydrater ces boues dans un décanteur centrifuge pour obtenir une siccité de 60 % MS à 95-98 % de S. Le soufre obtenu peut être utilisé par un site de production d'acide sulfurique, ou décharge. Si un séchage est utilisé après la décantation centrifuge, la siccité peut être amenée à 90% (cela présente cependant un risque potentiel d'auto-échauffement des boues). Le soufre pourra alors également servir comme fertilisant pour la croissance des plantes, ou comme fongicide.

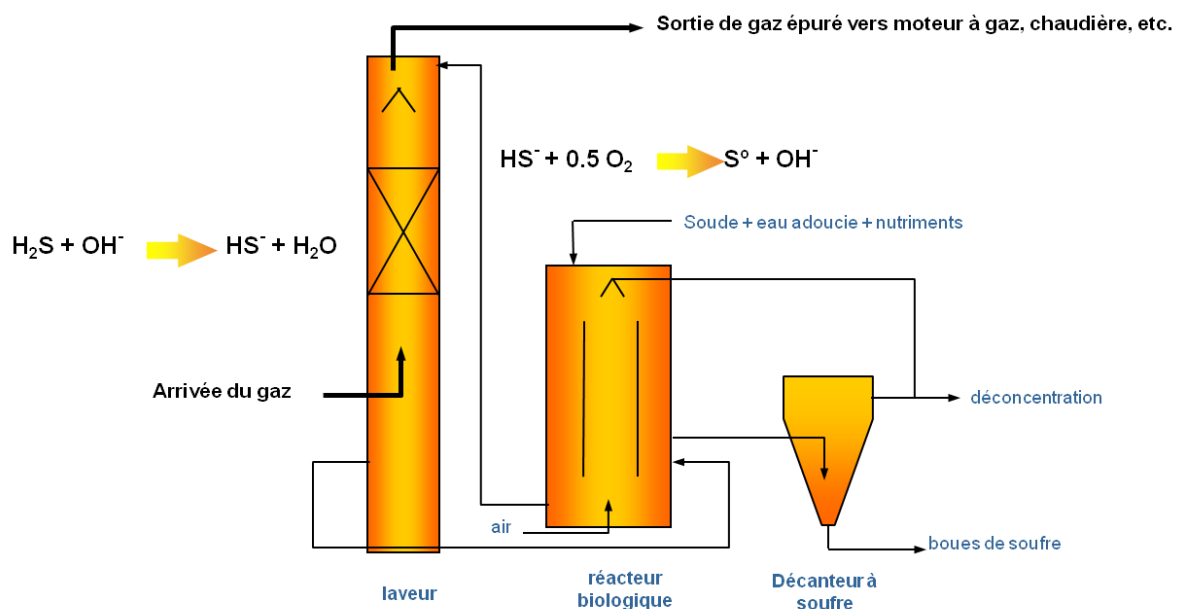


Figure 173 : Schéma de fonctionnement du procédé Thiopaq® - Source : Thiopaq®

Caractéristiques de l'équipement :

Teneur en H_2S en entrée : >50 ppm
Teneur en H_2S en sortie : 10-100 ppm
Pression : 1 – 70 bar

Charge en soufre :

- Equipements standards : 0 à 600 kg/j
- Sur mesure : jusqu'à 40t/j

Performances des techniques de désulfuration

Le tableau suivant présente des concentrations de H₂S en sortie des techniques de désulfuration. Il s'agit ici d'indications car la concentration en sortie dépend de la concentration d'H₂S à l'entrée !

Techniques	Concentration H ₂ S en sortie [ppm]	Sous-produits	Type de désulfuration
Désulfuration biologique in-situ	< 150		Grossière
Désulfuration biologique dans réacteur dédié	< 100		Grossière
Précipitation in-situ	< 100 – 150		Grossière
Adsorption sur sèche	< 100		Grossière
Lavage à la soude	< 50-100	Sulfates, Boues soufrées	Grossière
Adsorption sur charbon actif	< 5	Charbon actif saturé	Fine

Tableau 34 : Concentrations en sortie d'unités de désulfuration – Source : Erep

12.5.3 Elimination de N₂ / O₂

Les composants N₂ et O₂ sont très difficiles à séparer du biogaz. Même si pour l'azote une concentration maximum n'est pas exigée, elle est importante parce qu'elle réduit le PCS du biométhane.

Il vaut donc mieux éviter leur présence dans le biogaz. Il existe deux techniques qui permettent une certaine réduction de N₂/O₂, à savoir les systèmes de PSA, de filtration membranaire et de cryogénie.

Les techniques suivantes sont spécifiques à l'élimination de l'oxygène :

Cogénération	Biométhane (injection ou carburant)
	Élimination d'oxygène possible par : <ul style="list-style-type: none"> ➤ adsorption chimique sur cuivre ➤ réaction catalytique sur palladium ou platine avec H₂

Traitement grossier

Traitement fin

Tableau 35 : Techniques d'élimination de l'oxygène - Source : Erep

12.5.4 Siloxanes

Une épuration du biogaz des siloxanes est très importante pour la microturbine ou pour la cogénération par moteur à combustion interne dans le cas de fortes concentrations dans le biogaz.

Cogénération	Biométhane (injection ou carburant)
Élimination par adsorption sur charbon actif, gel de silica ou condensation par cryogénie à - 70°C	Élimination par adsorption sur charbon actif, gel de silica ou condensation par cryogénie à - 70°C
Traitement grossier	
Traitement fin	

Tableau 36 : Techniques d'élimination des siloxanes - Source : Erep

Un filtre spécifique et régénérable est commercialisé par la société PpTek



Figure 174 : Techniques d'élimination des siloxanes (En haut à gauche : Charbon actif – En haut à droite : Graphite activé – En bas : filtre à régénération PpTek) Source : PpTek

Avantages de la régénération du média sur site :

- Faible consommation énergétique (2-3 kW)
- Perte de charge négligeable
- Pas de refroidissement ou de prétraitement requis
- Capte une partie de l'humidité du biogaz
- Media biodégradable jusqu'à 10 fois plus adsorbant que le charbon actif
- Durée de vie du média de 5 à 7 ans, garanti 5 ans. Pas d'autre consommable
- Faibles coûts d'exploitation
- Opération automatique et sécurisée
- Maintenance minimale : facilité et sécurité d'entretien
- Pollution réduite



Figure 175 : Filtres à régénération - Source : PpTek

Le tableau suivant compare les émissions de CO₂ générées par l'utilisation d'un filtre régénérant et d'un filtre à charbon actif :

Débit de biogaz	600 Nm ³ /h	5 000 Nm ³ /h
Filtre régénérant PpTek BGAK	76,4 tonnes de CO ₂	76,4 tonnes de CO ₂
Filtre à charbon actif	2 146 tonnes de CO ₂	18 075 tonnes de CO ₂

Tableau 37 : Emissions de CO₂ générées par le filtre régénérant PpTek et les filtres à charbon actif - Source : PpTek

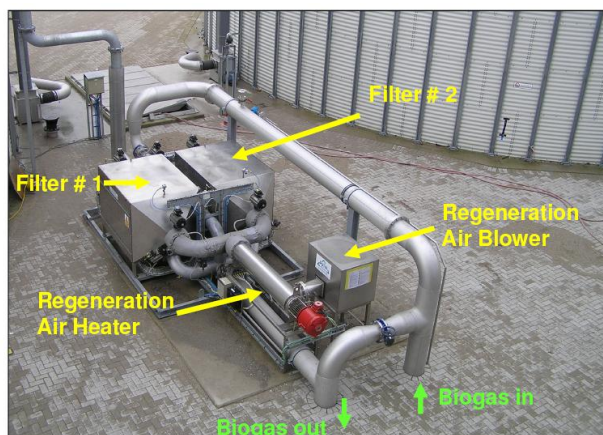


Figure 176 : Eléments principaux constituant un module à régénération pour l'épuration des siloxanes Source : PpTek

Utilisable pour de faibles débits de biogaz et pour de faibles concentrations en siloxanes
Conception compacte, plus légère, et moins chère que les autres techniques.

Pour aller plus loin...

⇒ [Technologie d'épuration des siloxanes, PpTek, en ligne \(en anglais\)](#)

13 Elimination du CO₂ pour obtention du biométhane

13.1 Les procédés d'épuration du biogaz en biométhane

Afin d'atteindre la teneur en méthane nécessaire pour assurer le PCS spécifié par GrDF, le biogaz brut doit être **épuré**. Il s'agit **d'éliminer le dioxyde de carbone** contenu en quantité importante dans le biogaz (30-50%) afin de le concentrer en méthane.

L'unité d'épuration produit deux flux gazeux distincts :

- 1) le biométhane, riche en méthane,
- 2) le gaz dit « pauvre », pauvre en méthane donc au pouvoir calorifique faible voire nul. Il peut, suivant la technique d'enrichissement appliquée, également contenir de l'air et de l'H₂S.

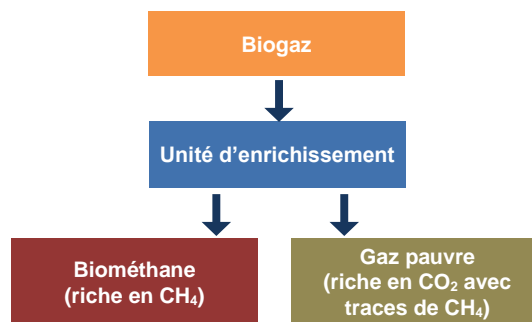


Figure 177 : Figure : Les flux gazeux issus de l'unité d'enrichissement – Source : Erep

Pour augmenter le taux de méthane du biogaz, différentes techniques peuvent être employées sur la base de divers phénomènes qu'ils soient physiques ou chimiques.

13.1.1 L'absorption physique, le lavage

L'absorption est un procédé basé sur le transfert de matière d'un fluide vers un autre (liquide/liquide, liquide/gaz ou gaz/gaz) par des phénomènes physiques (sans modification des molécules). Les liquides connus ayant la capacité de séparer le CO₂ et le CH₄ sont l'eau et les glycols : on parle alors de lavage.

Le lavage à l'eau

Le lavage à l'eau se base sur les différences de solubilité entre les constituants d'un mélange de gaz. Le **méthane**, avec une solubilité quasi-nulle dans l'eau, reste en **phase gaz** quand le **dioxyde de carbone** passe en phase **aqueuse**.

Le biogaz est injecté à la base d'une colonne de lavage appelée « scrubber », remplie de garnissage et/ou de plaques de distribution, tandis que l'eau est injectée par le haut (Figure 178). L'épuration se fait ainsi à contre-courant. La pression dans la colonne de lavage est élevée (8-10 bars), afin d'augmenter la solubilité des gaz dans l'eau. Le biométhane ainsi produit est saturé en eau, il doit subir une étape de séchage avant d'être utilisé.

La partie eau chargée peut ensuite être régénérée ou bien rejetée. Toutefois, une grande quantité d'eau étant nécessaire au traitement (4 - 5 L_{eau}/m³_{biogaz} [27]), il est préférable de faire circuler l'eau dans une boucle fermée. La régénération de l'eau de lavage peut être réalisée par :

- Dépressurisation ou flash : la chute en pression de l'eau permet de libérer les gaz dissous qui sont ensuite redirigés et mélangés avec le biogaz brut entrant dans la tour de lavage. L'eau, quant à elle, est renvoyée en tête de scrubber.

- Stripping à l'air : selon le même principe qui permet de transférer les gaz vers l'eau, les composés solubilisés vont repasser de l'état dissous dans l'eau à l'état gazeux dans l'air. Cet air chargé est ensuite envoyé vers l'atmosphère.
- De par la solubilité du H_2S dans l'eau, il est possible d'éliminer ce composé du biogaz simultanément par cette technique. Toutefois, il est recommandé d'effectuer son traitement au préalable car :
 - La régénération par dépressurisation de l'eau de lavage est alors partielle. Cette régénération partielle augmente la consommation d'eau.
 - Avec le stripping à l'air une partie du H_2S est contenu dans le gaz pauvre et est donc émis dans l'air.

La solubilité dans l'eau du CO_2 est augmentée par :

- Diminution de la température
- Augmentation de la pression

L'efficacité de la régénération est augmentée par :

- Détente

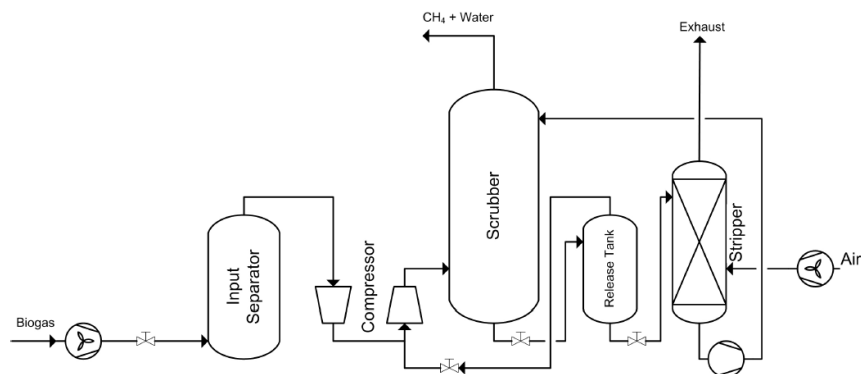


Figure 178 : procédé de lavage à l'eau avec régénération – Source : De Hullu J. et al.

La société hollandaise DMT Environmental Technology propose une unité complète de lavage à l'eau sous le nom de TS PWS® (Total Solution Pressurized Water Scrubbing). Il est aussi possible de s'adresser à Greenlane du groupe FLOTECH pour ce type de procédé.

Le lavage au glycol

La solubilité du CO_2 dans les glycols est beaucoup plus importante que dans l'eau et un lavage au glycol permet un meilleur rendement et réduit ainsi la quantité d'énergie consommée.

Deux types de glycol sont principalement utilisés : le Selexol™ et le Genosorb®. Le lavage au glycol fonctionne également avec une recirculation de solvant dont la régénération est assurée par :

- Dépressurisation
- Stripping à l'air
- Distillation à reflux partiel : cette technique est utilisée dans le cas de l'élimination simultanée du CO_2 et du H_2S . Cependant, les colonnes de distillation ayant un coût relativement important, il est préférable d'éliminer l' H_2S préalablement au CO_2 .

Le lavage au glycol présente l'avantage d'éliminer également l'eau et les hydrocarbures halogénés qui peuvent être présents notamment dans le biogaz de décharge.

La solubilité dans le glycol du CO₂ est augmentée par :

- Diminution de la température
- Augmentation de la pression

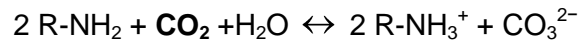
L'efficacité de la régénération est augmentée par :

- Augmentation de la température
- Détente

13.1.2 L'absorption chimique

Le procédé d'absorption chimique s'appuie également sur le principe de contact entre fluides, avec la différence majeure que le transfert d'une phase vers l'autre se réalise avec une réaction chimique. Cela permet d'augmenter la solubilisation du gaz traité en l'occurrence le dioxyde de carbone. Plusieurs **réactifs** peuvent être utilisés tels que les **amino-alcools** ou des solutions de **carbonate de potassium** (K₂CO₃). Une des **amines** les plus utilisées pour réaliser l'absorption du CO₂ est la MonoEthanolAmine (MEA).

Il se produit la réaction réversible suivante [28]:



Selon le type d'amines et le fournisseur, la pression de fonctionnement varie de 1 à 70 bar et la température de fonctionnement entre 20 et 70°C.

Le CO₂ ainsi lié se retrouve dans la **phase liquide** (mélange d'amines et d'eau). Le solvant est systématiquement régénéré et recirculé. La régénération des amines s'effectue par augmentation de température entre 120 et 180°C.

La solubilité dans la solution d'amines du CO₂ est augmentée par :

- Diminution de la température

L'efficacité de la régénération est augmentée par :

- Augmentation de la température
- Détente

La société suédoise CIRMAC a développé un procédé fonctionnant à basse pression : LP COOAb (Low Pressure CO₂ Absorption). Le biogaz brut doit être filtré au préalable sur du charbon actif pour éliminer les molécules d'H₂S. A une pression proche de 4 bars, le biogaz désulfuré est ensuite enrichi grâce aux amines avant d'être séché dans un PSA (décrit ci-après).

Malgré un taux de récupération très haut, le principal inconvénient de cette technique est le coût d'investissement.

13.1.3 L'adsorption physique, Pressure Swing Adsorption (PSA)

L'adsorption physique est un procédé de traitement sélectif qui se base sur l'**affinité d'une ou plusieurs molécules vis-à-vis d'un matériau poreux**. Aussi appelé **tamis moléculaire**, ce mécanisme surfacique met en jeu des liaisons faibles de Van Der Waals entre le solide et les composés liquides ou gazeux à traiter. Les matériaux classiquement utilisés sont les **charbons actifs** et les **zéolites** puisque ce sont des solides ayant des surfaces spécifiques très importantes en raison de leur porosité (respectivement 400-2 500 m²/g et 500-800 m²/g)[6].

Le processus, ne modifiant pas la structure moléculaire des substances adsorbées, est totalement réversible ce qui permet de régénérer le matériau tout en récupérant les composés retenus. Pour ce faire, il s'agit de faire varier les conditions opératoires en termes de pression. En effet, le phénomène d'adsorption est favorisé à haute pression quand la désorption se produit dans les conditions inverses.

Les technologies à modulation de pression (Pressure Swing Adsorption ou PSA) se basent sur la différence de pression entre la phase d'adsorption et celle de désorption. La dépressurisation réalisée entre les deux phases permet la régénération du matériau le rendant disponible pour opérer un nouveau cycle.

Différentes conditions peuvent être mises en œuvre sur les deux étapes comme le montre le **Tableau 38**.

	PSA Pressure Swing Adsorption	VSA Vacuum Swing Adsorption	VPSA Vacuum Pressure Swing Adsorption
Adsorption	1-10 bar	Pression atmosphérique	1-10 bar
Régénération	Pression atmosphérique	Vide (~0.01 bar)	Vide (~0.01 bar)

Tableau 38 : Conditions opératoires par technique – Source : Laura Sarperi, S3D

Les procédés d'adsorption physique sont en général constitués de plusieurs étages afin d'assurer un traitement cyclique continu. En effet, lorsqu'une cuve est en phase d'adsorption, les autres sont régénérées comme le montre la **Figure 179**.

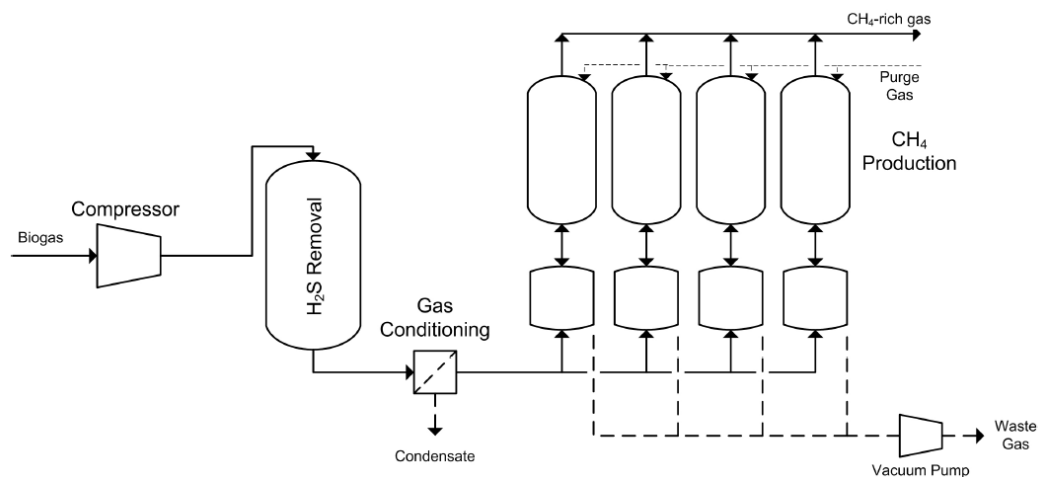


Figure 179 : Procédé de traitement par adsorption physique avec modulation de pression PSA
Source : De Hullu J. et al

- La cuve 1 est en phase d'adsorption et permet de récupérer un biométhane à 97% de CH₄ par **capture du CO₂ mais aussi des COV, des siloxanes et de l'eau**. Quand la cuve se rapproche de la saturation, le biogaz est redirigé vers une autre cuve préalablement régénérée.
- La cuve 2 est dépressurisée à 3,5 bars afin de se trouver en équilibre avec la cuve 4 déjà régénérée. La pression atmosphérique est atteinte dans un deuxième temps (cuve 3). Lors de cette deuxième phase le gaz récupéré, riche en CO₂, contient également du méthane : il est donc recyclé à l'entrée de l'unité.

- Une pompe à vide permet ensuite d'achever la chute de pression jusqu'à la pression atmosphérique ou le vide.
- la cuve 4 est remise sous pression afin de prendre le relai pour l'adsorption lorsque le matériau de la cuve 1 sera saturé.

Cette technique permet de traiter divers composés en fonction du matériau utilisé et des conditions opératoires mises en place. Toutefois, l' H_2S est un poison pour les adsorbants car sa désorption n'est pas totale et il réduit donc la surface active du tamis moléculaire ; une élimination complète préalable est requise.

La PSA permet une **élimination partielle**, mais limitée, de l'**oxygène** et de l'**azote**. Elle permet également une **élimination d'eau**. Toutefois, un abattement préalable de l'eau est nécessaire pour éviter une concurrence sur la surface d'adsorption et pour éviter des blocages du tamis à cause de la condensation d'eau.

L'adsorption du CO_2 est augmentée par :

- Diminution de la température
- Augmentation de la pression

L'efficacité de la régénération est augmentée par :

- Détente
- Extraction sous vide du gaz pauvre

Il existe également des technologies dites TSA ou ESA qui consistent sur le même principe que le PSA à régénérer les matériaux adsorbants par modification de la température (TSA) ou application d'un champ électrique (ESA) ou des procédés combinés.

13.1.4 La séparation membranaire

Le principe de la séparation membranaire repose sur la migration de certains composants à travers une membrane, tandis que les autres sont retenus. On parle de perméation sélective des différents constituants du mélange gazeux à travers la paroi membranaire.

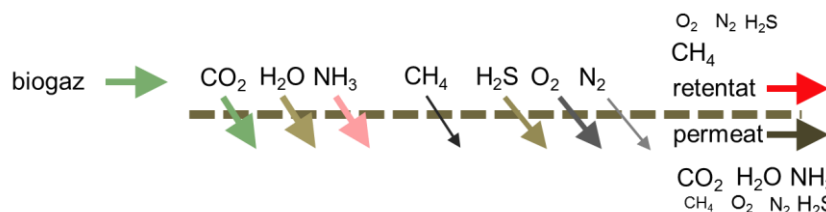


Figure 180 : Technique de séparation membranaire - Source : Erep

Cette diffusion à travers la membrane est dépendante de plusieurs paramètres :

- La perméabilité des composants vis-à-vis de la membrane (dépendante de leur taille et leur affinité vis-à-vis de la membrane)
- La sélectivité : la différence entre la perméabilité des composés à séparer

Dans le cadre de l'épuration du biogaz, une membrane permet le **passage sélectif** de certains éléments tels que : le **CO_2** , l' **H_2S** , l' **H_2O** sous forme gazeuse ou l' O_2 . Le biogaz brut est élevé à une pression de 10 à 12 bar pour permettre aux gaz les plus perméables de traverser la paroi membranaire et être libérés à basse pression du côté dénommé « perméat ».

Les molécules de **méthane** (CH_4), **moins perméables**, sont récupérées à l'autre extrémité des fibres polymères, concentrées et sous pression. Ce gaz est dénommé « rétentat » ou « résiduaire » et dans le cas du biogaz : le biométhane.

On distingue les membranes gaz/gaz types polymères pour lesquelles la force d'entraînement est la différence de pression des deux côtés de la membrane, et les membranes gaz/liquide qui fonctionnent selon le principe de l'absorption, la membrane augmentant alors la surface d'échange entre le rétentat et le perméat.

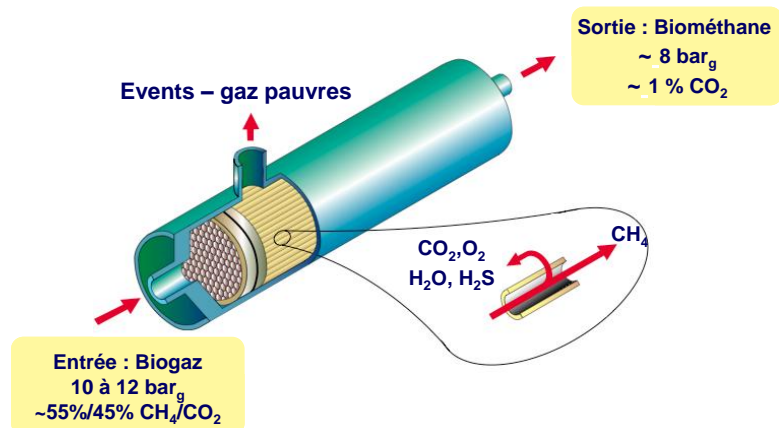


Figure 181 : Principe de fonctionnement de l'épuration du biogaz par membrane – Source : Air Liquide

Une installation d'épuration du biogaz par membrane standard requiert une étape de prétraitement. Elle permet d'éliminer l'hydrogène sulfuré (H_2S) jusqu'à 100 ppm vol. environ et les traces d'eau liquide afin d'assurer le bon fonctionnement du système. La partie prétraitement peut également inclure un système d'élimination des COV, des siloxanes et de l'ammoniac (NH_3).

Performances

Il s'agit d'une des seules technologies pouvant éliminer une partie de l'oxygène contenu dans le biogaz.

La technologie par membrane possède un taux d'extraction méthane pouvant atteindre >98%. Ce taux d'extraction élevé peut être obtenu grâce à l'agencement de plusieurs étages de membranes successifs. L'augmentation du nombre de membranes, placées en série, augmente la pureté du rétentat en CH_4 mais diminue le rendement de séparation (une partie du CH_4 diffuse malgré tout à travers la membrane). Un compromis doit donc être trouvé entre le rendement de séparation et la pureté du biométhane. Une recirculation du perméat peut également être pratiquée. La multiplication des étapes augmente la consommation d'électricité du procédé.

13.1.5 La séparation cryogénique

Cette technique se base sur la différence entre les **points de changement de phase des gaz** (points d'ébullition) en dessous desquels ils liquéfient.

La **liquéfaction du CO_2** se produit à une température inférieure à -78°C . Dans ces conditions, le **méthane reste sous forme gazeuse** (température de liquéfaction -161°C). Le grand écart entre le point d'ébullition de CO_2 et de CH_4 permet un rendement de séparation important et donc peu de pertes.

Cette technique permet de produire du **CO₂ liquide** d'une grande pureté qui peut alors être commercialisé. Pour augmenter les performances de l'enrichissement et la pureté du CO₂ liquide, le biogaz doit être séché, désulfuré et épuré des siloxanes.

Pour parvenir à de tels niveaux de pression et de température, les procédés mettent en jeu des étapes de compression et d'échanges de chaleur.

Ce procédé permet également de séparer l'azote et l'oxygène.

13.1.6 Performances des différents procédés

Le tableau suivant présente les performances des différentes techniques de production de biométhane :

Techniques	Teneur en méthane [%vol.]	Pertes en méthane
Lavage à l'eau	95-98	< 2%
Lavage au glycol	96-98	2 - 4%
Lavage aux amines (MEA)	96-99,9	0,1 – 0.5%
PSA	95-98	1 – 3 / 6 - 10%
Séparation membranaire	96-99	1-3%
Cryogénie	> 99,9	< 0,5%

Tableau 39 : performances des techniques de production de biométhane – Source : Erep

Pour la PSA on distingue, deux plages de pertes (1-3% et 6-10%). Elles dépendent du degré d'optimisation de l'unité :

- Si elle est optimisée pour réduire les coûts d'investissement, il y aura moins de pertes de méthane, mais, en revanche, la qualité du biométhane sera réduite.
- Si la qualité du biométhane produit est optimisée il faut en même temps accepter des pertes de méthane plus élevées.

De manière générale, la teneur du biométhane en méthane est dépendante de la concentration d'air (O₂ + N₂) du biogaz brut. L'air n'étant pas éliminé lors de l'épuration et de l'enrichissement du biogaz, sauf une élimination partielle avec la PSA et la filtration membranaire, il est alors concentré dans le biométhane, diminuant ainsi la concentration en méthane.

Avec les techniques d'élimination de CO₂ on perd toujours une partie du CH₄, qui part avec le CO₂ dans le gaz pauvre. Certaines techniques ont cependant une meilleure sélectivité entre le méthane et le CO₂. Il s'agit de la cryogénie et du lavage aux amines (MEA).

Les performances des techniques sont variables et elles peuvent être optimisées pour :

- maximiser la teneur en CH₄ du biométhane
- minimiser les pertes de CH₄.

Pour **maximiser la teneur en CH₄** du biométhane, l'élimination du CO₂ doit être maximisée. Cela passe par une augmentation du temps de séjours de la phase d'absorption / adsorption, qui augmente également l'absorption / adsorption du CH₄.

Pour **minimiser simultanément les pertes de méthane**, l'effort doit être fait sur la récupération de ce méthane capté avec le CO₂. On introduit alors des colonnes / phases de détente et pour recycler le CH₄ ainsi libéré au début de l'étape d'absorption / adsorption.

Pour **minimiser seules les pertes de CH₄**, l'efficacité d'élimination du CO₂ doit être réduite en diminuant le temps de séjour de la phase d'absorption / adsorption. En revanche, la qualité du biométhane est réduite, puisque la concentration de CO₂ y est plus importante. La minimisation des pertes de CH₄ est une stratégie souvent choisie pour optimiser les coûts d'investissement.

Les pertes en méthane évacuées dans le gaz pauvre ne sont pas forcément inutilisées. Elles peuvent être valorisées thermiquement et la chaleur ainsi produite est utilisée pour satisfaire (pour partie) les besoins thermiques de l'étape de digestion (Voir partie "[13.8.1 Traitement du gaz pauvre](#)")

13.2 Présence sur le marché

La figure suivante montre, à titre indicatif, la répartition des différentes techniques d'enrichissement en méthane en fonctionnement en Allemagne, dont le nombre total en opération est estimé à 87 (état juin 2012).

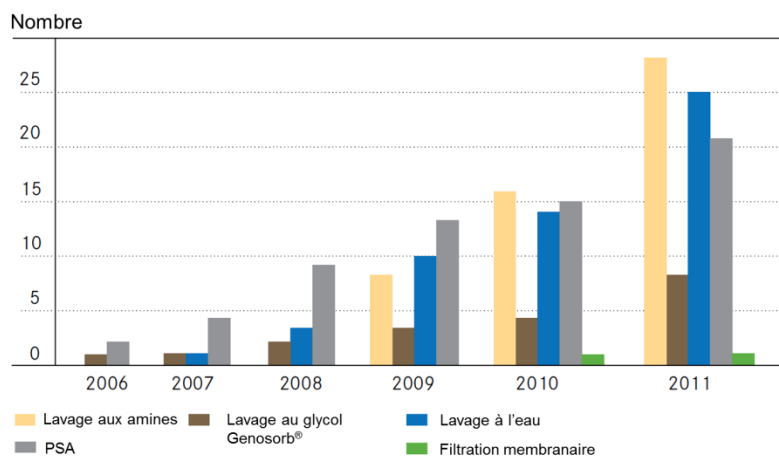


Figure 182 : Unités d'épuration en biométhane réalisées en Allemagne suivant le type de procédé – Source : FNR

Les techniques de PSA et de lavage à l'eau, existant depuis les années 80/90, sont les premières à avoir été installées. Ces dernières années, la technique du lavage aux amines a pris beaucoup d'importance. Les derniers développements concernent surtout la filtration membranaire.

13.3 Traitement du gaz pauvre

Selon la concentration en méthane, il est valorisé dans une chaudière spécifique ou par oxydation catalytique. La **chaleur** est alors **récupérée** et valorisée pour les procédés consommateurs de chaleur, tel que le chauffage du digesteur.

Le tableau suivant présente, par procédé d'enrichissement, les techniques de valorisation du gaz pauvre ainsi que les possibilités de récupérer la chaleur produite.

Procédé d'enrichissement	Récupération chaleur possible	Technique	Remarques
PSA	Oui	Combustion catalytique (procédé ZETECH de Carbotech) ou avec un brûleur adapté (Chaudière Flox)	Concentration CH ₄ > 4 – 5% dans le gaz pauvre
Lavage à l'eau	Non	Autocombustion catalytique du gaz pauvre, mais pas de récupération de chaleur possible	À cause d'une dilution du gaz pauvre avec l'air de stripping, la concentration en méthane est trop basse pour récupérer la chaleur
Lavage au glycol	Non	Autocombustion catalytique du gaz pauvre, mais pas de récupération de chaleur possible	À cause d'une dilution du gaz pauvre avec l'air de stripping, la concentration en méthane est trop basse pour récupérer la chaleur
Lavage aux amines	Non	-	Trop peu de méthane présent dans le gaz pauvre
Filtration membranaire	Dépendant des rendements d'épuration	Combustion catalytique (procédé ZETECH de Carbotech) ou avec un brûleur adapté (Chaudière Flox).	En cas d'une concentration de CH ₄ > 4 – 5% dans le gaz pauvre
Cryogénie	Non	-	Trop peu de méthane présent dans le gaz pauvre

Tableau 40 : Techniques de traitement du gaz pauvre – Source : Erep

Il existe des technologies d'oxydation thermique qui permettent de traiter efficacement des gaz pauvres avec une concentration inférieure à 2% et de récupérer la chaleur. Elles impliquent des investissements conséquents pour pouvoir, à la fin, récupérer relativement peu de chaleur.

Même si pour la PSA et la filtration membranaire il est possible de récupérer la chaleur du gaz pauvre, il faut prendre en compte le fait que la consommation de chaleur pour le chauffage du digesteur n'est pas constante sur l'année. La quantité de chaleur récupérée peut donc s'avérer plus importante que les besoins, particulièrement en été. À l'inverse, cette chaleur peut ne pas s'avérer suffisante en hiver.

13.4 Chronologie des différentes étapes d'épuration

La production de biométhane est un procédé multi-étapes, dont l'épuration du biogaz en biométhane est l'étape clé. La figure suivante présente les différents procédés de traitement de biogaz :

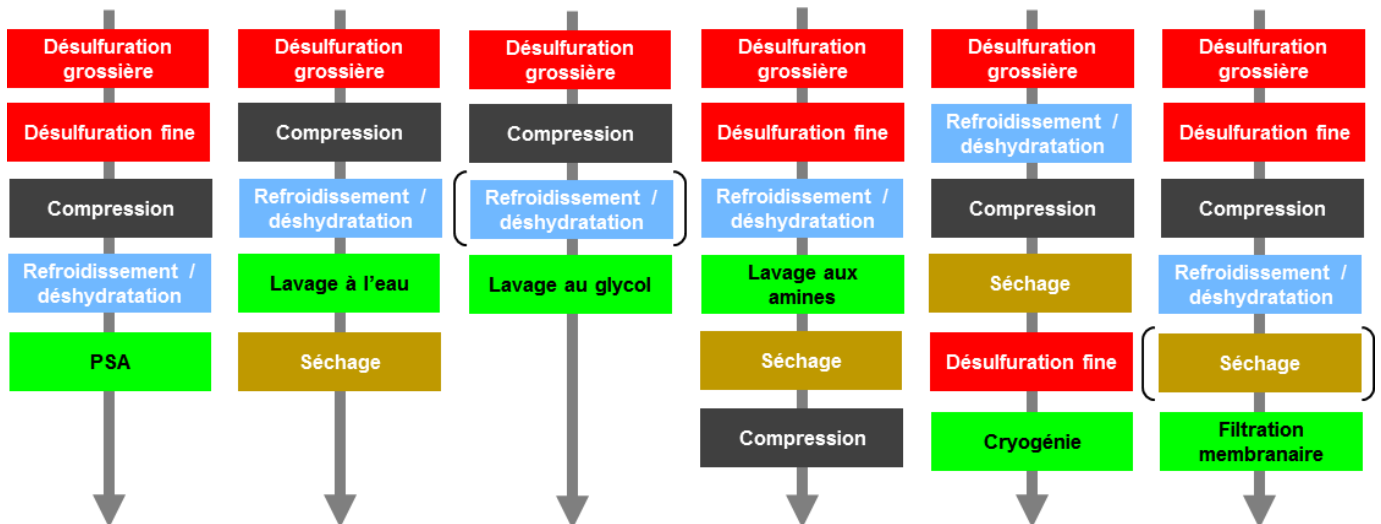


Figure 183 :Intégration des procédés de production de biométhane – Source : Erep

Pour tous les procédés une désulfuration grossière est indispensable. Une étape de désulfuration fine est également nécessaire, sauf pour les systèmes de lavage à l'eau et de lavage au glycol.

La PSA et le lavage au glycol permettent déjà une déshydratation fine de la vapeur d'eau et donc une étape complémentaire n'est plus nécessaire.

L'étape de compression permet d'atteindre la pression d'opération de l'unité d'épuration du biogaz en biométhane. Selon la pression du réseau de gaz naturel dans lequel le biométhane est injecté, une étape de compression du biométhane avant l'injection peut ainsi être évitée.

Le lavage aux amines s'opère à pression atmosphérique. Une étape de compression est alors nécessaire afin d'atteindre la pression du réseau de gaz naturel.

13.5 L'intégration dans l'installation de méthanisation

La figure suivante indique l'intégration du procédé de production de biométhane dans la fourniture des besoins thermiques de l'installation de méthanisation.

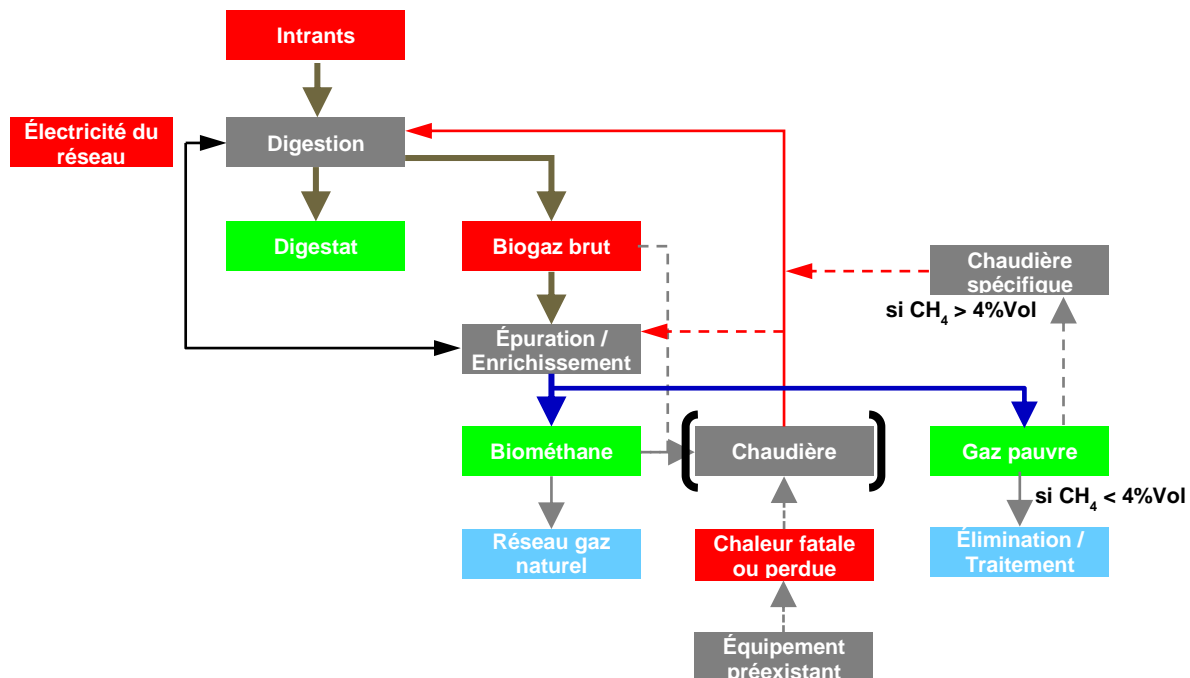


Figure 184 : Intégration du procédé de production de biométhane dans la fourniture des besoins thermiques

Concernant les besoins en chaleur du (des) digesteur(s), l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel spécifie :

« Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur d'une installation de méthanisation sont satisfaits par l'énergie issue de l'utilisation du biogaz ou du biométhane produits par cette installation ou par l'énergie thermique résiduelle issue d'un équipement préexistant (chaleur fatale ou perdue). »

Il est également spécifié que « les besoins en énergie liés [...] à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des événements pour toute installation ne sont pas satisfaits par une énergie fossile ».

Pour les techniques d'enrichissement qui intègrent une étape de régénération consommatrice de chaleur, celle-ci devra donc également être couverte par consommation de biogaz ou de biométhane ou par l'énergie thermique résiduelle issue d'un équipement préexistant (chaleur fatale ou perdue).

Pour les besoins thermiques de l'installation de méthanisation on a principalement recours au biogaz ou au biométhane, une source éventuelle de chaleur fatale ou perdue étant souvent absente ou insuffisante pour satisfaire tous les besoins thermiques.

Pour la fourniture de l'énergie thermique les stratégies suivantes peuvent être imaginées :

- Utilisation d'un système d'enrichissement produisant un gaz pauvre suffisamment calorifique pour être utilisé pour le chauffage. Eventuellement, utilisation de biogaz brut ou de biométhane pour compléter, par exemple en hiver. Les systèmes de PSA et de filtration membranaires permettent de régler les rendements et ainsi la qualité du gaz pauvre.

- Choisir un système avec peu de pertes et de fourniture de la chaleur nécessaire par combustion de biogaz ou biométhane.

L'optimisation énergétique tend à réduire au maximum les pertes de méthane dans l'air ou à maximiser la valorisation thermique du gaz pauvre.

13.6 Consommations énergétiques

En matière de consommation électrique, l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel spécifie au I de son annexe que « la consommation électrique du système d'épuration et, le cas échéant, de traitement des événements est inférieure à **0,6 kWh_{el}/Nm³** de biogaz traité ».

Le tableau suivant présente la consommation énergétique des différentes techniques d'épuration du biogaz en biométhane :

Techniques	Consommation électrique [kWh _{el} /Nm ³ biogaz brut]	Consommation thermique [kWh _{th} /Nm ³ biogaz brut]
Lavage à l'eau	0,2 – 0,3	-
Lavage au glycol	0,23 – 0,33	~ 0,3
Lavage aux amines	0,12	0,5 – 0,8
PSA	0,2 – 0,25	-
Séparation membranaire	0,18 – 0,25	-
Cryogénie	0,5	-

Tableau 41 : Consommations énergétiques des techniques d'épuration en biométhane

La consommation électrique des différentes techniques d'enrichissement est inférieure aux exigences réglementaires. Cependant, il est nécessaire de prendre également en compte l'épuration préalable (désulfuration, déshydratation et élimination éventuelles de siloxanes) car, toujours selon l'arrêté susmentionné, « le système d'épuration comprend les unités fonctionnelles de désulfuration, décarbonatation et séchage du biogaz, qu'elles soient séparées au cours du process d'épuration ou non ».

Chaque technique représente une consommation énergétique qui lui est propre. Elle est le résultat des équipements électriques nécessaires pour la faire fonctionner (pompes, compresseurs, appareils de mesures et de contrôle, etc.), ainsi que la façon dont la technique est optimisée.

Pour optimiser (énergétiquement) la production de biométhane, il faut donc une approche globale qui ne tienne pas seulement compte de la technique d'enrichissement, mais aussi de son intégration dans le procédé multi-étapes, qui comprend toutes les étapes d'épuration, le traitement du gaz pauvre et la fourniture de l'énergie thermique pour la phase de digestion.

13.7 La liquéfaction

La liquéfaction du biométhane apparaît comme une solution appropriée pour répondre à des contraintes logistiques en l'absence de réseau de transport pour le gaz naturel. Sous forme liquide, le biométhane est facilement transportable vers son point d'utilisation. En outre, le biométhane peut être utilisé sous cette forme comme carburant renouvelable pour véhicule.

Air Liquide Advanced Technologies a développé une solution de liquéfaction basée sur un procédé thermodynamique (cycle Brayton) qui peut s'intégrer en aval d'une installation

d'épuration du biogaz. Ce procédé extrait de la chaleur au méthane et le liquéfie via un échangeur thermique à plateaux/ailettes. Le cycle de refroidissement comporte les étapes suivantes :

1. L'azote est comprimé grâce à un compresseur centrifuge puis refroidi, jusqu'à la température ambiante grâce à un échangeur ;
2. L'azote comprimé est ensuite surpressurisé dans le booster d'une turbine avant d'entrer dans un échangeur afin d'être refroidi ;
3. Le flux d'azote est détendu, générant la puissance froide pour le système à une température de 110 K (-163 ° C) ;
4. Le flux basse pression s'écoule de nouveau dans l'échangeur à plaques refroidissant à la fois le biométhane et l'azote du circuit haute pression ;
5. Le biométhane se liquéfie à -163°C et sort de l'installation à une pression de 3.5 barA.

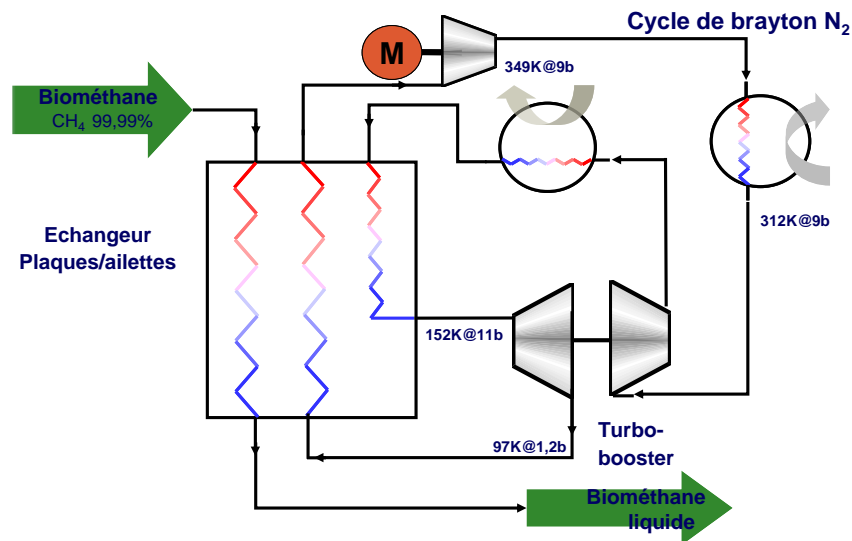


Figure 185 : Liquéfaction du biométhane via un cycle azote de Brayton – Source : Air Liquide

Le dioxyde de carbone se solidifiant à une température supérieure au seuil de liquéfaction du méthane, il est nécessaire de l'épurer en quasi-totalité sous peine de boucher l'échangeur. Ainsi, le biométhane gazeux doit être exempt de CO_2 , (<à 20 ppm, en raison de la température de sublimation du CO_2 qui est atteinte à 216.6 K, soit -57 °C). Pour l'usine de Lidköping, AL-AT a fourni une unité spéciale d'épuration et de liquéfaction du biométhane pour abattre les quantités restantes de CO_2 dans le biométhane.

Pour répondre aux besoins spécifiques de la filière biogaz, Air Liquide développe actuellement une nouvelle génération de liquéfacteurs de petite capacité basés sur le même cycle frigorifique via une technologie appelée Turbo-Brayton. Cette technologie utilise des compresseurs centrifuges et des turbines à palier magnétique pour les étapes de compression et de détente du cycle azote. Ce réfrigérateur utilise une compression sèche, ce qui permet d'éliminer tout problème lié à l'huile. De plus, la récupération du travail de la turbine permet de diminuer la consommation d'énergie du cycle. Le temps moyen entre deux maintenances est de 10 ans d'opération.

14 Débouché chaleur

Comme pour l'approvisionnement en intrants, il est nécessaire d'avoir une vision à long terme du débouché chaleur, et d'analyser la santé financière des clients.

14.1 Etude des débouchés thermiques

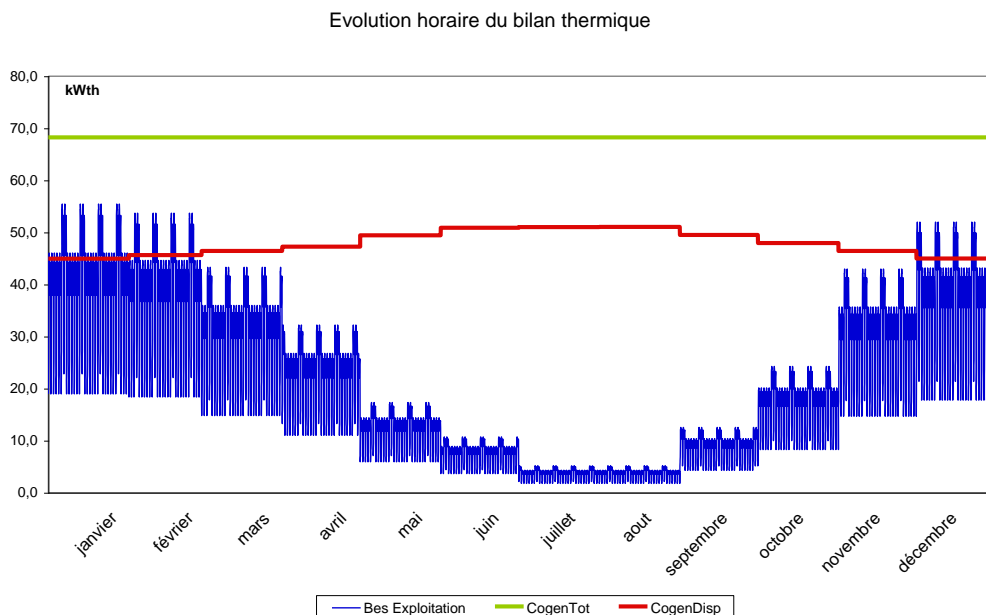
Il est impératif de se poser les questions suivantes pour l'étude du débouché thermique :

- Quel est le type de chaleur consommée par l'activité consommatrice de thermie (eau vs. vapeur / régimes de températures) ?
- Quelles sont la durée et la fréquence des besoins (saisonnalité annuelle – été/ hiver-, hebdomadaire - jours ouvrés et week-end -, journalière - jour/ nuit-) ?
- Quelle sera la distance entre les points de production thermique et de consommation ? Quels sont les obstacles à traverser pour acheminer la thermie ?

14.2 Vérification de l'adéquation entre la thermie disponible et les besoins

L'adéquation entre la thermie disponible et les besoins peut se vérifier sur un graphique du type de celui présenté ci-dessous, où sont représentés la production thermique (en vert), la thermie disponible après déduction de l'autoconsommation (en rouge), et enfin les besoins en bleu.

Dans ce cas précis (serres), on constate que les besoins sont largement insuffisants sur une majeure partie de l'année pour valoriser toute la thermie, ce qui ne permettra pas d'atteindre une efficacité énergétique importante.



Source : PSPc



Figure 186 : Exemple d'évolution de la production de chaleur par cogénération et des besoins en chaleur - Source : PSPc

La saisonnalité des besoins est donc un critère à prendre absolument en compte pour le choix de l'équipement de valorisation. En effet, en été, les besoins en chaleur du processus de méthanisation diminuent, et la chaleur valorisable augmente. Donc, si les besoins de chaleur existent toute l'année, l'efficacité énergétique peut être supérieure en été. Mais si tel n'est pas le cas, elle peut chuter de manière catastrophique, et faire baisser considérablement le tarif d'achat de l'électricité.

De même, l'écart entre production et consommation entre le jour et la nuit, la semaine et le week-end doit également être prise en compte. Dans le cas de l'utilisation de la chaleur sous forme d'eau chaude, il est possible de stocker l'énergie thermique plusieurs heures grâce à un ballon isolé. (*Un ballon en acier inoxydable de 25 m³ coûte environ 30 000 €. Les ballons en polyester sont généralement moins chers*). En revanche, la vapeur ne peut pas être stockée.

Chaleur valorisable et niveaux de température

La possibilité d'utilisation de la chaleur est souvent liée aux températures. Comme pour la tension en électricité ou la pression en hydraulique, la chaleur s'utilise entre deux niveaux de températures, avec la relation suivante :

Avec :

E_{th} : Énergie thermique consommée [J]

m : masse de fluide caloporteur [kg]

C_p : Capacité calorifique à pression constante (dépend de la nature du fluide, de la pression et de la température) [J/kg/°C]

ΔT : Écart de température du fluide caloporteur entre la sortie et l'entrée de l'équipement [°C]

Dans le cas d'un changement d'état (ébullition de l'eau pour la production de vapeur ou condensation de la vapeur), l'énergie est fonction de la chaleur latente du fluide.

Avec :

E_{th} : Énergie thermique consommée [J]

m : masse de fluide caloporteur [kg]

L : chaleur latente du fluide (fonction de la pression) [J/kg]

Le calcul donne une puissance en W si m est un débit massique [kg/s].

Les procédés consomment de l'énergie thermique, mais requièrent également dans la majorité des cas une température minimale pour fonctionner. La température du fluide caloporteur devra donc être plus élevée que la température d'utilisation, et la longueur des échangeurs utilisés pour la valorisation thermique sera d'autant plus grande que l'écart sera faible.

Quelles que soient la puissance et l'énergie thermique produites par la cogénération, il ne sera jamais possible de satisfaire entièrement des besoins thermiques nécessitant des niveaux de température plus élevés que la température de l'eau en sortie de cogénération (entre 300 et 500°C au niveau des fumées, environ 90°C au niveau du refroidissement des moteurs).

En revanche, la chaleur pourra être utilisée pour préchauffer l'élément à monter en température, en réduction de la consommation de combustible.

Il peut donc être préférable de mettre les équipements consommateurs de chaleur en série de celui qui requiert le plus haut niveau de température au plus bas. Le chauffage du digesteur s'effectuant à une température relativement basse (souvent autour de 38°C), il pourra se positionner en dernière position de la boucle de chauffage. Par exemple, les digesteurs peuvent être chauffés par les retours de réseaux de chaleur (Voir partie 14.4. Séchage de digestat, de boues et autres types de produit). Les bas niveaux de température peuvent également être utilisés pour le séchage du digestat et du lixiviat, selon les techniques.

Si la chaleur est à un niveau de température trop basse pour être utilisée, elle sera un polluant à évacuer, ce qui nécessite des équipements tels que des aérothermes consommant de l'énergie électrique.

Eau chaude ou vapeur ?

Suivant le type d'échangeurs choisi, la chaleur récupérée sur les moteurs ou turbines peut être convertie en eau chaude ou en vapeur. L'eau étant incompressible et liquide, son transport est beaucoup plus simple que la vapeur, dont la pression est élevée. Les coûts d'investissement sont donc moindres en cas d'utilisation en eau chaude. Cependant, les industriels utilisent majoritairement de la vapeur. Donc, si l'utilisation d'eau chaude est possible et pas trop complexe à mettre en œuvre pour l'industriel, elle est préférable.

14.3 Exemples de valorisation de la chaleur

- Chauffage de bâtiments ou de process industriel existant, en remplacement d'une énergie fossile
- Productions agricoles maraîchères sous serre
- Productions agricoles sous abri à forte valeur ajoutée (champignons, fleurs...)
- Productions agricoles nouvelles (spiruline, algue alimentaire)
- Séchage de bois (bûches granulés, plaquettes de bois)
- Séchage de fourrage
- Chauffage d'aéroport
- Chauffage de centre de balnéoludisme

Différentes fiches exemples pour l'utilisation de la chaleur de cogénération en méthanisation agricole ont été réalisées par l'AAMF (Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France). Elles sont disponibles via le lien suivant, en bas de page :

⇒ [Fiches exemples de valorisation de la chaleur](#)

14.3.1 Réseaux de chaleur

La pertinence de la valorisation de la chaleur de cogénération en réseau de chaleur est fonction de la **densité énergétique du réseau**, rapport entre la quantité d'énergie transférée, et la longueur du réseau :

Généralement, ce ratio doit être **supérieur à 1,5** pour que le réseau de chaleur soit pertinent. En dessous de 1MWh/ml, il devient difficile à rentabiliser [32]. En milieu urbain, les réseaux de chaleur sont très intéressants, ce ratio pouvant atteindre 3 à 5 MWh/ml. Cependant, l'implantation d'une usine de méthanisation en milieu urbain requiert une excellente stratégie de communication auprès des riverains¹⁴.

14.3.2 Utilisation de la chaleur de cogénération en substitution d'une activité consommatrice en énergie électrique

La chaleur de cogénération venant en substitution d'une activité consommatrice d'énergie électrique n'est **pas comptabilisée pour le calcul de V**, alors même que la production de chaleur à partir d'électricité est une aberration économique et écologique. En effet, la production centralisée d'électricité génère 3 fois plus d'énergie gaspillée sous forme de

¹⁴ Voir le "[Guide des bonnes pratiques pour les projets de méthanisation](#)", Club Biogaz, 2011

chaleur que d'électricité, et se fait en grande majorité à partir d'énergies non renouvelables polluantes et/ou à risques (Voir partie "1.4. Pourquoi se soucier de l'efficacité énergétique").

Le remplacement de la chaleur en utilisation d'énergie électrique est considéré comme rentable sans la prime d'efficacité énergétique, et n'est donc pas éligible. Cependant, ce remplacement est souvent largement moins rentable que le remplacement d'utilisation d'énergie fossile par des réseaux déjà existants puisque tout le réseau de chaleur est à mettre en œuvre, ce qui nécessite des investissements considérables.

Il est cependant possible d'effectuer la **rénovation en deux étapes**. La mise en place du réseau de chaleur se fera dans un premier temps, alimenté momentanément par une chaudière fioul ou gaz naturel (ne pas utiliser d'ENR type chaudière bois). Vous pourrez alors utiliser la chaleur de cogénération en remplacement de la chaudière, qui sera donc éligible à la prime efficacité énergétique.

L'un des secteurs les plus concernés par le remplacement de chauffage électrique est l'élevage porcin. Un calculateur a été réalisé pour calculer la rentabilité de ce remplacement. Il apparaît que dans la plupart des cas, si la rénovation ne s'effectue pas en deux étapes et que la chaleur n'est pas éligible au calcul de la prime, il est préférable de rester en chauffage électrique et d'utiliser la chaleur de cogénération pour autre chose (par exemple, pour du séchage).

- ⇒ Calculateur de rentabilité du remplacement de chauffage électrique par la chaleur de cogénération en élevage porcin (Document annexe)

14.3.3 Production d'électricité par turbines ORC

Le cycle ORC est un cycle thermodynamique. Un circuit eau surchauffée récupère les KW thermiques au niveau du refroidissement du moteur biogaz et sur les gaz d'échappement de celui-ci. L'eau surchauffée transmet la puissance thermique au cycle ORC par l'intermédiaire d'un échangeur évaporateur à plaques brasées. La chaleur ainsi récupérée permet de vaporiser le fluide organique du cycle. Le gaz obtenu, sous une pression de 16 bars, est détendu dans la micro-turbine pour produire de l'électricité. Le rendement obtenu, bien que faible, de l'ordre du **14%**, est à additionner à celui du moteur. Il peut permettre d'améliorer le rendement électrique global, et donc la prime d'efficacité énergétique pour l'installation. Cela améliore d'autant le temps de retour sur investissement et la productivité de l'installation.

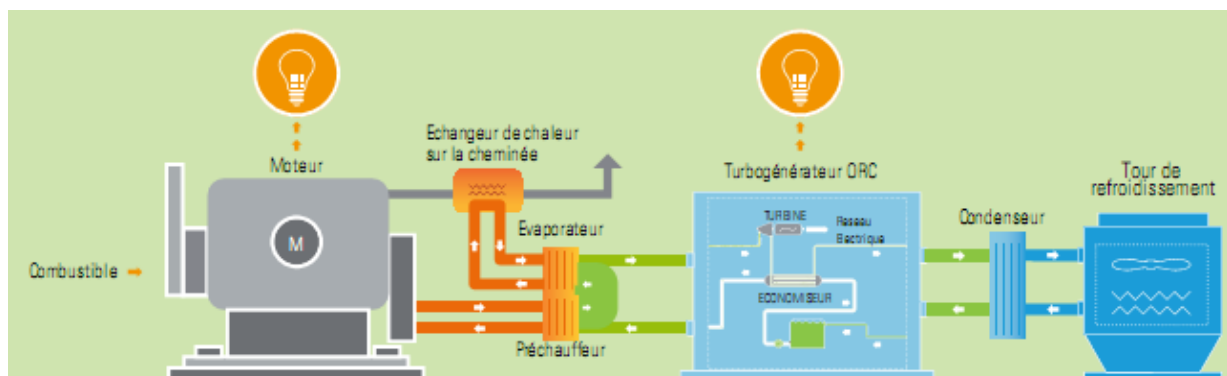


Figure 187 : Cycle ORC fonctionnant en série avec un moteur Biogaz
Source : A2E Industrie - Progeco – GE

La chaleur résiduelle issue du turbogénérateur ORC peut être utilisée pour chauffer le digesteur (). En effet, le fluide thermique sortant de l'économiseur de l'ORC est encore à une température de 40°C. Cette chaleur résiduelle peut également servir pour l'évaporation des

lixiviats d'ISDND. En l'absence de débouché pour la chaleur, la température est abaissée à 29°C en passant par une tour de refroidissement.

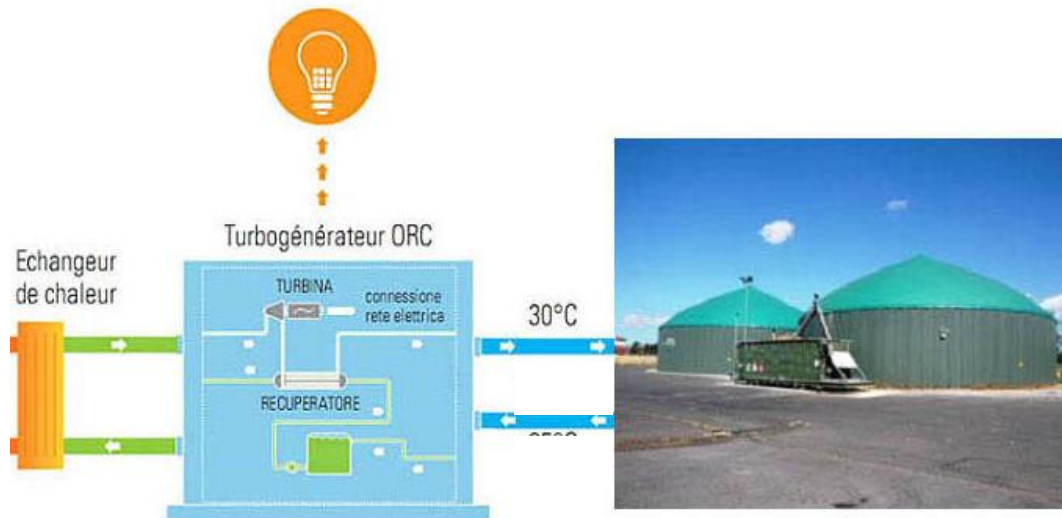


Figure 188 : Cycle ORC utilisant son refroidissement pour le chauffage du digesteur
Source : A2E Industrie - Progeco – GE

Il existe par exemple des modules livrés clé en main de puissance de 125 kW électriques. Ils doivent être alimentés par une puissance thermique de 1 MW. La production électrique nette est de 110 à 115 kW, les circulateurs et le condenseur consommant entre 10 et 15 kW. La puissance thermique en sortie à 40°C est de 850 kW, à valoriser ou à évacuer.

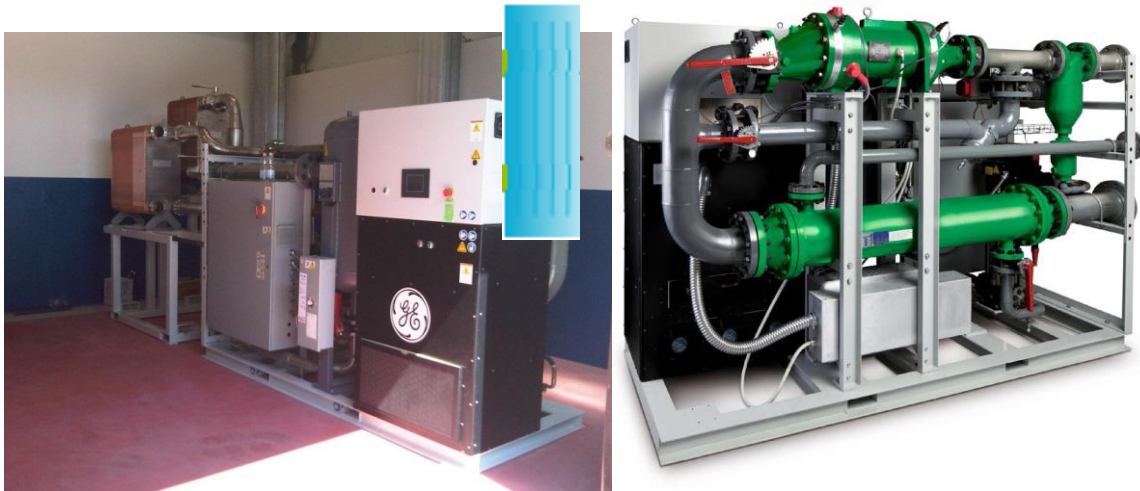


Figure 189 : Exemple de module ORC - Source : A2E Industrie - Progeco – GE

La valorisation de l'ORC est continue. Si le débit de production du biogaz varie dans le temps, le cycle ORC reste une solution envisageable. En effet, il fonctionne en suivi de charge. Ainsi, il continue à produire de l'électricité lorsque sa charge est inférieure à 100% et supérieure à 20% comme le décrit le graphique ci-dessous :

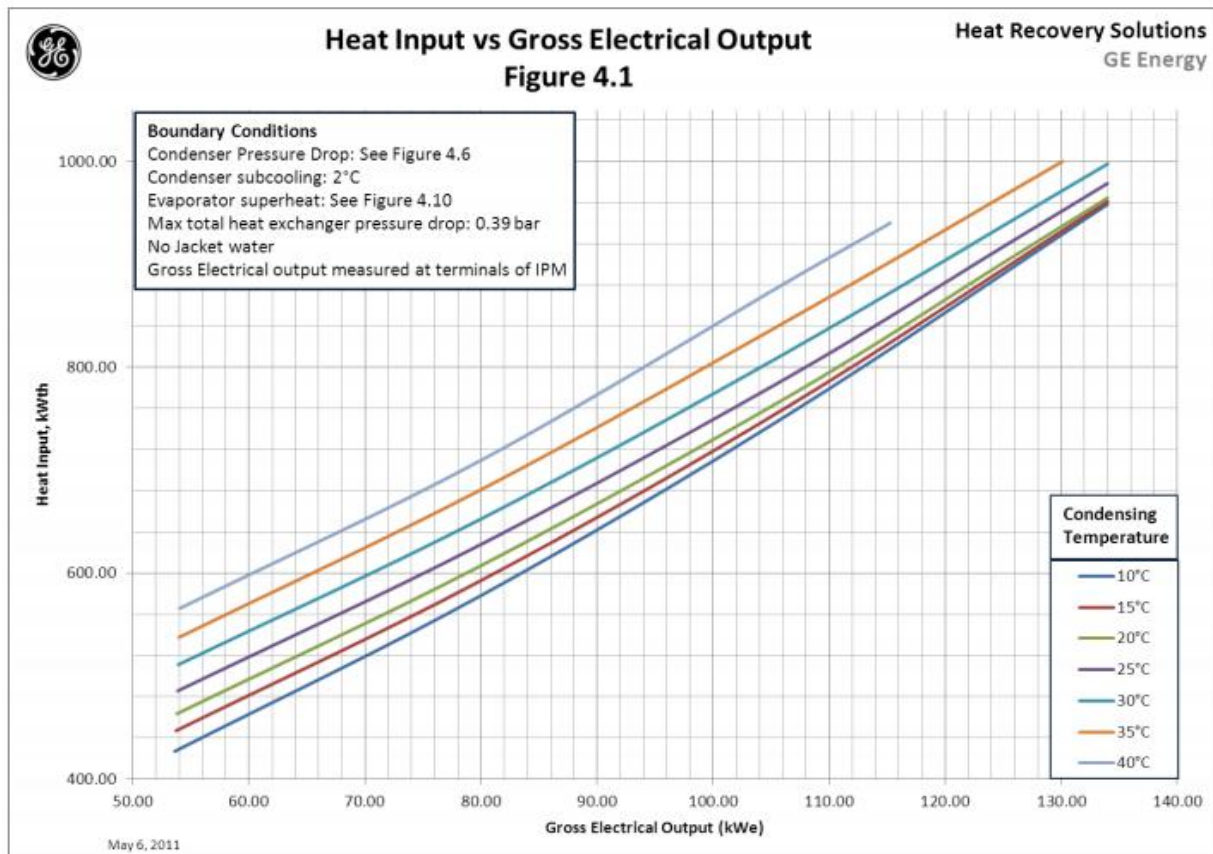


Figure 190 : Production électrique du cycle ORC en fonction de la puissance thermique disponible en entrée - Source : A2E Industrie - Progeco – GE

L'ensemble module + condenseur + évaporateur de 125 kW électrique coûte autour de **300 000 €**. S'il n'existe pas de débouché pour la chaleur résiduelle, il faudra ajouter une tour de refroidissement coûtant autour de **28 000 €**. Le coût de revient au kW électrique se situe donc entre **2 500 et 3 000 €**. Les coûts de maintenance annuels sont d'environ **8 000 €**.

En cas d'absence de locaux dédiés au module ORC, ils peuvent être placés dans des Shelter, conteneurs équipés, pour un coût d'environ **20 000 euros**.

L'électricité produite par ORC est bien vendue au même tarif que l'électricité produite par la cogénération, mais la chaleur utilisée pour la production d'électricité n'est pas éligible au calcul de la prime efficacité énergétique.

Par exemple, si on considère une cogénération de rendement électrique de 42%, avec utilisation de toute la chaleur pour la production d'électricité par une turbine ORC d'un rendement de 14%, la valeur de V pour le calcul de la prime d'efficacité énergétique sera égale à $42 + 14 = 66\%$. Il ne restera plus que de la chaleur à 40°C à valoriser selon les critères définis par l'arrêté du 19 mai 2011 pour augmenter la valeur de V.

14.4 Séchage de digestat, de boues et autres types de produit

La chaleur de cogénération peut être utilisée pour **sécher le digestat**, afin de réduire son volume et donc l'énergie nécessaire à son transport, ou à **sécher d'autres types de produits**, tels que les **fourrages**, la **luzerne**, ou le **bois**.

L'efficacité du séchage peut se mesurer en kg d'eau évaporée par kWh électriques et thermiques consommés. Cependant, le séchage peut se faire de manière naturelle. En effet, tant que l'air n'atteint pas sa température de rosée, c'est à dire, la température à laquelle l'eau contenue dans l'air se condense, il possède un pouvoir séchant. Il faudrait donc mesurer la masse d'eau supplémentaire évaporée par rapport au séchage sans consommations énergétiques.

Il existe de nombreuses manières de sécher un produit, mais deux facteurs sont essentiels : il faut suffisamment de **chaleur** pour évaporer l'eau et un moyen pour **évacuer les buées**. Un **sécheur direct** utilise le flux d'air chaud pour assurer les deux fonctions. En règle générale, une grande quantité de chaleur est perdue dans l'échappement (tout en générant beaucoup de poussière et une odeur désagréable), nécessitant un équipement coûteux pour son évacuation. La récupération des solvants peut également s'avérer compliquée.

Un **sécheur indirect** évite tous ces problèmes : un fluide caloporteur (huile ou eau) est utilisé pour l'échange, et le flux d'air, s'il y en a, est négligeable. Le processus entièrement fermé permet en outre un traitement des produits toxiques, nocifs et/ou inflammables en toute sécurité. Cependant, il requiert une **température plus élevée**, et nécessite une récupération de chaleur plus complexe au niveau des fumées d'échappement des moteurs de cogénération.

Pour un transfert de chaleur efficace, le produit doit être régulièrement renouvelé et le contact avec la surface de transfert de chaleur doit être optimal.

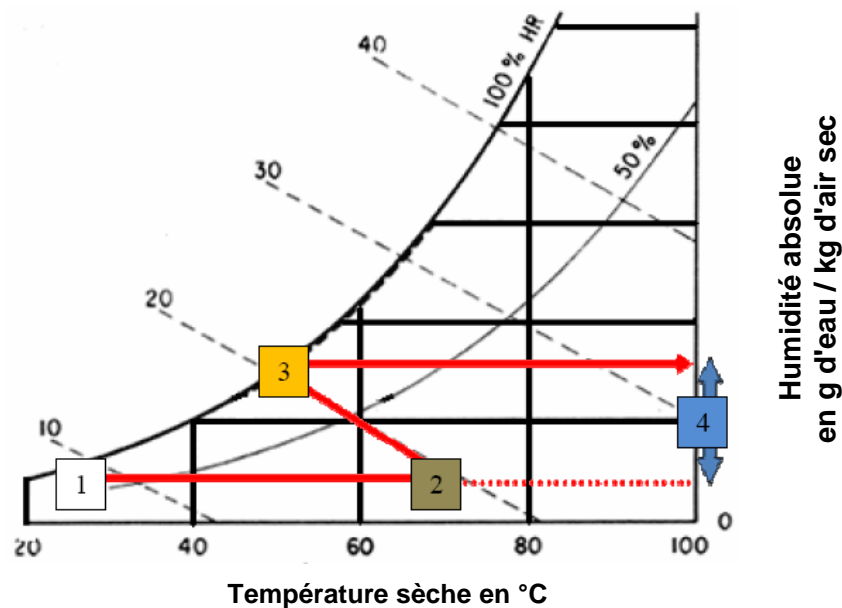
14.4.1 Consommations énergétiques du séchage par évaporation

L'air peut absorber une quantité d'eau sous forme de vapeur augmentant avec sa température. Une fois cette quantité atteinte, l'eau se condense et on dit que l'air est saturé. C'est le phénomène qui conduit à la formation de brouillard ou de rosé.

L'humidité absolue correspond à la masse d'eau contenue dans l'air. L'humidité relative correspond au rapport entre la quantité d'eau contenue dans l'air et la quantité maximale absorbable par l'air.

La capacité d'évaporation de l'air est donc fonction de son humidité relative. Elle se calcule à partir du diagramme de l'air humide :

Diagramme de l'air humide



Le diagramme psychrométrique ou diagramme de l'air humide est un abaque permettant de connaître les caractéristiques d'un air selon sa température et son humidité relative. Pour évaluer le pouvoir séchant d'un air réchauffé, c'est à dire la quantité d'eau qu'il peut prélever il y a 4 étapes :

- 1 : il faut chercher les caractéristiques de l'air à partir de son humidité relative et de sa température. A cette étape, il est déterminé la quantité d'eau contenu de l'air (l'humidité absolue), ici 8,92 grammes d'eau par m^3 d'air.
- 2 : cet air est chauffé (ici jusqu'à 70°C), l'humidité absolue reste constante. Cependant, l'humidité relative chute considérablement, de 70 % à 4 %.
- 3 : avec ces nouvelles caractéristiques, l'air augmente sa capacité à se charger en eau. Ainsi, le même air, lorsqu'il sèche un produit, prélève de l'eau, son humidité relative passe alors de 4 à 100 %. A cette teneur en humidité relative il pourrait contenir jusqu'à 28,37 grammes d'eau par m^3 d'air.
- 4 : la dernière étape consiste à faire la différence entre l'humidité absolue de l'air réchauffé lorsqu'il est à 100 % d'humidité relative (28,37) et l'humidité absolue de l'air avant d'être chauffé (8,92). Il est alors obtenu la capacité évaporatoire de l'air : 19,5 g / m^3 .

Figure 191 : Méthode de calcul du pouvoir évaporant de l'air
Source : "Méthanisation dans la filière porcine", ADEME, Août 2010

Il suffit de diviser la quantité d'eau évaporée par cette valeur pour obtenir le débit d'air nécessaire.

Les performances du séchage par évaporation peuvent donc être améliorées en **augmentant la température de l'air, ou en augmentant le débit de l'air**. Il y a donc un optimal à trouver entre consommation thermique et consommation électrique.

14.4.2 Séchage multi-produits

Le séchage multi-produits consiste à sécher des **matières diverses et variées suivant les saisons et opportunités**. Le principe est d'allier à la fois une valorisation optimale de la chaleur avec un besoin de déshydratation local. Les matières généralement traitées sont les suivantes :

Matières	Période	MS entrée (%)	MS sortie (%)
Digestat solide séparée	Toute l'année	20-30	75
Plaquette de bois	Toute l'année	50	90
Maïs grain	Octobre à décembre	65-75	86

Quantité d'eau évaporée* : env. 1 litre/kW thermique disponible
*pour les versions modulaires et ou containerisées



Figure 192 : Matières généralement séchées par la chaleur de cogénération et périodes de séchage
Source : Biogaz planET

Le séchage peut s'effectuer de manière simple par air pulsé sous une dalle perforée ou de manière plus poussée généralement en dépression dans des solutions modulaires et/ou containerisées posées sur dalle béton. Ainsi, la chaleur sous forme d'eau chaude issue de la cogénération est envoyée vers un **échange eau/air** (aérotherme) diffusant la chaleur en direction de la matière à déshydrater.

Les versions **modulaires et ou containerisées** sont calorifugées et équipées de capteurs permettant de gérer au mieux le séchage de la matière au contraire du séchage **sous dalle perforée** qui nécessite une manutention et un suivi plus poussé de la matière à déshydrater avec des rendements de séchage moindre.

Pour le séchage de digestat, la **récupération de sulfate d'ammonium** est possible via un lavage d'air. Dans ce cas, un engrais azoté liquide sera disponible pour les cultures. En sortie de traitement, l'air vicié peut être traité par biofiltre ou filtre à charbon actif.

Le séchage de blé, semences, pulpes, fourrages, fientes, etc... est également possible et dépend du système de déshydratation.

14.4.3 Types de sècheurs

Séchage direct

Le séchage direct est la méthode la plus simple. Le fluide caloporteur (gaz) est directement **mis en contact** avec le produit à sécher, ce qui permet un investissement réduit, contrairement aux techniques de séchage indirect qui nécessitent des doubles enveloppes étanches. Il s'adapte très bien à une **siccité** du digestat très **variable** (de 5 à 25% de MS [33]).

Ce procédé a pour désavantage de nécessiter des **volumes importants de gaz** (ex: *130 000 m³ d'air pour sécher 10 000 m³ de digestat de 10% à 70% de MS [33]*). L'air servant à sécher se charge en ammoniac, ce qui rend obligatoire l'installation d'une station de traitement de l'air de taille conséquente [33].

Cette technique peut fonctionner avec de la basse température, et permet de valoriser l'eau chaude issue du refroidissement des moteurs.

Le séchage direct présentant de fortes consommations thermiques par litre d'eau évaporée, c'est de loin la solution avec l'efficacité énergétique la plus faible.

Différents types de technologies à séchage direct existent [33]:

- Sécheur à bandes perforées ou tapis de séchage (voir partie 14.4.4 Sécheur à bandes)
- Sécheur à tambour
- Sécheur pneumatique ou sécheur flash

Le tapis de séchage est la technologie la moins chère, et donc fréquemment utilisée, mais elle présente également la consommation énergétique la plus élevée, avec **1,14 kWh / kg d'eau évaporée** [33]. De plus, cette technologie avec recirculation présente des risques d'incendie et d'explosion. Quelques avancées technologiques ont en revanche permis à ce type de sécheur d'atteindre de meilleures performances chez certains fabricants.

Séchage indirect

Les sècheurs indirects sont conçus en système clos. La **vapeur d'eau** retirée au produit séché est **recupérée et condensée**, ce qui permet d'économiser une quantité d'énergie non négligeable. Il n'y a pas d'air à traiter, mais le **condensat sera fortement chargé en azote**, et devra être traité [33].

Cette technologie est plus complexe que le séchage direct, et nécessite **plus d'entretien**. En effet, la présence d'éléments en rotation en contact direct avec le produit à sécher entraîne une usure mécanique plus rapide [33].

Ces sècheurs fonctionnent généralement avec des températures de l'ordre de **180 à 250°C**, ce qui nécessite la mise en œuvre d'un système de génération de vapeur ou de chauffage d'huile à partir des fumées de refroidissement des moteurs de cogénération, contrairement aux procédés de séchage direct, qui peuvent fonctionner avec des température plus basses.

Cette solution est à privilégier en termes d'efficacité énergétique.

Différents types de technologie à séchage indirect existent [33]:

- Sécheur à tambour rotatif
- Sécheur à palette (voir partie 14.4.4 Sécheur à bandes)
- Turbo sécheur (voir partie 14.4.7 Turbo sécheur)
- Sécheur à disques

- Sécheur à couches minces

Séchage mixte

Les sécheurs mixtes utilisent les deux méthodes de séchage direct et indirect. Les parois en contact direct avec le produit à sécher sont chauffées et de l'air chaud évacue l'eau évaporée des boues [33] (voir partie 14.4.5 Sécheur mixte).

Cette technologie est actuellement peu répandue. Elle nécessite une station de traitement de l'air de taille importante, mais plus réduite que pour le séchage direct [33].

Ces sécheurs sont les **plus efficaces énergétiquement**, puisqu'ils ont la plus faible consommation par kg d'eau évaporée. Ils sont particulièrement adaptés à la valorisation de la **chaleur de cogénération**, puisqu'il est possible d'utiliser l'eau chaude du circuit de refroidissement du moteur pour chauffer l'air de balayage et la chaleur des fumées d'échappement pour chauffer les doubles parois.

D'autres types de sécheurs existent :

- Evaporateurs à compression mécanique de vapeur
- Evaporateurs à double effet
- Tour d'atomisation

Pour aller plus loin...

"Méthanisation dans la filière porcine, Séparation de phases, séchage et normalisation d'un digestat", ADEME, Août 2010

"Etat de l'art des méthodes (rentables) pour l'élimination, la concentration, ou la transformation de l'azote", EREP, Septembre 2009

14.4.4 Sécheur à bandes

Le sécheur basse température STC **sèche les boues** grâce à l'énergie résiduelle basse température récupérée sur des procédés fonctionnant sur site. Ce sécheur commercialisé par l'entreprise STC, filiale d'AGBAR, fonctionne avec des **boues urbaines, industrielles et plusieurs procédés de traitement d'eau**.

Grâce au procédé d'évaporation basse température, les boues perdent jusqu'à 70% de leur volume pour atteindre jusqu'à 90% de siccité. De plus, le sécheur est sans risque d'explosion (norme ATEX).

Le sécheur basse température permet aux collectivités de réduire le **volume des boues provenant de stations d'épuration ou du digestat de méthanisation**, et aux entreprises de valoriser leur énergie résiduelle. Les boues séchées peuvent ensuite être facilement valorisées, réutilisées dans l'agriculture ou servir de co-combustible dans les filières charbons, cimenteries, etc.

Fonctionnement

1. Les boues humides proviennent d'un silo placé à la tête du sécheur. A l'aide d'un extracteur, elles sont déposées sur la bande supérieure d'un tapis sous forme de spaghettis, permettant ainsi de faciliter l'échange de chaleur.

2. Le tapis fait avancer les boues à l'intérieur d'un tunnel fermé où de l'air chauffé à 65/80°C circule. Ce procédé ne nécessite aucune manipulation. Les boues pré-séchées tombent sur la bande inférieure du tapis, où le séchage est alors finalisé.
3. Le produit final obtenu après séchage est **facilement transportable** ayant perdu jusqu'à 70% de son volume pour atteindre jusqu'à 90% de siccité.



Figure 193 : Fonctionnement du sécheur à bande STC - Source : STC

Le sécheur s'adapte aux besoins énergétiques de chaque client afin de pouvoir faire le choix économique et écologique le plus pertinent. Par exemple, dans le cas d'une valorisation du biogaz en biométhane, lorsqu'il n'y a pas de chaleur de cogénération à valoriser, il est possible d'utiliser la chaleur basse température d'une industrie à proximité.

Désireuses de trouver une solution économique et écologique pour réduire le volume des boues humides provenant de **4 stations d'épuration** (900 000 eq/habitants au total) situées à moins de 20 km de la cimenterie, EMARASA a investi 12 millions d'euros pour construire, sur le site industriel de CEMEX, un sécheur basse température STC d'une capacité de 56 000 t/an de boues humides. Les boues séchées servent alors de combustible pour le four, et peuvent également être épandues.

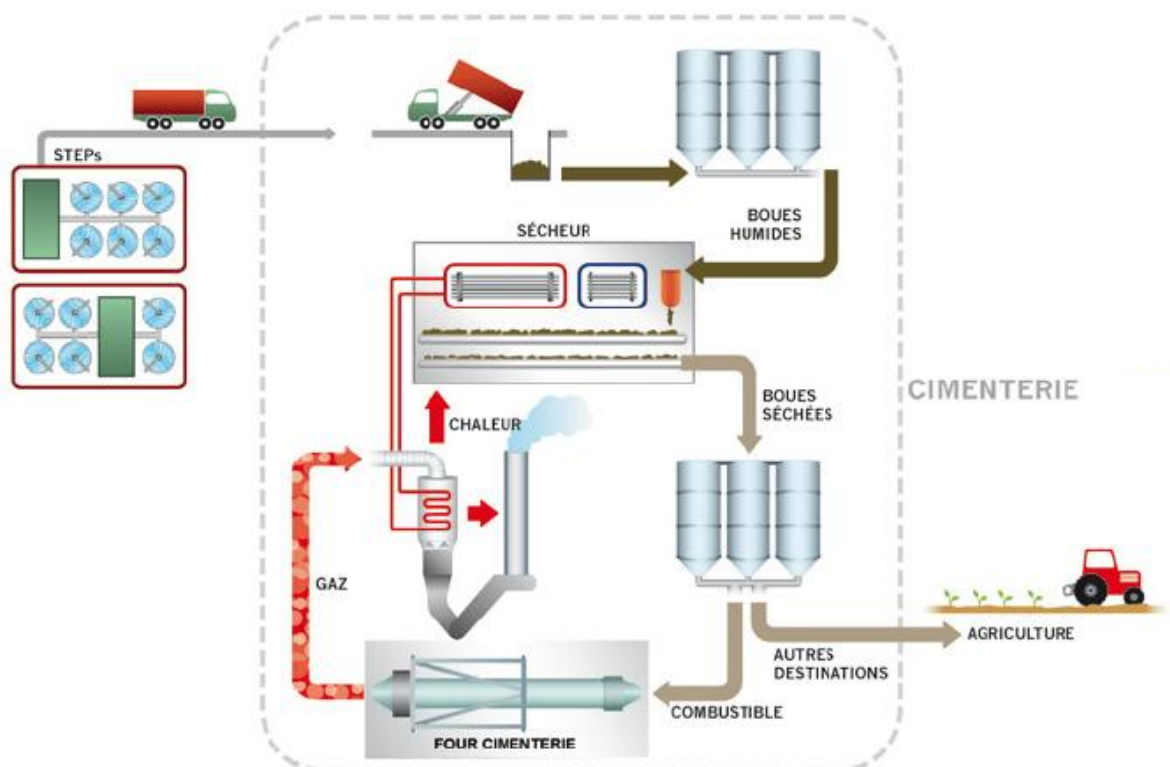
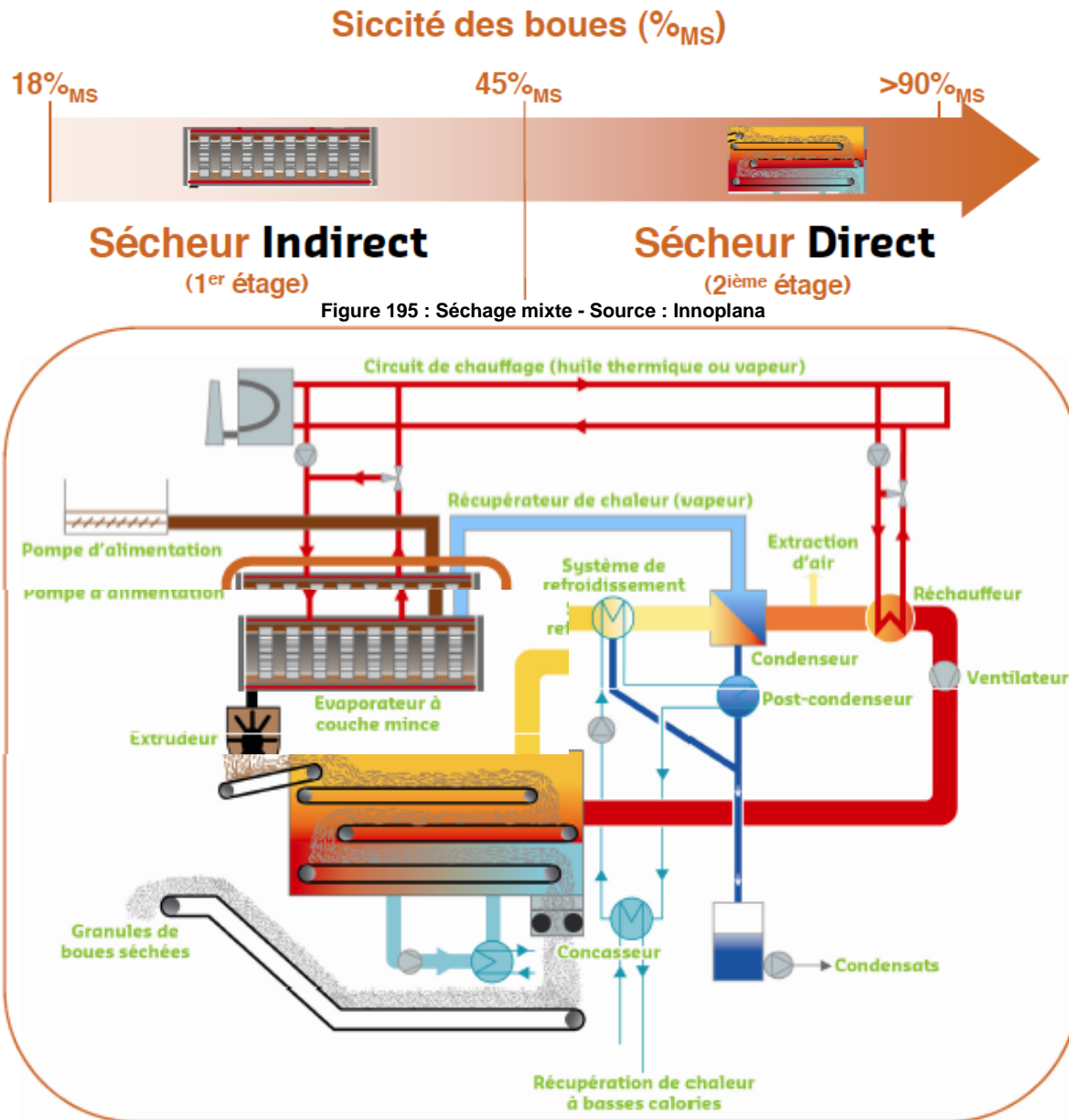


Figure 194 : Utilisation du sécheur STC à partir de la chaleur issue d'une cimenterie - Source : STC

14.4.5 Sécheur mixte

Les sécheurs mixtes permettent de limiter la consommation thermique par rapport à la quantité d'eau à évaporer.

Le séchage indirect est particulièrement efficace en dessous de 45% de MS, contrairement au séchage direct, qui lui est plus efficace à partir de 45% de MS. Le sécheur mixte permet donc de combiner ces deux systèmes afin d'optimiser l'efficacité du séchage.



La formation intermédiaire des **granules** empêche la formation de poussière. De plus, le fonctionnement du sécheur est automatique, et l'extrudeur dispose d'un système d'échange de grilles automatique.

Le sécheur permet **d'obtenir des boues déshydratées à 15-35% de MS**, pour une siccité initiale de plus de **90% de MS**. Chaque ligne permet d'évaporer jusqu'à **6 t/h d'eau**, pour une

consommation spécifique électrique de **80 kWh/t** d'eau évaporée, et thermique de **675 à 725 kWh/t** d'eau évaporée, selon la siccité initiale.

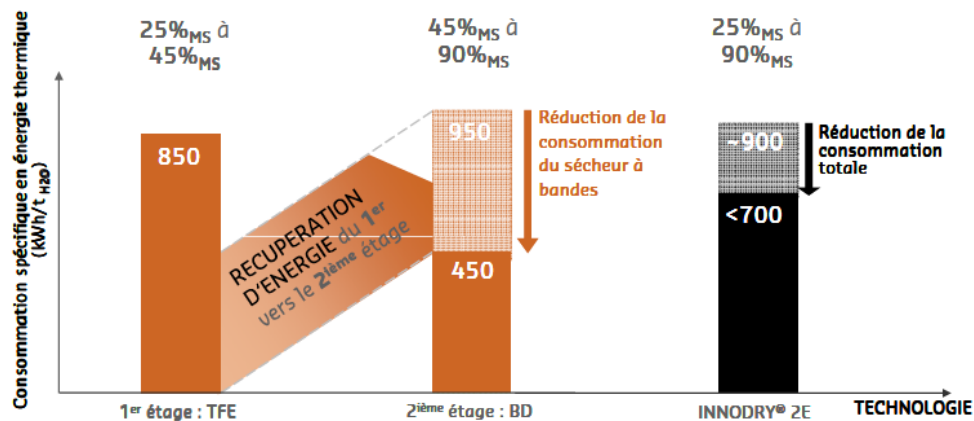


Figure 197 : Consommation spécifique en énergie thermique du sécheur mixte Innodry permise par la récupération d'énergie - Source : Innoplana

14.4.6 Séchage des boues par sécheur à palettes

Avantages du séchage à palettes

- Encombrement réduit du système : capacité d'évaporation de 15 kg d'eau /m²/h
- Capacité d'évaporation pouvant aller jusqu'à 6 tonnes/h pour les boues
- Haute efficacité énergétique : consommation thermique de **780 kWh par tonne** d'eau évaporée, pertes incluses, pour sécher de 25 à 90% de MS
- Flexibilité du système pour différents types de boues
- Peu ou pas de génération de poussière
- Faible usure de l'équipement
- Emissions réduites par la facilité du traitement des vapeurs

Présentation de la technologie

Les **boues digérées** sont habituellement déshydratées par une centrifugeuse ou un filtre-pressé ou à bandes. Après la déshydratation, les boues présentent en règle générale une teneur en matière sèche de 20 à 25% ; bien adaptée à un traitement thermique sur sécheur à palettes.

Le cœur de l'installation est composé d'une cuve avec deux arbres à rotation inverse équipés de pales. De l'huile thermique ou de la vapeur d'une température de **180 à 250°C** s'écoule continuellement dans la paroi, les arbres creux et les pales. Lors de l'introduction des boues, la forme "en coin" des pales assure un mélange parfait sur place et une fluidisation mécanique. Ainsi, le produit peut glisser sur la surface de la pale, qui reste propre et contribue ainsi à un meilleur transfert de chaleur. Les pales sont alignées de façon précise de sorte à permettre l'enchevêtrement des pales en rotation. De cette manière, on obtient une surface de contact avec le produit et un écoulement des boues idéaux qui se traduisent par des taux d'évaporation élevés par mètre carré à l'intérieur de la machine. Grâce à l'écoulement idéal du produit dans la machine, le temps de séjour de chaque particule est plus ou moins le même, garantissant ainsi l'homogénéité élevée du produit final.

L'ensemble est installé en faible pente de sorte que les boues se déplacent par simple gravitation vers l'autre extrémité de l'installation pour y être déchargées. Les boues séchées (avec une teneur de matière sèche de 90 à 95%) sont transportées par un système de convoyeurs refroidis dans un silo de boues sèches avec une température inférieure à 40°C.

Le produit séché peut être utilisé pour différentes applications, par exemple comme composant de **compost** pour l'agriculture ou comme **combustible alternatif**.

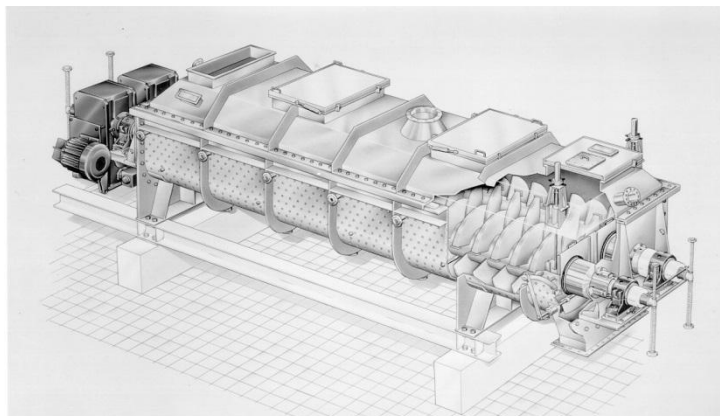


Figure 198 : Sécheur à palettes
Source : GMF Gouda

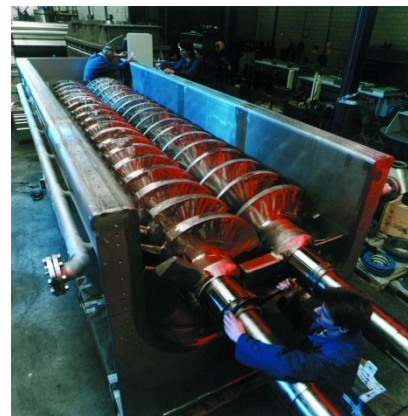


Figure 199 : Mise en œuvre d'un sécheur à palettes -
Source : GMF Gouda

Séchage indirect

Le sécheur à pales est basé sur un système de chauffage indirect des boues. Le transfert de chaleur indirect évite les flux d'air alors que le fonctionnement entièrement étanche permet le traitement en conditions sûres de tout type de produits toxiques, nocifs ou inflammables. Grâce à la faible vitesse de fonctionnement des arbres, on constate peu ou pas de génération de poussière alors que l'usure de l'équipement est réduite au minimum. Un autre avantage du système de séchage indirect est la basse consommation d'énergie due à l'utilisation de toute la chaleur pour évaporer l'eau.

Flexibilité pour différentes boues

Le sécheur à pales offre une technologie de séchage en un seul passage qui évite le rétro-mélange. Le temps de séjour prolongé en combinaison avec une température moyenne des boues de 100°C permet la pasteurisation et le traitement sanitaire des boues. Comme aucun rétro-mélange n'est nécessaire, tout taux d'humidité résiduelle peut être choisi pour le produit final. Cela rend la machine très adaptée à un séchage partiel jusqu'à une teneur de matière sèche de 35 à 40% nécessaire avant l'incinération de boues.

Traitement des vapeurs

Toute l'eau évaporée est amenée dans un laveur sans ajout de gaz de lavage. Cela signifie que le volume est limité à la coupole du sécheur. La faible quantité de gaz incondensable dans les vapeurs d'échappement peut être traitée ultérieurement afin de réduire les émissions à un strict minimum.

Pour aller plus loin...

Séchage à palettes, GMF Gouda

14.4.7 Turbo sécheur

Avantages du turbo sécheur

Les avantages du **séchage du digestat** par le Turbo Sécheur sont multiples :

- Utilisation optimisée de la chaleur résiduelle de la cogénération (CHP) par un séchage à haute efficacité énergétique.
- Transformation de la fraction solide du digestat en un produit stabilisé, aseptisé, sans odeur, sous forme de micro granulés ou pellets et donc adapté à différents usages.
- Haute efficacité thermique: de **760 à 870 kWh par tonne** d'eau évaporée permettant de sécher le digestat de manière poussée sans consommation de combustible fossile.
- Fonctionnement en circuit aéraulique fermé :
 - pas d'émissions non contrôlées dans l'atmosphère (absence d'odeurs) ;
 - faible débit d'air vicié généré, ne nécessitant pas la mise en place d'un gros dispositif de désodorisation.
- Séchage à partir de n'importe quelle siccité initiale et obtention d'un digestat séché exactement à l'humidité résiduelle souhaitée sans recirculation du produit séché.
- Encombrement réduit. Installation compacte.
- Possibilité de générer en sortie de sécheur de l'eau chaude à **80-85°C** pour une utilisation en réseau de chaleur : **410 à 470 kWh par tonne** d'eau évaporée.
- Densité du digestat séché optimisée (jusque **1000 kg/m³**) permettant :
 - une réduction de la surface nécessaire pour le stockage pour un bilan carbone favorable ;
 - une réduction des camions nécessaires pour le transfert du produit (amélioration du bilan carbone).

Présentation de la technologie

Le Turbo Sécheur est à ce jour une des solutions les plus avancées de séchage disponible, s'adaptant parfaitement à la variabilité du digestat à traiter et aux différents types de produits qui doivent être obtenus :

- effluents d'élevage ;
- biomasse végétale (déchets ou dédié) ;
- résidus d'animaux ;
- boues d'épuration ;
- fraction fermentescible des ordures ménagères (F.F.O.M.)

L'installation fonctionne avec un circuit fermé de gaz process, en légère dépression. Le traitement thermique en couche mince à haute turbulence permet de contrôler le process de séchage de chaque particule du digestat, permettant d'obtenir un produit stable et homogène avec des coûts d'exploitation extrêmement faibles et un impact environnemental quasiment nul grâce à une utilisation optimisée de l'énergie thermique résiduelle de la production d'électricité par cogénération.

Elle peut être utilisée pour traiter les **digestats**, son **mélange** avec le concentré de la fraction liquide, mais aussi les **refus de tri des ordures ménagères**, quelle que soit la teneur en matière sèche et la viscosité du produit à traiter.

Le Turbo Sécheur est composé d'une chambre cylindrique horizontale statique et d'une turbine interne tournant à grande vitesse.

- La chambre cylindrique est équipée d'une double enveloppe destinée à la circulation d'un fluide caloporteur (huile thermique ou vapeur). Elle est fermée à ses extrémités par des brides qui supportent la turbine. Les supports et les roulements sont donc en dehors de

la chambre de process pour éviter l'encrassement et la rétention de matière dans la chambre de séchage même.

- La turbine est équipée de pales orientables qui permettent d'adapter et d'optimiser l'installation pour le traitement des différents digestats (F.F.O.M., maïs et autres déchets agricoles, déchets d'abattoir...).

Le fluide caloporteur est véhiculé à l'intérieur de la double enveloppe du sécheur après chauffage par les fumées de la cogénération (moteur ou turbine).

Le séchage se fait grâce à un échange combiné de chaleur par conduction et par convection. Cette combinaison permet d'obtenir d'excellents résultats en termes d'efficacité énergétique, temps du traitement, qualité et stabilité du produit séché, **sans recirculation du produit séché dans l'unité de séchage**. En effet, la recirculation présente des risques d'incendie et d'explosion.

Si l'énergie du système de cogénération n'est pas disponible, le système peut fonctionner avec une chaudière à biogaz ou à digestat.

Grâce à la Turbo Technologie, le séchage est effectué sans recirculation de matière séchée dans le Turbo Sécheur.

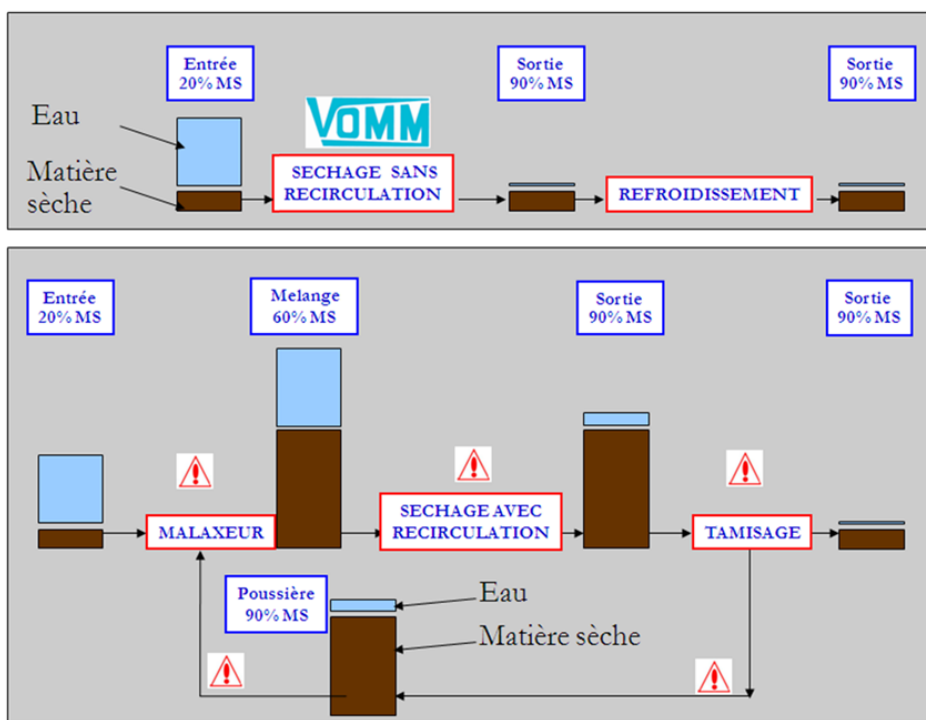


Figure 200 : Comparaison entre le séchage avec et sans recirculation - Source : - VOMM



Produit : digestat
Process : séchage partiel
Origine : résidus agroalimentaires
Pays : Italie
Capacité de traitement : 2 600 kg/h
Capacité d'évaporation : 1 300 kg/h

Figure 201 : Turbo sécheur VOMM pour le séchage du digestat - Source : VOMM



Produit : refus de TMB
Process : séchage partiel
Origine : F.F.O.M
Pays : Italie
Capacité de traitement : 7000 kg/h
Capacité d'évaporation : 2000 kg/h

Figure 202 : Turbo sécheur pour le séchage des refus de tri mécano-biologique - Source : VOMM

Consommation de chaleur du turbo sécheur

L'énergie calorifique nécessaire au process de séchage peut être fournie intégralement par l'énergie récupérée sur le groupe de cogénération :

- 100% d'énergie récupérable à partir des fumées du co-générateur est utilisable pour le séchage du digestat.
- Un module de pré-séchage permet d'utiliser l'énergie de refroidissement du moteur non utilisée pour le chauffage du digesteur et d'augmenter l'efficacité thermique du système en évaporant une plus grande quantité d'eau.

On peut donc ainsi sécher à des niveaux de siccités élevés et optimiser le transport (bilan carbone amélioré), le stockage et l'épandage.

Enfin il est important de noter que cette technologie permet non seulement de fonctionner avec une énergie calorifique à coût nul (énergie fatale ou chaleur de cogénération), mais de plus elle permet de produire, à partir du refroidissement des buées, de **l'eau chaude à 80-85°C**. Cette énergie gratuite peut être affectée au chauffage du digesteur et/ou pour une autre activité consommatrice en chaleur. On arrive donc avec ces installations à un rendement global optimal puisque non seulement la consommation énergétique fossile est nulle mais elles restituent de l'énergie calorifique facilement utilisable.

Ce rendement énergétique ultra-optimisé permet non seulement de réduire de façon drastique les coûts d'exploitation mais aussi d'obtenir des conditions de revente de l'électricité produite optimales.

Utilisation du digestat séché

La Turbo Technologie permet de sécher le digestat à tout niveau de siccité en fonction des besoins inhérents à la filière de valorisation :

- Agricole au titre d'engrais, de compost ou pour aménagement paysager ;
- Thermique : gazéification, incinération, co-incinération ou cimenterie ;
- Mise en décharge.

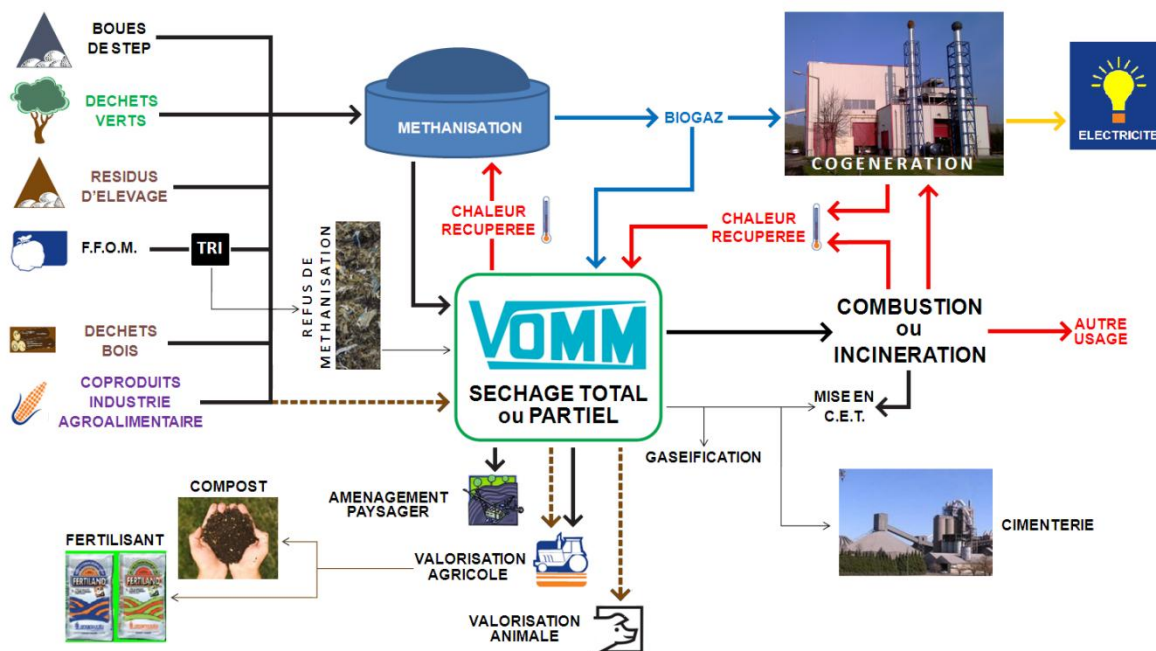


Figure 203 : Utilisations de la turbo-technologie et des produits séchés – Source : VOMM

Pour aller plus loin...

Turbo Sécheur, Vomm

15 Pertes de biogaz

15.1 Les fuites de biogaz sur les installations de production et de valorisation de biogaz

Les pertes de biogaz sont certes dommageables à l'efficacité énergétique des installations, mais elles constituent également une source de risque et d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'environnement (le méthane est 23 fois plus pernicieux pour le climat que le dioxyde de carbone sur 100 ans). Elles peuvent avoir des origines multiples : des pertes accidentelles ponctuelles, des dysfonctionnements d'équipement, des choix technologiques inappropriés, un manque de suivi de l'installation, ou être inhérentes à certains process comme dans le cas de l'épuration du biogaz pour l'injection dans le réseau de gaz naturel ou la production de biométhane carburant.

La prévention des pertes de biogaz présente donc un triple intérêt : en termes de sécurité, d'environnement et d'efficacité énergétique. Les fuites récurrentes ou permanentes, qui s'installent dans le fonctionnement « normal » de l'unité, mais dont le cumul peut-être significatif, sont celles qui nous intéressent ici.

La réglementation a fixé des exigences minimales de sécurité à adopter lors de la conception, de la construction et de l'exploitation d'une installation de méthanisation agricole (Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1). Les exploitants doivent établir et respecter un programme de maintenance préventive et de vérification, destiné notamment à prévenir les fuites.

L'intérêt des solutions à mettre en place pour éviter les risques de fuite s'évalue par l'évaluation de la probabilité et de la gravité des risques de fuite.

La DGEC (Direction Générale de l'Énergie et du Climat) travaille sur la pénalisation de ces émissions.

15.2 Pertes liées au manque de maîtrise du process de méthanisation

Optimiser son process de méthanisation commence par une gestion appropriée des matières. Le **stockage**, qui peut conduire à un abattement du potentiel méthanogène, doit être limité. La saisonnalité de production de certains substrats ne permet cependant pas de s'en affranchir. Dans ce cas, l'entreposage doit être fait dans des conditions qui minimisent la dégradation des matières par méthanisation ou compostage. Pour les cultures utilisées comme cosubstrat, la conservation par **ensilage** semble être la meilleure option. Le produit se stabilise par acidification, le **potentiel méthanogène est amélioré** et le temps de séjour en méthanisation raccourci. Ces bénéfices ne valent que si le tassement et la couverture du silo assurent des conditions anaérobies.

La méthanisation est un processus biologique sensible à de nombreux paramètres. Il n'est donc pas rare de constater une certaine fluctuation de la production de biogaz. L'inertie qui la caractérise peut rapidement conduire à un excédent de production.

La réglementation impose la destruction du biogaz par un **organe de secours** (torchère, chaudière couplée à un système de refroidissement...), en cas d'indisponibilité temporaire des équipements de valorisation. Cependant, la présence de l'organe de secours n'est pas imposée sur site. Dans ce cas, l'installation doit disposer d'une capacité permettant le stockage du biogaz jusqu'à la mise en service de cet organe. Cette tolérance de la réglementation pose problème pour les excédents de production qui seront rejetés à l'atmosphère si l'équipement de secours n'est pas présent sur place.

A la sortie du digesteur, la matière organique n'est pas totalement digérée. La dégradation se poursuit donc dans le post-digesteur et/ou le stockage. Si le **biogaz résiduel** n'est pas récupéré, (cas des fosses non couvertes), il échappe à la valorisation. La part que représente cette fraction est significative, notamment si certains paramètres tels que le temps de séjour ou la charge organique sont mal maîtrisés.

Ainsi pour atteindre un même niveau de production d'énergie, des volumes plus importants d'intrants seront nécessaires.

15.3 Pertes liées au fonctionnement en mode dégradé des équipements

Comme dans tout domaine faisant intervenir une large part de technicité, l'entretien des équipements revêt une importance toute particulière. Des fuites peuvent se produire sur les équipements de stockage, de transport, de traitement (épuration) ou de valorisation du biogaz. Il faut veiller à la **parfaite étanchéité** au gaz de **l'installation** et prévenir la dérive de certains paramètres. Les unités de méthanisation vieillissantes sont particulièrement concernées par ces aspects.

15.4 Pertes au transport du biogaz

Les **tuyaux** de transport du biogaz doivent être **résistants** à la **pression** et à la **corrosion** par l'eau et les produits soufrés. Ils sont donc de ce fait en inox ou en polyéthylène (voir le « guide professionnel relatif aux canalisations dédiées au transport de biogaz » du Club Biogaz). Des fuites peuvent apparaître au niveau de pièces de raccordement (brides, presse étoupe de vanne ou de joints...). Les raccords peuvent subir des contraintes importantes notamment lorsqu'ils sont enterrés dans des sols mal stabilisés et de surcroît si des engins agricoles y circulent.

15.5 Pertes au stockage du biogaz

15.5.1 Jonction entre les couvertures bâches et le digesteur (ou le post-digesteur)

Cette jonction est réalisée au moyen d'un « **boudin** » gonflé, disposé dans une gorge. Des fuites peuvent se produire si l'**étanchéité** n'est pas parfaitement assurée. Cette situation peut se rencontrer notamment si la pression dans le boudin n'est pas suffisante. Pour prévenir ce type de problème, des dispositifs de contrôle de la pression sont mis en place. Autre possibilité, la gorge n'est pas parfaitement circulaire et la jonction entre le boudin gonflé et celle-ci n'est pas parfaitement étanche. Ces défauts d'étanchéité doivent être contrôlés à la mise en route de l'unité.

15.5.2 Porosité des membranes

Différents types de membranes sont utilisées pour couvrir les ouvrages de stockage de biogaz (PELD, EPDM...). Ces membranes possèdent des caractéristiques propres (épaisseur, élasticité, traitement...) qui leur confèrent une plus ou moins grande résistance aux contraintes subies. L'altération de leurs propriétés au cours du temps peut conduire à une augmentation de leur porosité au biogaz et entraîner des fuites diffuses. De ce point de vue, les couvertures « double peau » sont plus performantes car la membrane intérieure est protégée des surpressions, des UV, des intempéries, des effets du vent et des perforations accidentelles.

15.5.3 Dysfonctionnement de soupapes de sécurité

Les soupapes de sécurité équipent les digesteurs et les stockages de biogaz, et sont destinées à protéger l'installation en cas de surpression ou de dépression. On en trouve également associées à des trappes de visite ou des condenseurs (voir ci-dessous). Des fuites peuvent se produire dans le cas où la soupape de sécurité reste bloquée en position ouverte ou lorsqu'elle s'ouvre de façon intempestive (en l'absence de surpression), ou encore lorsque le niveau d'eau est insuffisant (évaporation en période estivale). Le fonctionnement des soupapes peut-être affecté notamment par la formation de mousse, le colmatage, la corrosion ou encore le gel. Contre ce dernier, on utilise tout simplement de l'antigel ou un système de chauffage dédié.

15.5.4 Clapet anti-retour défectueux

Lorsqu'un système de désulfuration par injection d'air équipe le digesteur, un clapet anti-retour est installé pour éviter le reflux de biogaz. Si ce clapet ne joue pas parfaitement son rôle, des fuites peuvent se produire à ce niveau.

15.5.5 Le condenseur

Il existe différents systèmes plus ou moins sophistiqués, destinés à éliminer la vapeur d'eau du biogaz. Du simple passage de tuyau dans le sol à la station de séchage par refroidissement. Dans le cas où le puits de collecte des condensats est équipé d'une pompe de relevage, il faut veiller à ce que la pompe reste immergée.

15.5.6 Défaut d'étanchéité au niveau des pièces de traversée des digesteurs

Tous les **orifices** qui traversent la **paroi des digesteurs** et post-digesteurs (canalisation de biogaz, hublot, passage de câbles...) sont susceptibles de fuir soit par défaut de mise en œuvre, soit par vieillissement ou manque d'entretien. Le **contrôle d'étanchéité** à la mise en route, puis au cours du suivi régulier de l'installation permet d'éviter ce type de pertes. Les orifices de passage de câbles sont maintenus étanches par de la graisse qu'il faut renouveler régulièrement pour éviter les fuites.

15.6 Pertes à la valorisation du biogaz :

15.6.1 Fuite à l'alimentation

La **réglementation ATEX** donne des spécifications pour les **lieux confinés** tels que les locaux abritant l'unité de combustion. Des fuites au niveau de l'alimentation en biogaz peuvent se produire. Par conséquent une **ventilation forcée** et une **détection de CH₄** sont nécessaires. Cependant, l'hydrogène sulfuré (H₂S) endommage les capteurs de type catalytique (souvent utilisés pour la détection de CH₄). Il est donc nécessaire de vérifier **l'efficacité du détecteur de CH₄** périodiquement, selon les instructions du constructeur. Les débitmètres réglementaires destinés à mesurer la production et la valorisation du biogaz sont également des indicateurs précieux (Voir [partie 8.4.1](#) sur le suivi de la production de biogaz).

15.6.2 Surconsommation des moteurs

La **richesse en gaz** de la chambre de combustion des moteurs est commandée par une **sonde** dite « **lambda** ». Lorsque cette sonde est défectueuse, le mélange air/gaz n'est plus optimum et entraîne une surconsommation de biogaz avec rejets d'imbrûlés, dont le CH₄. Il est donc préférable de vérifier que le contrat de maintenance de l'installation de cogénération comprenne l'entretien de cet équipement.

15.7 Fuite à l'épuration

Différentes techniques d'épuration / concentration peuvent être utilisées pour transformer le biogaz en biométhane injectable dans le réseau de gaz naturel ou utilisable en biométhane carburant; comme vu précédemment. Ces traitements conduisent cependant à des **émissions de méthane dans l'atmosphère** dont l'importance varie avec la technique choisie mais également avec les conditions d'opération. L'absorption aux amines semble de ce point de vue plus performante, avec des pertes inférieures à 0,1 %. Le tableau suivant présente un ordre de grandeur des émissions de méthane selon les technologies utilisées.

Technologies	PSA	Lavage à l'eau	Lavage aux glycols	Absorption aux amines	Séparation membranaire	Cryogénie
Pertes en méthane	< 2 % ; 6-10 %	< 1% / < 2%	2 à 4 %	< 0,1 %	5-15%	<0,5%

Tableau 42 : Pertes en méthane des différentes technologies d'épuration
Source : Petersson et Wellinger (IEA Bioenergy, 2009) et Erep, 2012

La conduite de l'unité d'épuration doit se faire en évitant les **phases d'arrêt et redémarrage** qui sont propices aux fuites de méthane.

Pour limiter l'impact des fuites, il existe des **dispositifs de post-traitement** (oxydation thermique ou catalytique) destinés à éliminer le CH₄ des rejets atmosphériques (voir partie 13.3. Traitement du gaz pauvre).

15.8 Pertes en post-digestion

Certains constructeurs proposent des unités dont le **post-digester** n'est **pas couvert**. Il est clair que la méthanisation continue dans ce stockage, d'autant qu'une **croûte** se forme en surface et contribue à maintenir des conditions **anaérobies**. Le biogaz résiduel ne peut donc pas être collecté. Si le process de méthanisation est mal maîtrisé, la perte sera d'autant plus importante.

16 Valorisation du digestat de méthanisation

Il existe différentes techniques pour la **valorisation** ou le **traitement** du digestat de méthanisation. Chacune a ses avantages et ses inconvénients, des coûts et consommations énergétiques différents, et par ailleurs dépendant fortement de la typologie du projet.

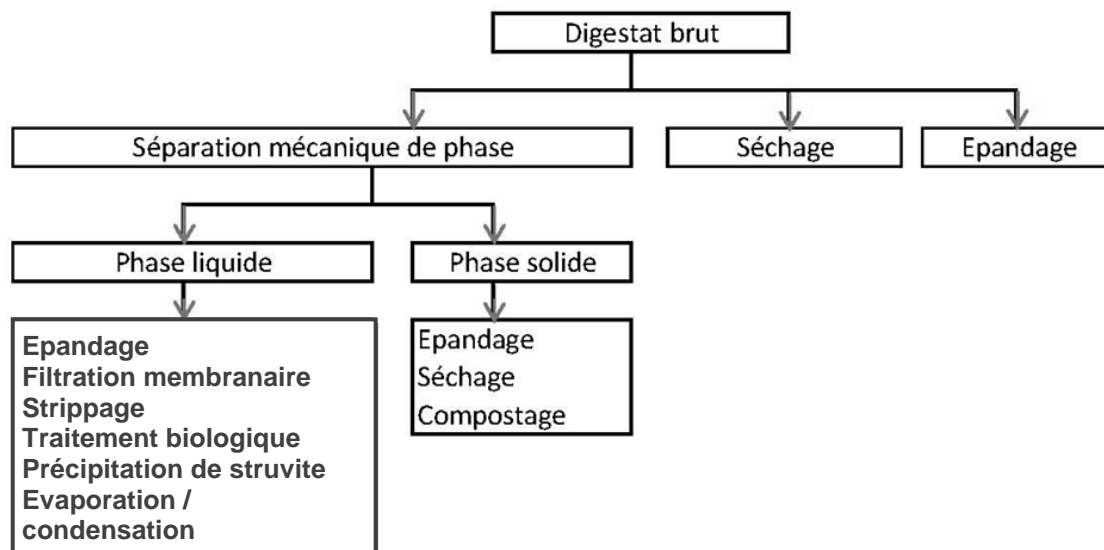


Figure 213 : Techniques de traitement du digestat - Source : "Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenaire", FNCUMA / Coop de France, 2011, d'après EREP, 2009

	Facilité d'opération (note globale sur 30)	Aspects environnementaux ¹⁷	Coût de stockage et épandage	Consommation d'énergie		Valeur commerciale
				Electrique kWh/m ³	Thermique kWh/m ³	
Epandage liquide		0	+++			
Presse à vis	7		+++	0.4		
Centrifugeuse	11		+++	7		
Filtration membranaire	19	++	++	27		++
Stripping combustion	19	--	+++	21	22	
Stripping lavage acide	19	++	+++	11	22	++
Evaporation	19	++	+	7.9	150	+++
Sécheur à bandes	15	+	++	6.4	120	+
Précipitation de struvite	20	++	+++	8.6		+++
Compostage intensif	16	-	+++	2.1		+
Traitement biologique	14	-	+++	20		

Tableau 43 : Données générales sur les différents traitements du digestat- Source : "Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenaire", FNCUMA / Coop de France, 2011, d'après EREP, 2009

¹⁷ Par rapport à l'épandage par rampe à pendillards de digestat brut

Le digestat est majoritairement composé d'eau (80-90%)[33]. Le séchage permet d'en éliminer une partie par évaporation ou vaporisation, afin de minimiser les coûts de transport. Le taux de MS recherché est en général de 70%, valeur qui permet d'assurer une stabilité biochimique du digestat concentré [33].

La phase liquide pourra alors être épandue sur des terrains à proximité. Si cela n'est pas possible, elle sera traitée par une station d'épuration aérobie, à partir du moment où les distances d'épandage sont trop importantes.

Deux types d'eau composent le digestat [33] :

- l'eau libre : c'est l'eau qui est faiblement absorbée par le digestat. Elle s'élimine en grande partie par pré-concentration
- l'eau liée : ce type d'eau est chimiquement attachée par des liaisons aux éléments (particules, bactéries, etc.) présents dans le digestat. Il faut un apport massif d'énergie pour rompre ces liaisons et cet apport s'effectue à travers un procédé de séchage.

Un procédé de **pré-concentration** est à installer en **amont** du procédé de séchage. En effet, la proportion d'eau du digestat brut étant très élevée, l'énergie thermique produite par cogénération n'est pas suffisante pour obtenir la teneur en MS souhaitée.

Par exemple, dans le cas de la méthanisation de lisier de porc, en considérant que l'intégralité du biogaz est brûlé dans une chaudière, et que l'intégralité de l'énergie thermique fournie sert à évaporer l'eau, le séchage seul ne permettrait de sécher le digestat que de 5% à 6% de MS [33].

Pour des substrats plus fermentescibles (150 m³ de biogaz à 60% de CH₄ pour 1 m³ de digestat produit), l'énergie disponible permettrait de sécher le digestat de 10 à 28,5 % de MS [33].

En cogénération, l'énergie thermique disponible est encore plus faible, puisque une partie de l'énergie est transformée en électricité et les pertes sont supérieures.

La pré-concentration permet d'obtenir un digestat concentré à 15 à 20% de MS. Elle est un élément indispensable pour l'optimisation de l'efficacité énergétique. Il existe deux types de pré-concentrateurs :

- Les pré-concentrateurs thermiques
- Les pré-concentrateurs mécaniques (séparation de phase)

16.1 Pré-concentrateurs thermiques

Les pré-concentrateurs thermiques utilisent l'air ayant servi à sécher du digestat par **séchage direct** pour augmenter la teneur en MS du produit à sécher. L'utilisation de chaque m³ d'air chaud est donc optimisée au maximum [33].

Sur le même principe, on peut utiliser la chaleur résiduelle d'autres procédés générant de la chaleur fatale basse température (ex: séchage indirect ou turbine ORC, ce qui évite l'utilisation de tours de refroidissement).

16.2 Séparation de phase

Il existe différents types de pré-concentrateurs mécaniques [33] :

- Décantation
- Presses à vis
- Décanteurs centrifuges
- Tamis vibrants
- Tamis tangentiels

➤ Pressoirs rotatifs

Des flocculants (ex : sels de fer ou aluminium) et coagulants (ex: polymères cationiques) peuvent améliorer les performances des pré-concentrateurs mécaniques, en agrégeant les colloïdes et particules fines en suspension. Ces éléments peuvent néanmoins être coûteux, rendre difficile le compostage de la phase solide, et entraîner une pollution des sols [33].

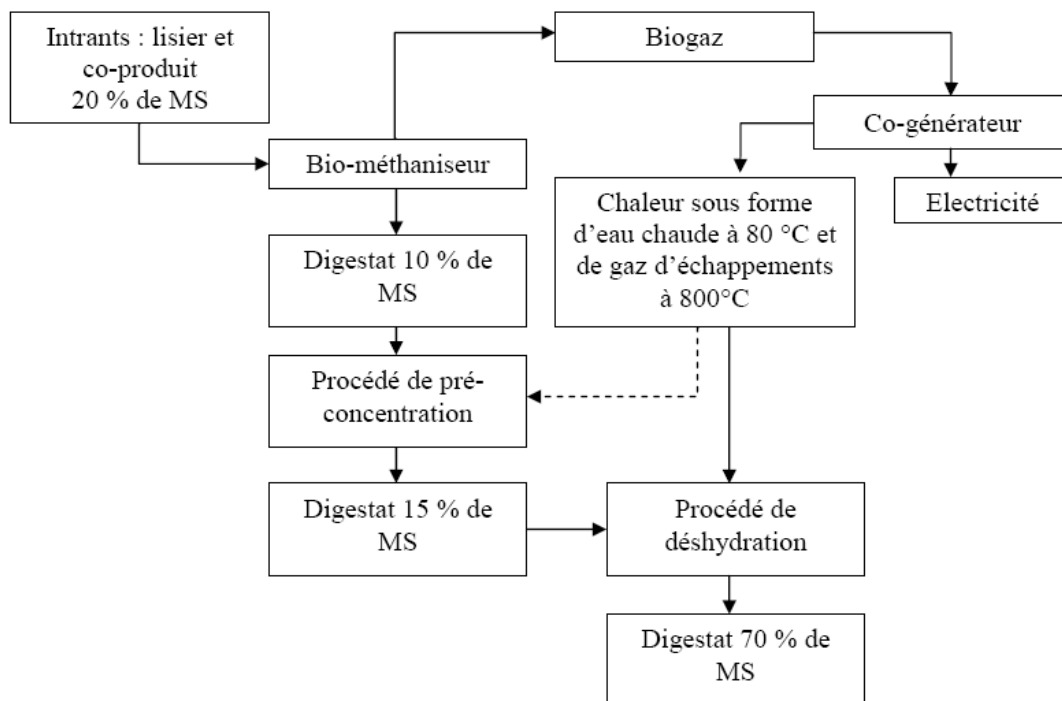


Figure 214 : Schéma de principe de la déshydratation du digestat par pré-concentration et séchage
 Source : "Méthanisation dans la filière porcine", ADEME, Août 2010

Après méthanisation, la modification principale sur le digestat est le passage de l'azote organique à une part importante de l'azote minérale. Le digestat brut peut être utilisé en état sur les cultures, mais pour une **meilleure optimisation agronomique**, une séparation de phase est souvent nécessaire. Cette séparation de phase permet d'obtenir une phase solide et une phase liquide. La **phase liquide** peu chargée en MS sera utilisée de préférence **sur culture en place** afin que soit pleinement valorisé l'azote ammoniacal. L'épandage sera facilité du fait d'une faible présence de matière en suspension.

La phase **solide** sera plutôt assimilée à un **amendement** permettant d'apporter les éléments **P, K et matière organique** avec un effet plus ou moins direct sur la fertilisation azotée.

Le traitement plus poussé du digestat est souvent demandé par les agriculteurs afin de faciliter les épandages sur culture. En effet dans certains contextes pédo-climatiques, la portance des sols en février ou mars est délicate. Le traitement du digestat est énergivore mais la valorisation de l'azote est souvent améliorée. Il faut donc trouver le bon compromis entre le bilan énergétique et le traitement poussé du digestat.

Pour aller plus loin...

"Méthanisation dans la filière porcine, Séparation de phases, séchage et normalisation d'un digestat", ADEME, Août 2010

"Etat de l'art des méthodes (rentables) pour l'élimination, la concentration, ou la transformation de l'azote", EREP, Septembre 2009

16.3 Epandage

Pour valoriser pleinement ces produits, il est nécessaire de **modifier les pratiques d'épandage**. Un produit **riche en azote ammoniacal** doit être épandu au moyen de **pendillards** pour éviter les pertes par volatilisation. Concernant la **date d'épandage**, l'azote sous forme NH_4 passe rapidement sous forme de NO_3 et devient ainsi assimilable par la plante ; si cet apport a lieu trop longtemps avant le besoin de la plante il y a risque de lixiviation : il convient donc d'apporter le digestat (phase liquide notamment) au plus proche des besoins des cultures, c'est-à-dire **après les périodes de lessivages hivernales**.

Pour la phase solide, les éléments seront plus facilement disponibles. Les doses d'apport seront **plus faibles que l'apport d'un fumier**, le matériel d'épandage devra permettre d'atteindre des doses jusqu'à 10 t/ha avec une bonne régularité. Les matériels avec **hérissons horizontaux** voir **table d'épandage** (utilisation en fonction de la MS) seront préconisés.

C'est sous ces deux conditions que l'utilisation du digestat permettra une réelle économie d'engrais sur les exploitations agricoles.

Pour aller plus loin :

Le guide de bonnes pratiques réalisé par le Club Biogaz présente les techniques agronomiques permettant d'épandre le digestat dans les meilleures conditions possibles.

"Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation" – Club Biogaz, 2011

16.4 Transport du digestat

L'optimisation du transport est à étudier finement pour des raisons économiques et environnementales.

La séparation de phase est également intéressante sur ce sujet. Le **camion** apportant du **fumier** pourra repartir avec la phase solide directement, alors que si l'unité ne produit qu'un digestat brut, l'ensemble du **digestat** sera retourné entièrement en **camion-citerne** ce qui doublera les navettes de transport : entrée de la matière type fumier en camion benne et retour en camion-citerne pour le digestat.

16.5 Evapo-concentration

L'évapo-concentration est utilisée sur le site de Tiper Méthanisation pour le **traitement de la fraction liquide du digestat**. Le fonctionnement de cet équipement est ici détaillé.

L'évapo-concentration est réalisée par **compression mécanique de vapeur**, permettant de minimiser la consommation de vapeur vive, en réutilisant les buées issues de l'évaporation qui sont recomprimées. Ce système permet donc l'utilisation d'énergie mécanique grâce à un compresseur, plutôt que de l'énergie thermique, avec un rendement énergétique d'évaporation très supérieur (300 kW d'énergie thermique pour une capacité d'évapo-concentration de 6t/h).

16.5.1 Réchauffeur de liquide

L'effluent à concentrer est réchauffé à l'aide d'un échangeur à plaques par une recirculation de l'effluent chaud issu du traitement de distillation, permettant de minimiser la quantité d'énergie thermique apportée.

16.5.2 Evaporateur

L'évaporateur est de type flots tombants, multi-passes, ce qui permet de minimiser le temps de séjour. Les buées de l'évaporation sont recomprimées pour l'entraînement de la vapeur d'eau.

16.5.3 Gestion du concentrat

Le concentrat est ensuite mélangé à la fraction solide issue de la séparation de phase du digestat.

16.5.4 Stripping

Les condensats issus de l'évapo-concentration contiennent une grande quantité d'azote ammoniacal. L'étape de stripping permet non seulement d'épurer les condensats pour qu'ils puissent être dirigés vers le traitement aérobique de finition mais également de produire une solution concentrée en azote ammoniacal, pouvant être utilisée comme fertilisant liquide.

Dans un premier temps, le stripping est réalisé par entraînement à la vapeur dans la colonne chauffée. Il est prévu qu'un système de recompression des buées produites par le stripping soit installé de manière à limiter la consommation d'énergie thermique.

16.5.5 Stabilisation

Le produit du stripping est condensé et la solution fortement concentrée en ammoniac, qui est très volatil, est stabilisée par ajout d'acide sulfurique.

16.5.6 Traitement des incondensables

Les incondensables issus du stripping sont envoyés dans le circuit du traitement d'odeur. Les eaux claires issues du stripping sont renvoyées dans le milieu naturel.

16.6 Compostage

- Le compostage est un procédé de transformation naturelle et biologique des matières organiques par **fermentation**, pour former après maturation, un **compost**. Le compostage est donc à la fois un procédé de traitement des déchets organiques, et un procédé de production de compost utilisable pour l'amendement des sols.
- Le constat a été fait de nombreuses fois des difficultés rencontrées par des exploitants de sites de méthanisation quant à la gestion des digestats. Ces contraintes importantes, mises en évidence lors de l'étude et du montage du projet de méthanisation ont généré des retards voire des abandons de projets.
- Ces différentes difficultés sont liées aux débouchés, aux possibilités ou non d'utilisation en propre, aux coûts éventuels de retraitement. La réalisation d'une unité de compostage in-situ permet dans certains cas de répondre à ces difficultés. Le compost étant un **produit normé**, il peut être vendu, contrairement au digestat.

Les **digestats** sont des matières premières qui en général se prêtent bien à la transformation par compostage, ce qui **nécessite l'ajout de déchets verts**.

- Le compostage se déroule en 4 phases :
 - Une phase mésophile
 - Une phase thermophile
 - Une phase de refroidissement

- Une phase de maturation

16.6.1 Optimisation de l'efficacité du compostage

Le compostage peut être optimisé, en tenant compte des paramètres physico-chimiques des différentes matières premières à travailler, ainsi que des différents paramètres qui influencent l'activité des organismes vivants décomposeurs tels que :

- L'état physique et la composition chimique du substrat à dégrader
- Le taux d'oxygène
- Le taux d'humidité
- La température
- Le pH

Toute action sur un paramètre agit sur les autres.

L'infrastructure nécessaire est adaptée au site de production, et au gisement disponible. Cette technologie supprime les besoins de brassage et de retournement.

Déroulement d'un lot de compost :

- Préparation du ou des produits à composter ; matière première unique ou co-compostage de plusieurs matières
- Mise en silo
- Ventilation forcée avec **fermentation aérobie** = montée en température (jusqu'à 70°)
- Maintien de cette température pendant **25 à 30 jours**, parfois moins longtemps
- Arrêt de la ventilation
- Maturation avec une baisse progressive de la température
- Stockage avant revente et/ou utilisation

La gestion du process

- La mesure permanente des **températures**, de l'**oxygène** disponible (et d'autres paramètres quelquefois nécessaires) permet par asservissement de gérer et de réguler l'aération en fonction des consignes initialement déterminées. L'enregistrement permanent assure la traçabilité du process.

16.6.2 Intérêts du compostage

Intérêt énergétique

La technologie du compostage est faiblement consommatrice d'énergie. Le principe de ventilation forcée utilise uniquement des ventilateurs conçus pour cet usage, permettant d'obtenir des vitesses d'air suffisantes au cœur du silo.

Intérêt fonctionnel

La facilité d'utilisation d'une station de compostage lui confère une modularité. Elle s'adapte en fonction de la disponibilité des matières premières. Une augmentation ou une diminution ponctuelle des matières premières à traiter n'a pas d'incidence sur son fonctionnement technique, ni sur ses coûts de fonctionnement.

Intérêt environnemental

La transformation des matières organiques d'origines animales ou végétales permet :

- De produire un **compost hygiénisé**, donc sans danger pour la santé publique
- De produire un compost **normalisé NFU**
- D'éviter la mise en décharge ou en centre de traitement coûteux, de matières riches en azote, phosphore et potasse, et pouvant se substituer à des engrais chimiques dans de nombreuses applications végétales.

Intérêts économiques

Ils se situent à 3 niveaux :

- **Indépendance** : la production in-situ de compost évite d'être dépendant d'un ou des opérateurs capables de retraiter les déchets produits (centre d'enfouissement, incinérateur, écurissage, etc). Le producteur gère ses flux de production à son rythme et non au rythme des besoins de son transformateur. L'organisation du travail sur le site est généralement facilitée.
- **Rentabilité** : la gestion in-situ de ses propres déchets a un coût (investissement + fonctionnement) moins important que de confier cette opération à un tiers. Ce coût est d'autant plus diminué que le compost fait l'objet d'un marché en forte croissance. La compétition avec les produits chimiques (N,P,K), alliée à un besoin de restructuration des sols permet une valorisation intéressante pour le producteur du compost. D'autre part, le compostage permet aussi d'optimiser la présence et le travail du ou des salariés.
- **Valorisation du site de production** : le site de production qui rend son propriétaire ou exploitant autonome et indépendant, se valorise beaucoup mieux à la revente.

Le compostage pouvant permettre de faire **monter la température des digestats à plus de 70°C sans apport de chaleur**, il permet d'éviter l'utilisation d'équipements d'hygiénisation consommateurs d'énergie.

16.7 Production d'huile par hydro-liquéfaction

Pour les pistes innovantes dans le cadre du travail sur le carbone renouvelable, il est possible d'utiliser la méthode d'hydro-liquéfaction du digestat de méthanisation pour valoriser celui-ci en bio-huile pour la **lubrification des moteurs thermiques**. Il existe un double avantage à cette filière : celui de la maîtrise du résidu de digestion anaérobie sans impacter les sols, ainsi que celui de l'élaboration d'une bio huile préservant le cycle du carbone selon un procédé breveté.

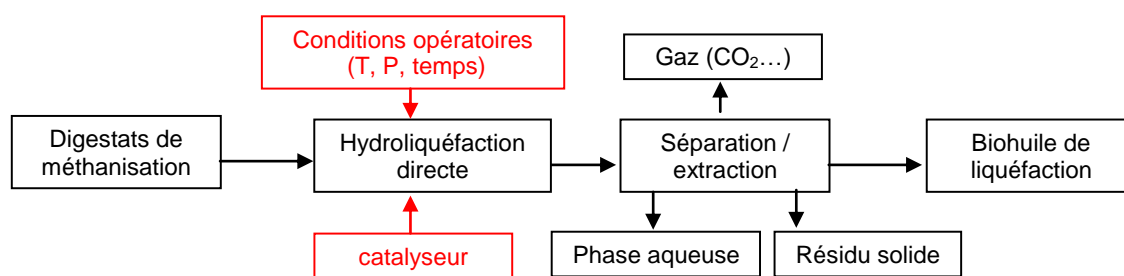


Figure 215 : Principe de l'hydro-liquéfaction pour la production de bio-huile à partir du digestat
Source : Sèche Environnement

17 Traitement des lixiviats en ISDND

17.1 Principes généraux

17.1.1 Traitement environnemental d'une ISDND

Gérer les odeurs

Le premier problème rencontré sur un site d'enfouissement des déchets et le traitement des **rejets olfactifs** du site par la mise en place d'un réseau de captage du biogaz et sa destruction par une torchère.

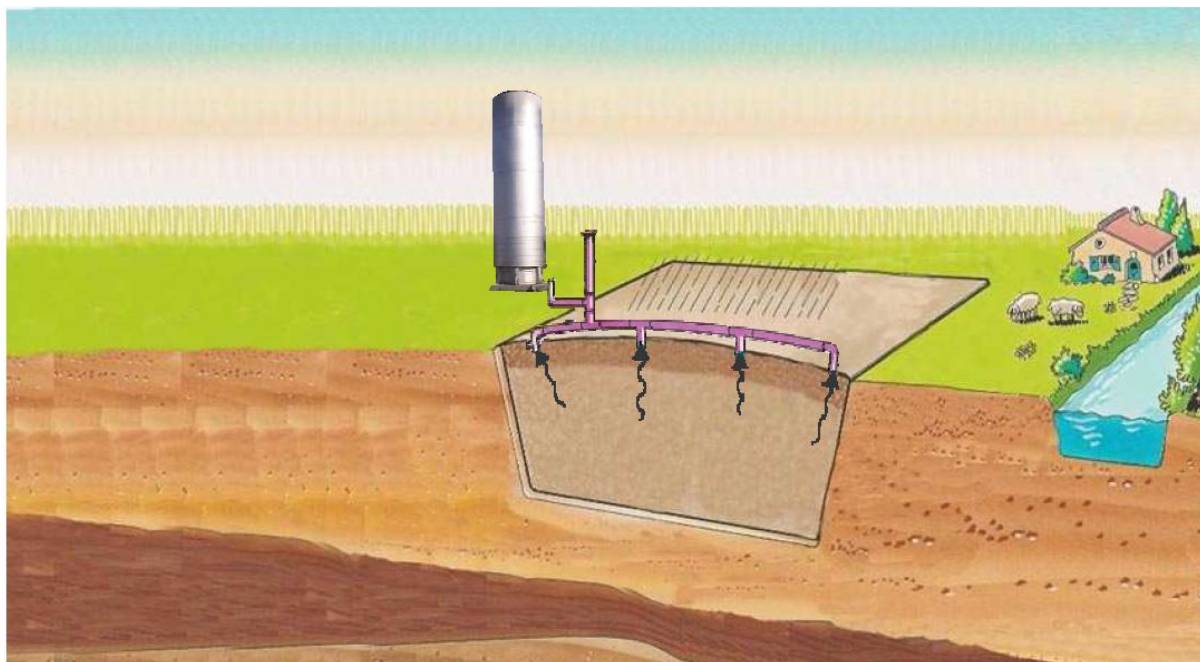


Figure 216 : Captage et destruction du biogaz pour les sites ne le valorisant pas - Source : SITA

Traiter les lixiviats

Le deuxième point de la maîtrise environnementale concerne les **effluents liquides issus de la percolation de l'eau** (précipitations, humidité des déchets et eaux de ruissellement) à travers le massif de déchets. Ces effluents sont dénommés "Lixiviats".

Le lixiviat avant traitement est en majeure partie composé d'eau. Il comprend une masse de composants organiques et inorganiques dissous ou suspendus. Une fois que l'eau a été en grande partie retirée, il reste ce que l'on appelle le concentrat, ou perméat.

Plusieurs modes de traitement existent dont les traitements thermiques, eux-mêmes divisés en plusieurs types dont :

- L'évapo-condensation
- La pulvaporisation

Il est possible d'utiliser des sources d'énergies externes au site ou mieux d'utiliser le biogaz brûlé.

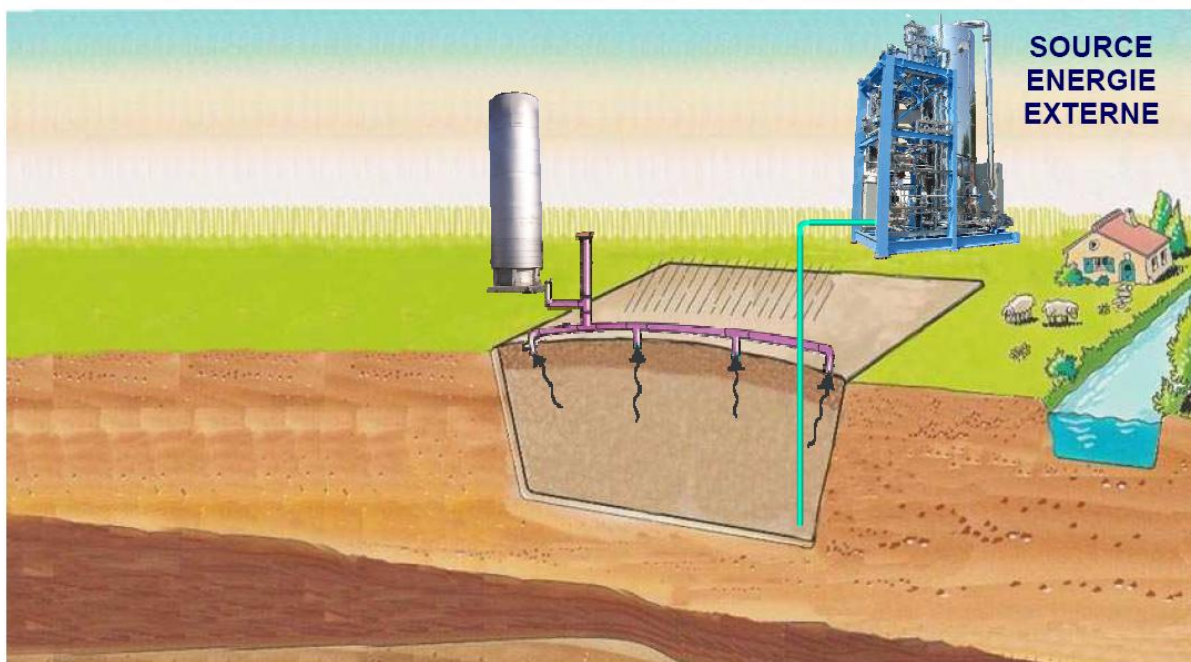
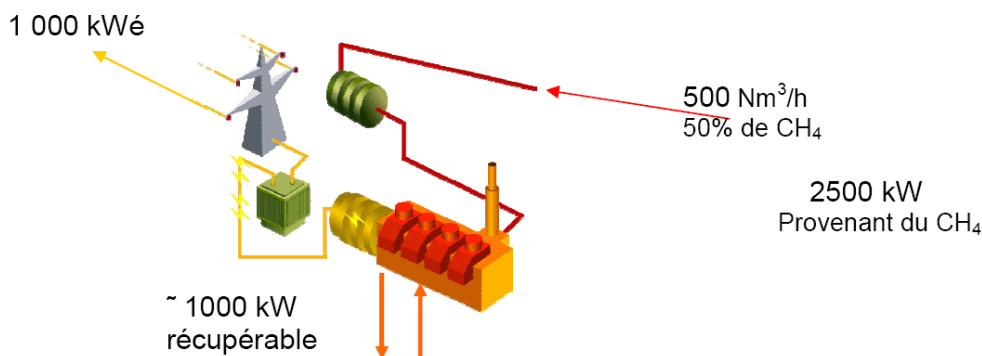


Figure 217 : Traitement des lixiviats par une source externe - Source : SITA

17.2 Valorisation du biogaz

Dans le cas de la mise en place d'une valorisation électrique sur un site d'enfouissement d'une manière générale nous avons les grandeurs de valorisation suivante :

Rendement électrique moteur= 40 %



Rendement thermique moteur = 40%

Figure 218 : Energie récupérable à partir du biogaz d'ISDND - Source : SITA

Pour 500 Nm³/h de biogaz nous avons :

- 2500 kW Pci en énergie primaire provenant du CH₄ Transformés en :
 - 1000 kW électrique
 - 1000 kW thermique

Les 500 kW non valorisés correspondent aux pertes :

- Mécaniques du moteur
- Electriques de l'alternateur

- Thermiques de l'enveloppe moteur et des systèmes d'échange mis en place sur les fumées et le circuit de refroidissement

Ces chiffres sont des chiffres théoriques moyens et qui dans la réalité sont dépendants des performances des motoristes. Cependant il est possible de prendre ces données pour un calcul d'approche.

17.3 Traitement thermique des lixiviats par utilisation de la cogénération

Seule sera abordée la partie thermique du traitement, pour obtenir un bilan environnemental optimum, et selon la qualité des lixiviats à traiter, le contexte du site, des traitements complémentaires sont nécessaires comme :

- Prétraitements biologiques
- Prétraitement physico chimiques
- Post traitement par stripping
- Evaporation du rejet

17.3.1 Principe de fonctionnement général

A partir d'un lixiviats potentiellement prétraité le but est d'obtenir, par le procédé d'évaporation, une séparation de ce qui est rejetable dans le milieu naturel et de ce qui ne l'est pas :

- Condensats > rejet dans le milieu naturel
- Retour sur site ou autre traitement pour les concentrats

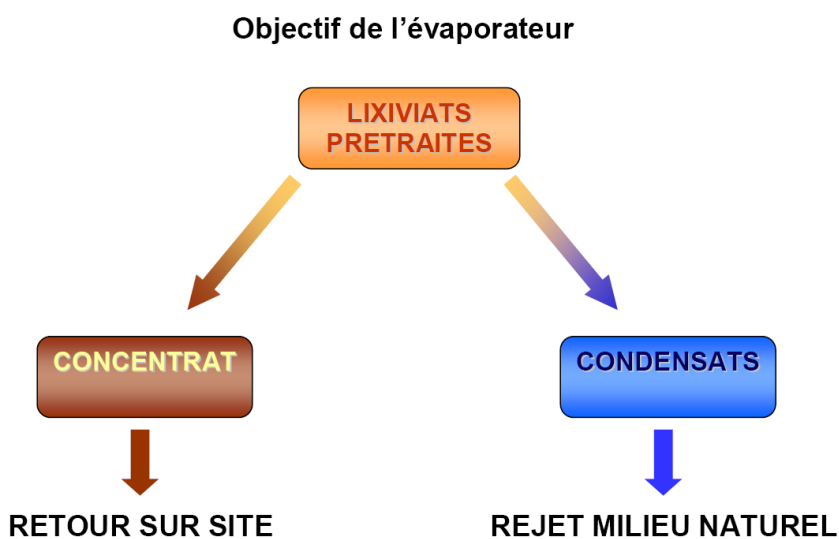


Figure 219 : Principe de fonctionnement général des évaporateurs - Source : SITA

17.3.2 Traitement par évapo condensation sous vide

De manière générale il est possible de se baser sur les données suivantes :

Pour 1 m³ de lixiviats production de :

- 0,975 m³ de condensats propres (conformes avec les normes imposées par l'arrêté Préfectoral du site)
- 25 litres de concentrats

Principe de fonctionnement de l'évaporateur

Le raisonnement sur le schéma de principe suivant est applicable sur l'ensemble des procédés d'évaporation

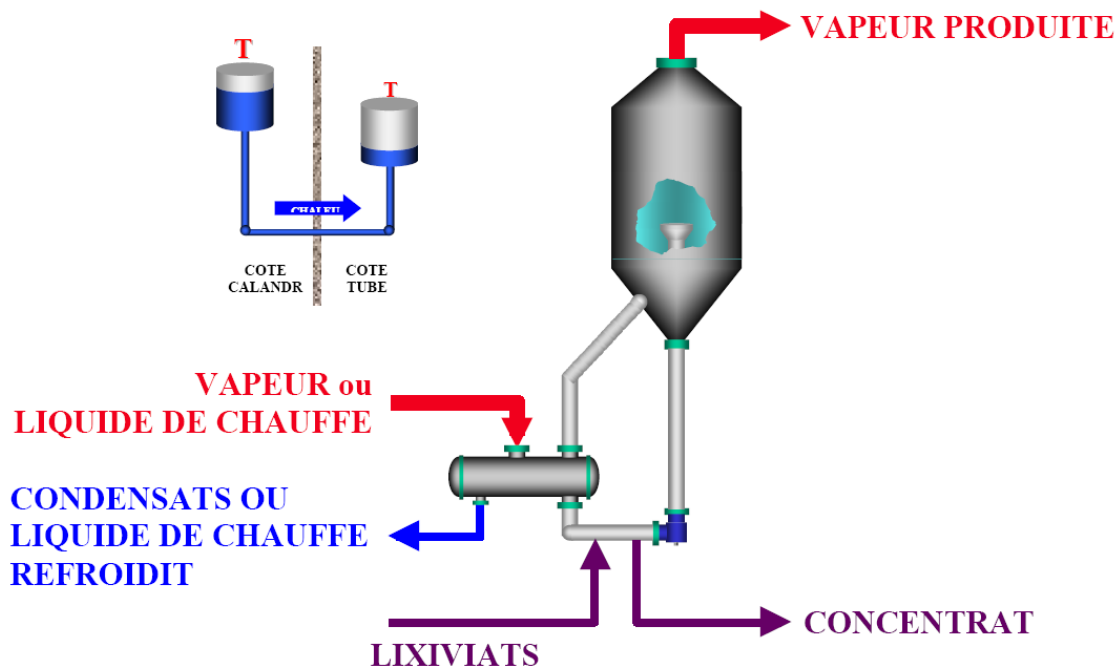


Figure 220 : Schéma de principe des procédés d'évaporation du lixiviat – Source : SITA

Etape 1 : Chauffage dans l'échangeur

- Augmentation de la température de l'effluent par l'effet du refroidissement du liquide de chauffe ou de condensation de la vapeur
- Durant le passage dans l'échangeur l'effluent à traiter reste liquide

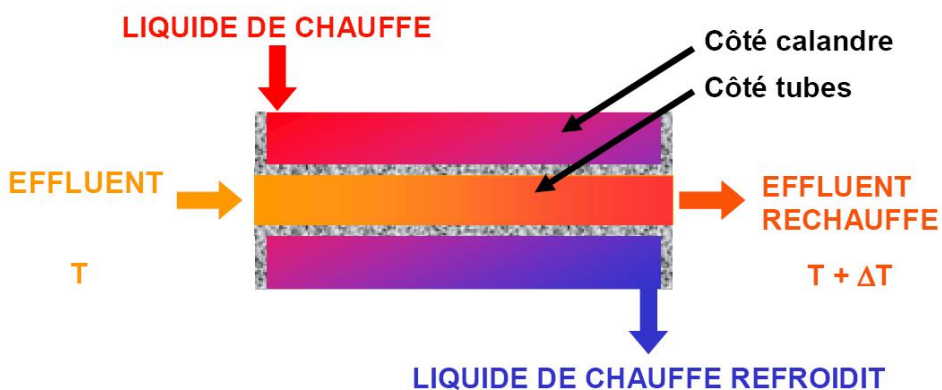


Figure 221 : Chauffage de l'effluent par échangeur - Source : SITA

Etape 2 : Evaporation Flash

- Après l'évaporation d'une partie du liquide, l'effluent retourne vers l'échangeur
- Lorsque la concentration de l'effluent à l'intérieur de l'évaporateur est en accord avec les normes de rejet, l'effluent concentré est extrait

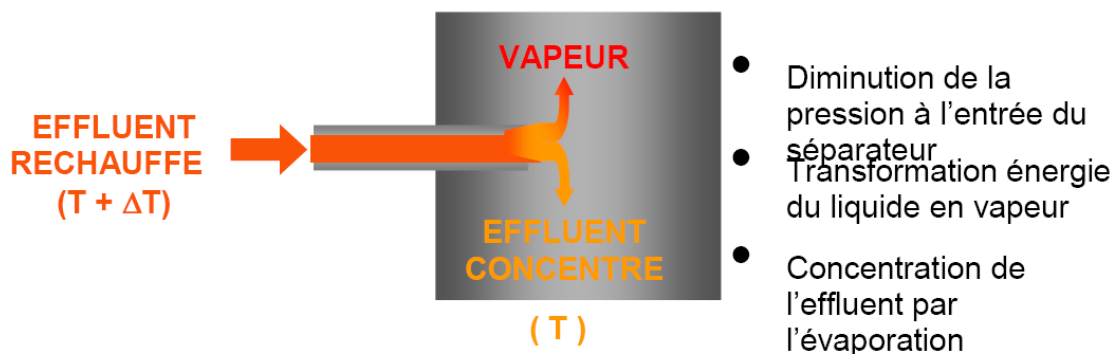


Figure 222 : Evaporation Flash - Source : SITA

Bilan thermique de l'évaporateur

Sur un moteur la récupération thermique s'effectue en partie sur le circuit de refroidissement du moteur et sur les fumées.

Les températures générales de fonctionnement sur ce type de machine sont de

- 90°C pour l'eau chaude sortie du bloc moteur
- 70°C pour la température de retour dans le bloc moteur après évacuation des calories

Ceci implique donc de mettre sous vide l'évaporateur pour obtenir l'ébullition puis l'évaporation de l'effluent réchauffé.

Consommation d'un évaporateur Flash

Avec un évaporateur, tel que défini précédemment, la capacité de traitement est de :

- **1,47 m³/h pour 1 000 kW**

Ou

- **680 kW pour 1 m³/h évaporé**

Cependant dans certaines conditions il est possible de traiter plus avec la même dépense thermique. Cette possibilité est dépendante de plusieurs facteurs :

- Stabilité de la température du liquide de chauffe.
- Qualité des effluents à traiter. En effet, selon les impuretés contenues dans le lixiviat, le niveau d'encrassement des tubes des échangeurs peut être préjudiciable et conduire à un fonctionnement tel que défini et avec des températures d'évaporation plus basses, ce qui peut être incompatible avec un fonctionnement tel que décrit dans le chapitre suivant
- Retard à l'ébullition dépendant de la nature de l'effluent à traiter (peut atteindre plusieurs degrés)

L'évaporateur à double effet

REUTILISATION DE LA VAPEUR PRODUITE 2 passes d'évaporation

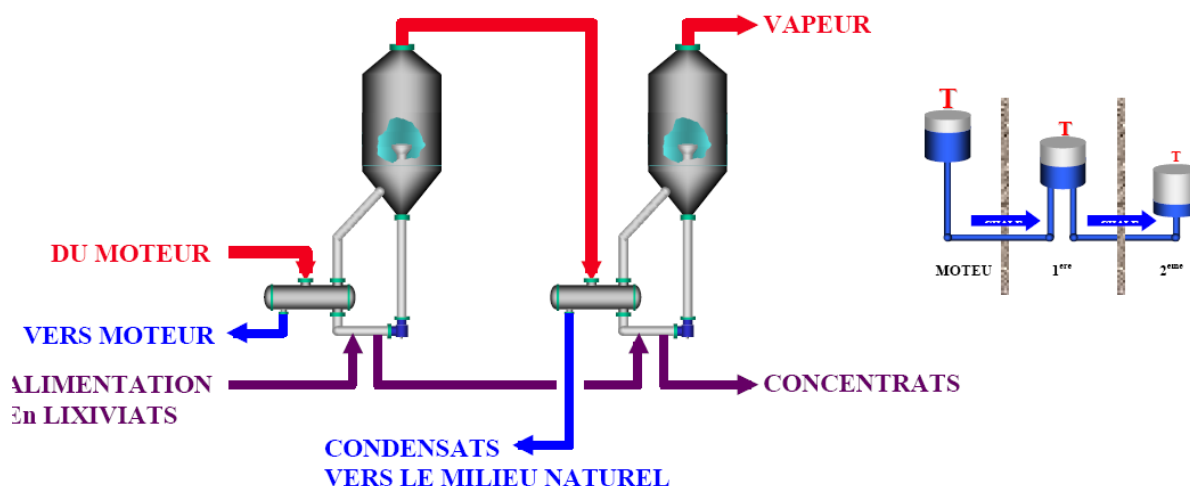


Figure 223 : Schéma de principe d'un évaporateur à double effet - Source : SITA

Dans ce cas la vapeur d'eau provenant de l'évaporation des lixiviats en sortie du ballon d'évaporation est dirigée vers un deuxième échangeur et l'énergie qu'elle contient est utilisée pour monter en température et évaporer le liquide à traiter. Il reste à condenser la vapeur en sortie du deuxième ballon d'évaporation.

Consommation d'un évaporateur à double effet

Avec un évaporateur, tel que défini précédemment, la capacité de traitement est de :

- 3 m³/h pour 1000 kW

Ou

- 333 kW pour 1 m³/h évaporé

Conclusions

Les performances d'un évaporateur sous vide ont été données dans les chapitres précédents pour un rejet liquide dans le milieu naturel.

Selon les qualités des lixiviats nous sommes limités en termes de performance intrinsèque de l'unité.

Un autre facteur limitant la performance est la **nature du rejet**. En effet certains **arrêtés préfectoraux** interdisent le rejet dans le milieu naturel et obligent à réaliser un rejet atmosphérique.

Dans ce cas il est indispensable de prévoir une partie de l'énergie thermique du moteur pour effectuer cette évaporation dans des conditions acceptables. Ces conditions acceptables sont principalement liées à l'**aspect visuel de l'émission d'un panache de vapeur d'eau** qu'il est parfois nécessaire de surchauffer pour éviter qu'il ne soit vu.

17.4 Evaporation naturelle

S'il y a **suffisamment de place** sur le site, l'eau contenue dans les lixiviats sera évaporée dans un **grand bassin**, avec une vitesse proportionnelle aux conditions atmosphériques et à la surface du bassin (Voir chapitre "15.4.1. Consommations énergétiques du séchage par évaporation"). Cette technologie permet un transfert de pollution des lixiviats vers l'air ambiant mais ne permet pas un traitement des différents polluants (composés organiques volatils, AGV, ammoniac...).

17.5 Evaporation naturelle accélérée

La solution proposée par la société AEROE consiste à accélérer l'évaporation naturelle des lixiviats en les projetant une surface d'échange en polyéthylène haute densité, sous forme de panneaux.

Le lixiviat est stocké dans un bassin étanche. Une **pompe** permet **l'aspersion** du lixiviat sur le panneau, où il s'évapore en partie. L'excédent non évaporé retourne au bassin, où il sera à nouveau projeté sur le panneau jusqu'à évaporation totale de la partie liquide.



Figure 224 : Module NUCLEOS DC08
Source : AEROE

Un **ventilateur** placé au centre de la chambre d'évaporation améliore les performances évaporatoires du module. Les schémas ci joints montrent le fonctionnement d'un module tel qu'il sera installé sur un site, ainsi qu'une vue de profil et une perspective.

Schéma de fonctionnement

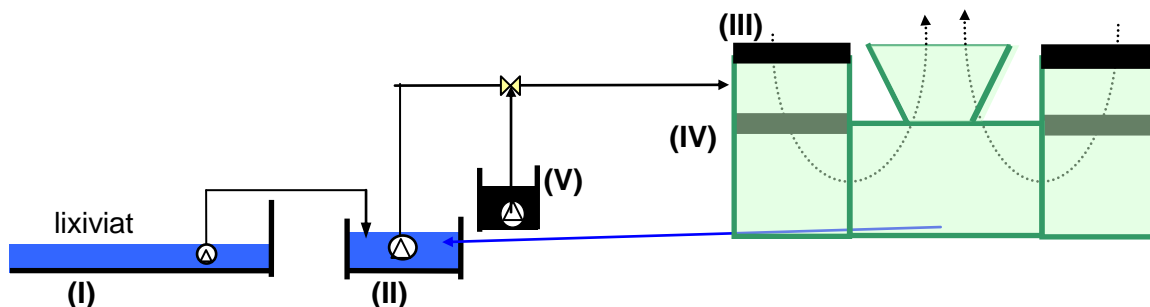


Figure 225 : Schéma de fonctionnement du procédé d'évaporation naturelle accélérée des modules DHC08 de NUCLEOS
- Source : AEROE

Les effluents bruts sont stockés dans un bassin (I), équipé de pompes.

Les lixiviats sont alors envoyés dans un **réservoir « à lots » étanche (II)** dont la capacité varie avec le volume d'effluents à traiter et la météorologie locale.

L'effluent est alors projeté dans la partie supérieure du **module d'évaporation DH 08 (III)**, sur la **maille (IV)** où il s'évapore en partie.

L'excédent, non évaporé, retourne au réservoir à lots (II).

Le lixiviat est à nouveau projeté sur la surface d'échange jusqu'à évaporation totale.

Un réservoir **de 2 m³ (V)**, contenant un bactéricide, et muni d'une pompe, est utilisé pour le nettoyage automatisé de la maille du module.

Plus de compléments techniques sont disponibles dans l'Annexe 4 : Compléments techniques concernant l'évaporation accélérée (société AEROE)
page 287.

Pour aller plus loin...

La société NUCLEOS a chargé l'INSA de Lyon de procéder à l'expertise de son procédé de traitement des lixiviats dans les CET. La conclusion de cette étude montre que l'utilisation de l'évaporateur n'a pas conduit à une augmentation significative de la concentration en polluants et en germes dans l'air ambiant du site

⇒ Rapport final, Insavalor (Document annexe)

⇒ Evaluation des risques sanitaires d'une installation de traitement des lixiviats, ARIA, 2001 (Document annexe)

17.6 Osmose inverse

Ce procédé permet un **taux d'abattement de la DCO** et des métaux lourds de 98% et 99%. Cependant, ce procédé présente plusieurs inconvénients, dont :

- Une forte **consommation d'énergie**, évoluant exponentiellement avec la différence de concentration souhaitée du lixiviat avant et après traitement. La consommation d'énergie représente environ 60 à 80% des coûts de traitement.
- Une **faible rétention des petites molécules**, qui traversent la membrane, et la possibilité de dépôt de substances dissoutes ou en suspension à la surface externe de la membrane.

17.7 Nanofiltration

Ce procédé est particulièrement efficace pour l'élimination des **composés organiques récalcitrants** et des **métaux lourds** provenant des lixiviats. Il permet d'éliminer les substances inorganiques grâce aux interactions électrostatiques entre les ions et les membranes.

Utilisé en **combinaison avec des méthodes physiques**, il est particulièrement efficace, et permet un abattement de la DCO de **70 à 80 %**.

Cependant, cette technologie nécessite un contrôle rigoureux contre le **colmatage**, car la membrane peut être colmatée par des éléments présents dans les lixiviats comme la matière organique ou inorganique dissoute et les particules en suspension.

17.8 Procédés d'oxydation avancée (POA)

Les composants polluants des lixiviats sont éliminés par des procédés d'oxydation chimique en phase homogène, des procédés photochimiques, des procédés électrochimiques directs ou des procédés électriques.

Les POA sont utilisés lorsque les techniques conventionnelles d'oxydation sont insuffisantes, lorsque la cinétique du procédé est lente ou lorsque leur oxydation conduit à la formation d'intermédiaires stables plus toxiques que le lixiviat initial.

Les principaux avantages de ces techniques sont :

- L'efficacité à éliminer les composés organiques de composition très variable
- L'absence de déchets secondaires, c'est-à-dire pas de production d'autres composés toxiques
- Produits utilisés facilement dégradables.

17.9 Station d'épuration

Les lixiviats peuvent être traités dans des stations d'épuration classiques (*aération, digestion anaérobie, filtration membranaire, procédés physico-chimiques...*).

17.10 Choix des technologies

Il est important d'évaluer pour chaque technologie d'évaporation des lixiviats :

- les émissions atmosphériques ;
- les risques microbiologiques ;
- la consommation électrique par m³ de lixiviat traité ;
- la consommation thermique par m³ de lixiviat traité ;
- l'impact environnemental du transport et du traitement ultime du résidu concentré ;
- l'encombrement des installations ;
- l'impact environnemental des installations (sur le cycle de vie complet : fabrication, exploitation, fin de vie) ;
- l'encombrement des installations ;
- la capacité d'évaporation, en kg d'eau par jour par exemple ;
- les rejets liquides, solides et atmosphériques (composition et quantité).

Il faut également prendre en compte l'impact de l'installation en fin de vie.

Pour les polluants générant de la pollution locale, les émissions sont mesurées par m³ de fumées, afin de les comparer aux valeurs limites réglementaires de dangerosité pour l'homme ou l'environnement.

Si les normes sont dépassées, et que plusieurs activités sont responsables de l'émission des polluants, il faudra comparer les émissions en quantités absolues par m³ de lixiviat, et non pas par m³ de fumée, comme cela est souvent fait (la fumée étant plus ou moins diluée par l'air excédentaire), afin de déterminer la responsabilité de chaque émetteur.

17.11 Emissions atmosphériques

Il est important d'évaluer la quantité de polluants émis dans l'atmosphère par l'installation. En effet, l'évaporation des lixiviats peut émettre des particules nocives pour l'Homme ou pour l'atmosphère :

Composé	Formule, Abréviation	Effets
Dioxyde de soufre	SO ₂	Troubles et maladies respiratoires, pluies acides
Chlorure d'hydrogène	HCl	Brûlures, toux, suffocations, inflammation des parois nasales, de la gorge et du système respiratoire
Fluorure d'hydrogène	HF	Irritations, brûlures, séquelles respiratoires et oculaires
Sulfure d'hydrogène	H ₂ S	Perte de connaissance, mort
Ammoniac	NH ₃	Irritation, œdème pulmonaire
Composés organiques volatiles non méthaniques	COVNM	Irritation, diminution de la capacité respiratoire, action mutagènes et cancérigènes
Chlorofluorocarbures	CFC	Détruit la couche d'ozone
Benzène, Toluènes, Ethylbenzène, Xylènes	BTEX	Irritations, troubles cardiaques, digestifs, rénaux, hépatiques, maux de têtes, troubles du système nerveux, action cancérigène et mutagène
Polychlorobiphényle	PCB	Contamination des eaux, forte persistance dans l'environnement, irritation de la peau, dommages du foie, effets sur la reproduction et la croissance, action cancérigène
Hydrocarbure aromatique polycyclique	HAP	Action cancérigène
Dioxines		Forte persistance dans l'environnement, effets sur la reproduction et la croissance, action sur le système immunitaire et hormonal, cancérigène

Tableau 44 : Effets des composés pouvant être émis dans l'atmosphère lors de l'évaporation des lixiviats – Source : Ineris

combustion des vapeurs, la synthèse de ces substances par le procédé d'évaporation est possible.

17.12 Risque biologique

Le risque de propagation de micro-organismes pathogènes apparaît dans le cas de l'évaporation du concentrat, notamment les légionelloses, même si les composés contenus dans le concentrat permettent rarement la survie des micro-organismes. Un traitement adéquat devra être mis en place tel que celui décrit dans le « guide des bonnes pratiques : Legionella et tours aéroréfrigérantes » - Juin 2001.

18 Micro-algues

La complémentarité entre production de biogaz et cultures de micro algues en plein air est mise au point depuis 2009 sur le site du VIGEANT en Poitou-Charentes par le partenariat entre le groupe SECHE et le laboratoire VALAGRO avec l'appui financier de la REGION et d'OSEO.

Le VIGEANT accueille un site d'enfouissement qui valorise le biogaz par cogénération. La chaleur issue du processus est utilisée pour chauffer les bassins de culture des algues où l'on injecte le CO₂ rejeté par le moteur. Chaleur et CO₂ issus de la mise en valeur du biogaz servent donc à améliorer les rendements des micro algues.

Ces algues sont cultivées afin de transformer les sucres qu'elles produisent en bioéthanol. Les résidus obtenus après extraction des sucres sont ensuite envoyés dans un digesteur. Ils représentent environ 7% des substrats méthanisés en codigestion.

La complémentarité des micro-algues permet d'améliorer la performance environnementale des unités de méthanisation.

Cela se traduit notamment par :

- l'amélioration sur les intrants en volume, taux de MS, et en stabilité chimique ;
- l'efficacité par le dispositif de captage de CO₂ lors du cycle de culture des micro-algues, cycle qui nécessite l'apport de CO₂ ;
- l'efficacité durable par le cycle de fabrication de carbone renouvelable ;
- la production de sucre et d'éthanol verts se substituant aux énergies fossiles ;
- l'utilisation de l'excès d'azote/phosphore pour conduire la culture algale.

De plus, les investissements sont de faible importance car les cultures sont en plein air.

La déshydratation n'est plus un obstacle opérationnel lors du couplage avec le fonctionnement d'un digesteur en voie humide. Les faibles teneurs en matière sèche sont alors bien adaptées au régime d'alimentation du digesteur, apportant une possibilité supplémentaire d'homogénéisation des éventuels intrants pâteux.

Pour la plupart des micro algues, le dioxyde de carbone en solution dans l'eau est utilisé pour assembler des osides puis des polyosides par photosynthèse. L'apport de CO₂ à une culture de micro algues doit donc lui permettre d'optimiser son utilisation de la lumière afin de synthétiser plus de polyosides (dont la cellulose et l'amidon) 0. Des essais d'injection de CO₂ dans l'eau de culture sont donc réalisés afin d'étudier l'impact de l'apport en gaz carbonique sur le développement de la culture.

Il a été observé que la quantité de dioxyde de carbone injectée dans le milieu de culture influe directement à la fois :

- la vitesse de croissance des micro-algues
- le maximum de biomasse se développant dans la culture.

La consommation thermique dépend de la souche d'algues. Elle peut représenter entre **6% et 15%** du bilan thermique d'une unité en cogénération. La gestion de l'eau des bassins fonctionne par réutilisation des eaux de culture à plus de 90%. Un éclairage de nuit par fluo est utile, sa consommation n'est pas significative.

Pour une unité de méthanisation de puissance moyenne (700 KW par exemple) ayant choisi une production électrique à l'aide d'un moteur de cogénération, le captage et l'évitement de

rejet de CO₂ émis par les gaz de combustion du moteur sera rendu possible par les cultures algales. Ce dispositif apporte un bilan environnemental plus favorable pour l'impact sur l'air ainsi que pour le bilan carbone. Celui-ci présentera, selon les modes spécifiques retenus par l'exploitant, une possibilité d'éviter entre 1 200 et 2 000 tonnes d'équivalent CO₂ par an, tous dispositifs confondus.

A ce stade, le gain environnemental supplémentaire lié à la production de biocarburant de type éthanol n'est pas encore pris en compte dans les calculs et les chiffres cités ci-avant. Les axes de progrès concernant à la fois l'amélioration de la fiabilité des cultures, et la facilité de récolte et de déshydratation initiales.



Figure 227 : bassins de culture algale - Source : Séché Environnement

19 Certificats d'Économies d'Énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), créé par les articles 14 à 17 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), constitue l'un des instruments de maîtrise de la demande énergétique. En effet, ce dispositif repose sur une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie en CEE imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des ménages, des collectivités territoriales ou des professionnels.

Les CEE sont attribués, sous certaines conditions, par les services du ministère chargé de l'énergie, aux acteurs éligibles (obligés mais aussi d'autres personnes morales non obligées) réalisant des opérations d'économies d'énergie. Ces actions peuvent être menées dans tous les secteurs d'activité (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, etc.), sur le patrimoine des éligibles ou auprès de tiers qu'ils ont incités à réaliser des économies d'énergie. Les obligés ont également la possibilité d'acheter des CEE à d'autres acteurs ayant mené des actions d'économies d'énergie, en particulier les éligibles non obligés.

Trois moyens de générer des CEE existent :

- Des fiches d'opérations standardisées, définies par arrêtés, ont été élaborées pour faciliter le montage d'actions d'économies d'énergie. Elles sont classées par secteur (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, réseaux) et définissent, pour les opérations les plus fréquentes, les montants forfaitaires d'économies d'énergie en kWh **cumac**. Les économies d'énergie réalisées en dehors des opérations **standardisées** correspondent à des opérations **spécifiques**.
- Les opérations spécifiques : il s'agit d'opérations non standardisables. **Le calcul des économies d'énergie réalisées est effectué en comparant une consommation finale à une consommation initiale.**
- Les programmes sur la précarité énergétique et l'information, l'innovation et la formation.

En fin de période, les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier de l'accomplissement de leurs obligations par la détention d'un montant de certificats équivalent à ces obligations. En cas de non-respect de leurs obligations, les obligés sont tenus de verser une pénalité libératoire de deux centimes d'euro par kWh manquant.

Ce dispositif peut notamment être utilisé dans le cas du **remplacement d'un réseau de chaleur d'origine non renouvelable par la chaleur de cogénération**. En effet, l'article 15 de la Loi POPE du 13 juillet 2005 stipule que : « *L'installation d'équipements permettant le remplacement d'une source d'énergie non renouvelable par une source d'énergie renouvelable pour la production de chaleur consommée dans un local à usage d'habitation ou d'activités agricoles ou tertiaires donne lieu à la délivrance de certificats d'économies d'énergie selon des modalités de calcul spécifiques.* ».

Le dispositif des CEE n'est **pas cumulable avec les subventions ADEME**, pour l'achat, la construction et l'installation d'équipements à haute efficacité énergétique. Il est en revanche utilisable pour une **rénovation** (ex : remplacement d'une pompe).

Opérations standardisées

Les opérations standardisées sont décrites dans des fiches. Les opérations pouvant s'appliquer dans le cadre d'une installation de production de biogaz et de valorisation de l'énergie produite sont les suivantes :

➤ Agriculture

⇒ Fiches standardisées "Agriculture"

▪ *Séchage du biogaz*

- Récupération de chaleur sur un groupe froid : AGRI-TH-04

▪ *Pompes, circulateurs*

- Moto-variateur synchrone à aimants permanents (0,75 – 500 kW) (*circulateurs*) :
AGRI-UT-01

- Système de variation électronique de vitesse sur un moteur asynchrone (0,37kW - 1MW) :
AGRI-UT-02

▪ *Stockage d'eau chaude en serres maraîchères et horticoles :*

Ballon de stockage d'eau chaude type "open buffer" : AGRI-TH-01

➤ Industrie

⇒ Fiches standardisées "Industrie"

- Système de variation de vitesse sur un moteur asynchrone : IND-UT-02 (0,37-1MW)

- Brûleur haut rendement micromodulant sur chaudière de production de vapeur ou d'eau surchauffée (alimentation au gaz naturel/biométhane) : IND-UT-05

- Transformateur haut rendement pour l'alimentation basse tension d'un site industriel :
IND-UT-10

- Condenseur frigorifique à haute efficacité : IND-UT-13

- Moto variateur synchrone à aimants permanents (0,75-500 kW) : IND-UT-14

- Récupération de chaleur sur un groupe de production de froid : IND-UT-17

- Brûleur avec dispositif de récupération de chaleur sur four industriel (brûleur gaz naturel / biométhane avec température à + de 600 °C) : IND-UT-18

- Récupérateur de chaleur sur un compresseur d'air comprimé pour le chauffage de locaux (compression du biogaz ou biométhane) : IND-UT-19

- Matelas pour l'isolation de points singuliers : IND-UT-21

➤ Réseaux de chaleur

▪ *Rénovation d'un réseau de chaleur existant :*

⇒ Fiches standardisées "Réseaux"

- Réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur (bâtiment tertiaire) : RES-CH-03

- Réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur de grande taille (bâtiment tertiaire) :
RES-CH-03-GT

- Réhabilitation d'un poste de livraison de chaleur (bâtiment résidentiel) : RES-CH-04

▪ *Bâtiments résidentiels existants :*

⇒ Fiches standardisées "Bâtiment résidentiel"

- Raccordement d'un bâtiment résidentiel à un réseau de chaleur alimenté par des énergies renouvelables : BAT-TH-37

- Pompe équipée d'un système de variation électronique de vitesse : BAR-TH-39
- Circulateur à rotor noyé de Label énergie A : BAR-TH-40
- Accumulateur d'eau chaude à condensation : BAR-TH-42
- *Bâtiments tertiaires*
 - ⇒ Fiches standardisées "Thermique"
 - ⇒ Fiches standardisées "Equipements"
- Système de variation de vitesse sur un moteur asynchrone : BAT-TH-12
- Raccordement d'un bâtiment tertiaire à un réseau de chaleur alimenté par les énergies renouvelables ou de récupération : BAT-TH-27
- Circulateur à rotor noyé de classe A (système collectif de chauffage ou de conditionnement d'ambiance) : BAT-TH-29
- Moto variateur synchrone à aimants permanents : BAT-EQ-23
 - ⇒ Fiches explicatives des opérations standardisées

Opérations spécifiques

L'ensemble de la procédure pour les opérations spécifiques est décrite dans le Guide des opérations spécifiques disponible sur le site du Club C2E :

- ⇒ Guide des opérations spécifiques

CONCLUSION

L'efficacité énergétique est une problématique d'importance croissante dans le contexte actuel de lutte contre les nuisances environnementales générées par la production d'énergie. Les mécanismes tarifaires et fiscaux utilisés pour la protection de l'environnement, ainsi que la rareté des ressources fossiles dans un monde où la demande connaît une très forte croissance conduisent à une augmentation inéluctable du prix de l'énergie. Les investissements pour l'efficacité énergétique sont donc de plus en plus facilement rentabilisés sur le long terme.

Les solutions permettant l'amélioration de l'efficacité énergétique des installations sont nombreuses et variées, et sont étroitement liées à la typologie du projet (territoire, capacité de traitement...). Les modes de valorisation possibles du biogaz sont également divers, et sont orientés par la politique énergétique française, via les obligations d'achat et de subventions. Ainsi, le marché libre conduit à des inefficacités environnementales observées depuis les années 1970, telles que la non valorisation du biogaz produit (torchage). Souvent plus intéressante en termes d'efficacité énergétique et environnementale que la production de chaleur seule, la production d'électricité par cogénération est depuis 2007 la première solution à avoir été soutenue. Ce soutien a permis un développement rapide de la production de biogaz par méthanisation et une valorisation plus efficace du biogaz. Encore plus intéressante d'un point de vue macro-économique et environnemental, l'injection de biométhane au réseau et l'utilisation comme carburant sont à leurs débuts, suite au décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel.

Cependant, le marché actuel se développe grâce à des subventions liées à une rentabilité souhaitée pour les installations, de manière décorrélée de la réalité économique des externalités, ce que des mécanismes imparfaits tentent de corriger (ex : prime d'efficacité énergétique). Des leviers fiscaux plus pertinents, tels que la mise aux enchères de quotas de CO₂ et les garanties d'origine permettraient au marché de l'énergie et de la méthanisation de se développer en tenant réellement compte des externalités.

Les technologies évoluent constamment, et de nombreuses pistes innovantes en cours d'exploration combinant la méthanisation avec d'autres techniques (culture algale, pile à combustible...) pourraient donner une portée encore plus grande à la méthanisation, et lui permettre de jouer un rôle important dans la nécessaire transition énergétique.

Enfin, la généralisation du suivi d'exploitation des installations permettrait de générer une base de données très utile pour obtenir des retours d'expérience sur les consommations énergétiques des installations, suivant leurs configurations.

GLOSSAIRE

Sigles utilisés :

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AGV	Acides Gras Volatils
ASBR	Anaerobic Sequencing Batch Reactor
CEE	Certificats d'Economie d'Energie
CMPC	Coût Moyen Pondéré en Capital
Cp	Capacité calorifique à pression constante
DCO	Demande Chimique en Oxygène
FFOM	Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères
FOS/TAC	Acides Gras Volatils / Titre Alcalimétrique Complet
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GNV	Gaz Naturel Véhicule
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
INERIS	Institut National de l'Environnement industriel et des RISques
ISDND	Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux
L	Chaleur latente de vaporisation
MS	Matière Sèche
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PIB	Produit Intérieur Brut
PNB	Produit National Brut
PSA	Pressure Swing Adsorption
STEP	Station d'Épuration
TEC	Taux d'Enrichissement en Capital
TRI	Taux de Rentabilité Interne
TMB	Tri Mécano-Biologique
UASB	Upflow Anaerobic Sludge Blanket
VAN	Valeur Actuelle Nette

INDEX

- arrêté du 19 mai 2011, 271
- arrêté du 23 novembre 2011, 220, 221
- Acétogénèse, 44, 135
- Acides gras volatils (AGV), 44, 131, 132, 135, 136, 269
- Acidogénèse, 44, 135, 140
- Agitation, 5, 36, 39, 42, 56, 64, 65, 68, 78, 81, 83, 84, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 103, 126
- Alcalinité, 35, 44
- Ammoniac, 195, 196, 248, 249, 250, 262
- Anaerobic Sequencing Batch Reactor (ASBR), 40, 158, 269
- anaérobie, 22, 37, 38, 66, 116, 117, 118, 119, 121, 123, 125, 126, 129, 131, 132, 177, 191, 193, 194, 252, 261
- arrêté du 10 novembre, 135, 136
- arrêté du 12 août 2010, 135
- arrêté du 13 juillet 2000, 172
- arrêté du 19 mai 2011, 23, 63, 156, 228, 282
- arrêté du 2 février 1998, 137, 196, 199
- arrêté du 23 Novembre 2011, 173
- arrêté préfectoral, 196
- arrêtés du 8 décembre 2011, 196
- arrêté préfectoral, 258
- Azote, 45, 104, 129, 130, 133, 137, 140, 141, 193, 199, 207, 214, 222, 232, 233, 248, 249, 250, 251, 263
- biodéchets, 13, 177
- Biofilms, 36
- biomasse, 5, 8, 12, 28, 37, 39, 45, 63, 89, 90, 91, 92, 93, 118, 120, 129, 131, 165, 183, 238, 263, 283
- boues, 8
- brassage, 39, 81, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 251
- Broyage, 6, 64, 65, 71, 78, 79, 80, 81, 82, 86, 87, 98, 103, 146
- bruits, 85, 165
- Canalisations, 33, 34, 48, 58, 59, 60, 61, 65, 72, 73, 74, 92, 115, 145, 169, 171, 173, 193, 200, 244
- carburant, 8, 13, 22, 23, 33, 40, 43, 162, 165, 177, 178, 179, 181, 182, 183, 184, 185, 205, 221, 242, 245, 268
- compostage, 10, 12, 40, 67, 131, 133, 134, 242, 248, 250, 251, 252
- Cycle de vie, 25, 31, 68, 261
- DCO, 24, 45, 119, 120, 129, 132, 260, 269, 289
- décantation, 36, 206
- désodorisation, 238
- Désulfuration, 201, 203, 204
- discontinu, 36, 63
- échangeur, 48, 49, 50, 51, 62, 63, 169, 200, 222, 226, 249, 256, 258
- effluent, 36, 37, 120, 249, 256, 257, 259, 289, 290
- entretien, 30, 70, 76, 87, 92, 94, 95, 108, 156, 208, 232, 243, 244
- épandage, 34, 40, 100, 129, 130, 131, 133, 135, 137, 240, 246, 247, 248, 249
- gazomètre, 40, 52, 53, 93, 153, 155, 156, 157, 158, 159, 167, 177, 185
- GNV, 7, 12, 43, 162, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 269, 272
- Grenelle 2, 173
- lisier, 9, 34, 36, 82, 86, 130, 177, 247
- lixiviat, 224, 253, 255, 256, 257, 259, 260, 261, 287, 288, 289, 290
- loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, 265
- métaux lourds, 121, 125, 134, 260
- méthanogène, 13, 24, 36, 40, 42, 43, 44, 81, 100, 101, 112, 117, 118, 125, 129, 136, 147, 148, 242
- méthanogénèse, 44, 110, 125, 140
- NF U 44-051, 134
- NF U 44-095, 134
- NFU**, 251
- odeur, 91
- recirculation, 36, 38, 39, 62, 83, 86, 92, 93, 148, 149, 211, 215, 232, 238, 239, 249
- réglementation, 75, 135, 137, 154, 242, 244
- règlementation, 101, 134, 180
- réglementation ATEX**, 244
- résidus, 66, 134, 174, 188, 238, 240
- retour sur investissement, 31, 32, 95, 226
- Séchage, 10, 225, 229, 231, 232, 233, 235, 236, 237, 238, 266
- silicium, 195
- siloxanes**, 96, 191, 195, 197, 208, 209, 213, 215, 216, 221
- support, 37, 145

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Légifrance, « Arrêté du 19 mai 2011 », en ligne, 2012
- [2] Club Biogaz, « *État des lieux de la filière méthanisation en France* », septembre 2011
- [3] René Moletta, « *La méthanisation* », Lavoisier, 2011

Suivi biologique

- [4] Guendouz, 2008
- [5] Weichgrebe, « *FOS/TAC, Herkunft, Methode und Anwendbarkeit, Vortrag* », Wasserwirtschaftliches Kolloquium, Leibniz Universität Hannover, 2007
- [6] Marchaim, « *Les procédés de production de biogaz pour le développement de technologies durables* », Bulletin des services agricoles de la FAO, ONU, 1994
- [7] APESA, « *Guide méthodologique pour le suivi d'une installation de méthanisation* », Rapport final ADEME, 2009
- [8] Post, « *The future of biogas* », Wessling Editions Know-How, 2010
- [9] Deublein, Steinhauser, « *Biogas from wastes and renewable resources* », Wiley-VCH, 2008
- [10] Huber, Schaub, « *La fertilité des sols : L'importance de la matière organique* », Rapport de la chambre d'agriculture du Bas-Rhin, 2011
- [11] Buffière, Carrère, Lemaire, Vasquez, « *Guide méthodologique pour l'exploitation d'unités de méthanisation de déchets solides* », Rapport projet EU LIFE 03 METHAPI EXPERTISE, 2007
- [12] Houot et. Al., « *Valeur agronomique et impacts environnementaux de composts d'origine urbaine, variation avec la nature du compost* », Dossier de l'environnement de l'INRA N° 25
- [13] Lesteur, 2010
- [14] Cresson, 2006

ISDND : Le dégazage optimisé

- [15] Guide ADEME, « *Remise en état des décharges : méthodes et techniques* ». Thierry CHASSAGNAC et Guillaume LACOUR (CSD Ingénieurs), novembre 2005
- [16] Guide FNADE / ADEME, « *Etat des connaissances techniques et recommandations de mise en œuvre pour une gestion des installations de stockage de déchets non dangereux en mode bioréacteur* ». Thierry CHASSAGNAC (3C) et CSD ingénieurs, décembre 2007

- [17] Environnement et Technique n°302, « *Stockage : retour d'expérience positif pour le bioréacteur d'Aix en Provence* », Guillaume LACOUR, CSD Ingénieurs, décembre 2010)

Biométhane carburant

- [18] AFGNV, Association Française du Gaz Naturel pour Véhicule, <http://www.afgnv.info/>
- [19] Blométhane Carburant Info, Club Biogaz, <http://www.biomethanecarburant.info>
- [20] GNVert, Fournisseur de GNV français, <http://www.gnvert-gdfsuez.com/>

Injection de biométhane au réseau de gaz naturel

- [21] GrDF, « *Cahier des charges du poste d'injection et du dispositif local de mesurage du biogaz injecté* ».
- [22] GrDF, « *Cahier des charges fonctionnel du contrôle des caractéristiques du biogaz injecté* » (éléments génériques).

Piles à combustible

- [23] Alpeha - Pôle de compétences sur l'hydrogène et ses applications, « *Piles à combustible* », http://www.alpeha.com/upload/e8405_piles_combustible.pdf,

Epuration des gaz traces du biogaz

- [24] Kronos Ecochem, « *Elimination de l'hydrogène sulfuré dans le biogaz* », information technique 5.01, 2011

Epuration du biogaz en biométhane

- [25] Ryckebosh E., Drouillon M., Varvaeren H., « *Techniques for transformation of biogas to biomethane* ». In *Biomass and bioenergy* 35, 2011, pp. 1633-1645.
- [26] De Hullu J., Maassen J.I.W., « *Comparing different biogas upgrading techniques* », Interim Report, Eindhoven, 2008.
- [27] Dirske E.H.M., « *Biogas upgrading using the DMT TS-PWS® Technology* », disponible sur http://www.dirkse-milieutechniek.com/dmt/do/webPages/200941/The_DMT_TS-PWS_Biogas_upgrading.html.
- [28] Godini H.R., Mowla D., « *Selectivity study of H₂S and CO₂ absorption from gaseous mixtures by MEA in packed beds* », Chemical Engineering research and design, Volume 86, 2008, pp. 401-409, doi:10.1016/j.cherd.2007.11.012.

- [29] Pellerano M., « *Evaluation d'adsorbants pour le captage et le transport du CO₂, thèse en Génie des Procédés* ». Ecole des Mines Nantes, 2010.
- [30] Teresa A et al., « *Supported carbon molecular sieve membranes based on a phenolic resin* », Journal of membrane science, Volume 160, 1999, pp. 201-211.
- [31] Yampolskii Y. et al., « *Materials science of membranes for gas and vapor separation* », John Wiley & sons, ltd. p.6. 2009

Débouché chaleur

- [32] FN Cuma, Coop de France, « *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* », 2011
- [33] ADEME, IFIP, « *Méthanisation dans la filière porcine; Séparation de phases, séchage et normalisation d'un digestat* », Aout 2010

Micro-algues

- [34] Y. Yang & K. GAO



Ctrl + clic gauche
pour
atteindre l'emplacement

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figures

Figure 1 : Procédé de méthanisation et sujets traités dans le guide, les nombres sont ceux des parties correspondantes	21
Figure 2: Tarifs d'achat de l'électricité, pour les installations raccordées après le 21 mai 2011	26
Figure 3 : Calculateur des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz - Source : Club Biogaz.....	26
Figure 4 : Calculateur de rentabilité économique des projets de méthanisation - Source : Club Biogaz.....	32
Figure 5 : Réacteur UASB	37
Figure 6: Réacteurs à lit fixés (A: Alimentation - S: Sortie - G : Biogaz – R: Recirculation) ...	37
Figure 7: Réacteurs à lit fluidisé (A: Alimentation - S: Sortie - G : Biogaz – R: Recirculation)	38
Figure 8: Digesteur à recirculation interne	38
Figure 9: Digesteur hybride	38
Figure 10 : Bâches couvrant des digesteurs en fumière - Source : AILE / RAE	41
Figure 11 : Construction d'un méthaniseur en garage - A gauche : garages avec portes étanches	41
Figure 12 : mise en œuvre de la méthanisation en conteneurs – Source : ERigène	42
Figure 13 : transport sur route	42
Figure 14 : Mise en œuvre de la méthanisation en conteneurs – Source : ERigène	43
Figure 15 : Plan de bioréacteurs MIBR.....	46
Figure 16 : Silos imbriqués construits sur place - Source : Serigas.....	47
Figure 17 : Echangeur à plaques - Source : Cours de Richard Mathieu, Génie Industriel IAA	49
Figure 18 : Echangeur à tubes concentrique Source : Université de Pau et des Pays de l'Adour	49
Figure 19 : Echangeur multitubulaire	49
Figure 20 : Echangeur à co-courant et à contre-courant, et profils de température.....	50
Figure 21 : Calculateur de dimensionnement d'échangeur de préchauffage des effluents entrants par les effluents sortants – Source : Club Biogaz.....	51
Figure 22 : Représentation schématique d'un fermenteur avec couvercle en feuille (gazomètre à membrane souple) – Source : BASF	52
Figure 23 : Isolation thermique en Styrodur® C sur différents fermenteurs – Source : BASF.....	53
Figure 24 : Pertes de chaleur en fonction de	56
Figure 25 : Calculateur de consommation thermique du digesteur - Source : Club Biogaz ...	57
Figure 26 : Isolation thermique en Styrodur® C sur la paroi d'un digesteur en béton armé - Source: BASF	57
Figure 27 : Calculateur de déperditions thermiques des canalisations - Source : Club Biogaz	60
Figure 28 : Système de chauffage des boues digérées par un échangeur sur le circuit de recirculation Source : IB Technology	62
Figure 29 : Schéma type d'une station d'épuration industrielle ou urbaine avec les circulateurs annexes à la digestion – Source : NETZSCH	65
Figure 30 : Benne bi-compartmentée pour la	67
Figure 31 : L'iceberg des coûts - Source : Hydro-Goup	68
Figure 32 : Technologie "Adaptive N"	69
Figure 33 : Solution Flygt Experiorm –	69
Figure 34 : Moteur électrique haut rendement SuPreme - Source : KSB	71
Figure 35 : Bloc hydraulique remplaçable, pompe Gorman-Rupp®	72
Figure 36 : Accessibilité des pompes immergées et de surface – Source : Hydro-group	73

Figure 37 : Dévissage des écrous de maintien de la pompe Gorman-Rupp®	74
Figure 38: Encoches sur la périphérie intérieure de la plaque avant de la pompe Gorman-Rupp® - Source : Hydro-Group	74
Figure 39 : Pompe à lobes Tornado® T2.....	75
Figure 40 : Pompe à lobes Volgersang®	75
Figure 41 : Vue éclatée de la pompe à lobes Tornado® Source: NETZSCH	76
Figure 42 : Lobes permettant la circulation de la matière dans la pompe Tornado® T2 Source : NETZSCH	76
Figure 43 : Rotors à différents nombre de lobes	76
Figure 44 : Système de transmission de la pompe à lobes Tornado® T2 – Source : NETZSCH	77
Figure 45 Système GSS sur la pompe	77
Figure 46 : Pompes à lobes Tornado® en ligne.....	77
Figure 47 : Broyeur Macho Monster® avec trémie d'insertion.....	78
Figure 48 : Chambre de coupe aisément démontable du broyeur Mini Monster® Source : Hydro-Group	78
Figure 49 : Muffin Monster® sur station de relevage	78
Figure 50 : Broyeur compact Mini Monster® installé dans une station de pompage.....	78
Figure 51 : Différents couteaux avec un choix de nombre de dents différents pour les broyeurs Monster®	79
Figure 52 : Peignes (à gauche), et guides latéraux de flux (à droite) des broyeurs Monster®.....	79
Figure 53 : Broyeur X-Ripper.....	79
Figure 54 : Châssis pour pompe Monster® -	79
Figure 55 : Broyeurs Muffin Monster® en ligne – Source : Hydro-Group	80
Figure 56: Broyeur à tête rotative RotaCut®	80
Figure 57 : Tête rotative du broyeur RotaCut®	80
Figure 58 : Broyeur à tête rotative RotaCut®.....	80
Figure 59 : Module de désintégration électronique Biocrack®	81
Figure 60: Electrode équipant les modules de désintégration électronique Biocrack®	81
Figure 61: Pompe mélangeuse NEMO B.Max® de NETZSCH – Source : NETZSCH	82
Figure 62 : Broyeur avec pompe intégrée QuickMix Source : Vogelsang.....	82
Figure 63 : Fiche technique de la pompe NEMO® B.Max® - Source : NETZSCH	83
Figure 64 : Exemple d'économies annuelles permises sur l'agitation du digesteur et la réduction de la quantité de substrat utilisé grâce à la pompe mélangeuse NEMO B.Max® - Source : NETZSCH	84
Figure 65 : Mise en œuvre de la pompe mélangeuse - Source : Vogelsang	85
Figure 66 : Trémie d'alimentation de la pompe mélangeuse NEMO B.Max® – Source : NETZSCH	85
Figure 67 : Pompe de broyage et recirculation Landia Source : Atlantique Industrie.....	86
Figure 68 : BioCut® - Source : Vogelsang.....	86
Figure 69 : Cut&Pump®	87
Figure 70 : Unités d'alimentation mobiles - Source : Vogelsang	87
Figure 71 : Mélangeur Amamix®	90
Figure 72 : Agitateur submersible Landia®	90
Figure 73 : Agitateur Amaprop® 2500 Source : KSB	90
Figure 74 : Agitateur d'aération de stations d'épuration Landia®	90
Figure 75 : Mise en œuvre des agitateurs submersibles – Source : KSB	91
Figure 76 : Agitateurs Mississippi	91
Figure 77 : Agitateur mécanique en traversée de paroi - Source : KSB	92
Figure 78 : Recirculation de biomasse + biogaz	93
Figure 79 : Economies d'énergie permises par les propulseurs à vitesse lente – Source : KSB.....	94
Figure 80 : flaconnage avec stabilisateur pour la conservation des échantillons de substrat	96
Figure 81 : Schéma du digesteur et de ses équipements annexes, et des divers flux	98
Figure 82 : Paramètres à consigner pour les intrants.....	99

Figure 83 : Suivi journalier du tonnage de ration et de la production de biogaz	100
Figure 84 : Paramètres à consigner pour les digestats	100
Figure 85 : relevés à effectuer sur le biogaz en sortie de digesteur	101
Figure 86 : Corrélation entre le débit de biogaz en sortie de digesteur et le tonnage de ration entrante Source : WESSLING / RAEE.....	101
Figure 87 : Suivi de la concentration en CH ₄ dans le biogaz en fonction de la modification de la ration Source : WESSLING / RAEE	102
Figure 88 : Suivi de la teneur journalière en H ₂ S en fonction de la composition de la ration	102
Figure 89 : Relevés de consommation énergétique de l'unité de digestion – Source : WESSLING	103
Figure 90 : Schéma de l'unité de valorisation et des flux qui lui sont associés – Source : WESSLING	104
Figure 91 : paramètres à surveiller sur le biogaz en entrée de l'unité de valorisation énergétique	105
Figure 92 : Relevés à effectuer pour boucler le bilan énergétique de l'unité de valorisation	106
Figure 93 : Evolution du rendement en fonction de la puissance pour une unité de cogénération de 480 kW _{él} (nominal) – Source : WESSLING.....	106
Figure 94 : relevés des consommations annexes de l'unité de valorisation – Source : Wessling	107
Figure 95 : suivi des rejets atmosphériques – Source : WESSLING	107
Figure 96 : Bilan énergétique de la valorisation du biogaz - Source : S3D.....	108
Figure 97 : Exemple d'un tableau de relevé de production d'électricité sous RETSCREEN Plus, automatiquement réconcilié avec le tonnage de ration - Source : WESSLING / RAEE	109
Figure 98 : Exemple d'une corrélation entre tonnage de ration et production de biogaz sous RETSCREEN Plus –	110
Figure 99 : Analyseur portable ou fixe ? Un choix essentiel à définir entre l'ingénieur procédés et l'utilisateur final – Sources : A gauche, ENVCO - A droite, NOVA (Canada)	111
Figure 101 : Le conditionnement du biogaz avant l'analyse: filtration et séchage – Source : Bio-CH ₄ .com.....	113
Figure 102 : Le conditionnement du biogaz: au centre se trouve un condenseur et piège à humidité, sur la gauche un dessiccateur – Source : Bio-CH ₄ .com	114
Figure 103 : Sonde de prélèvement Infra Rouge Laser - Source : A2E Industrie	114
Figure 104 : Schéma de fonctionnement de la sonde IR Laser - Source : A2E Industrie	115
Figure 105: Cuve de préparation Source: EnviTec	115
Figure 106: Système de "feedcontrol" Source: EnviTec.....	115
Figure 107 : Les étapes de la digestion anaérobie - Source : LBE INRA	117
Figure 108 : Evolution de la concentration en acides gras dans l'échantillon, en % de la concentration initiale, en fonction du mode de conservation.....	124
Figure 109 : flaconnage avec stabilisateur pour la conservation des échantillons de substrat	124
Figure 110 : Evolution de l'énergie libre de Gibbs (ΔG^*) des réactions de conversion de l'éthanol, du propionate, du butyrate en acétate et de la production de méthane à partir de H ₂ /CO ₂ en fonction de la pression partielle en hydrogène. [propionate] = [butyrate] = [éthanol] = [acétate] = 1 mM : [HCO ₃ ⁻] = 100 mM : pression en CH ₄ = 0.5 atm/ A, 2 et 3 : acétogénèse du propionate, du botyrate et de l'éthanol, 4 et 5 : méthanogénèse autotrophe (H ₂ , CO ₂) et acétoclaste [3].....	125
Figure 111 : Représentation de l'activité de différentes familles de bactéries méthanogènes en fonction de la température – Source : WESSLING	126
Figure 112 : Répartition des formes libre et ionisée de l'ammoniac en fonction du pH à 35 et 55°C	129
Figure 113 : Sensibilité au pH et à la température de l'équilibre entre NH ₃ et NH ₄ ⁺ - Source : WESSLING	130

Figure 114 : Evolution de la concentration en acide propionique et de la puissance électrique produite après adjonction d'oligo-éléments – Source : WESSLING	132
Figure 115 : Exemple de mesure de la teneur en oligo-élément dans un digesteur et comparaison avec la teneur idéale – Source : WESSLING	133
Figure 116 : Evolution de la perte au feu dans le digesteur, en % de MS (Valeur MAX : 76%)	138
Figure 117 : Evolution de la concentration en acide acétique dans le digesteur, en mg/kg (Valeur MIN : 500 mg/kg, Valeur MAX : 2000 mg/kg) – Source : WESSLING.....	138
Figure 118 : Evolution la concentration en acide propionique dans le digesteur, en mg/kg (Valeur MAX : 100 mg/kg ou 10% de la concentration en acide acétique) – Source : WESSLING	138
Figure 119 : Evolution du ratio AGV/TAC dans le digesteur (Valeur MAX : 0.3) – Source : WESSLING	139
Figure 120 : Evolution du taux de matière sèche dans le digesteur, en % de matière brute (Valeur MIN : 6%, Valeur MAX : 9%) – Source : WESSLING	139
Figure 121 : Evolution du pH du milieu (Valeur MIN : 7.4, Valeur MAX : 7.9) : Source : WESSLING	139
Figure 122 : Evolution de la concentration en azote ammoniacal (NH ₄ -N) en mg/L (Valeur MIN : 1600 mg/L, Valeur MAX : 3500 mg/L) – Source : WESSLING.....	140
Figure 123 : Exemple de rendu de simulation prédictive de production horaire de CH ₄ (logiciel PRODGAZ) source : CSD Ingénieurs.....	142
Figure 124 : Exemple d'une coupe type d'un puits de dégazage - Source : CSD Ingénieurs	143
Figure 125 : Pose d'un drain de dégazage horizontal – Source : CSD Ingénieurs	144
Figure 126 : Vue sur quelques aménagements de dégazage : collecteurs PEHD, vanne à volant, point de piquage, piquet réglable - source : CSD Ingénieurs.....	144
Figure 127 : Mesures ponctuelles et surfaciques d'émissions fugitives de biogaz	145
Figure 128 : Exemple de rendu cartographique d'émissions fugitives de CH ₄ - source : CSD Ingénieurs	146
Figure 129 - Pose d'une couverture en géomembrane - source : CSD Ingénieurs	147
Figure 130 : Exemple de rendu d'analyse du potentiel méthanogène de déchets.....	148
Figure 131 : Vue au premier plan sur réseaux de réinjection et de dégazage, et moteurs de valorisation au second plan - Source : CSD Ingénieurs	149
Figure 132 : Digesteur bétonné de type piston en U, permettant le stockage depuis la source	150
Figure 133 : Cas de l'installation d'un toit souple au-dessus du digesteur.	151
Figure 134 : Ballons de stockage souples en PEHD ou sous cloche en Fibre de Verre.....	152
Figure 135 : Réservoirs de stockage soupe type « cylindrique » - Source : Ecothane	152
Figure 136 : Gazomètre double membranes souples de 780 m ³ , avec vue au centre sur les deux soufflantes à air, et le registre sur sa droite – Source : Bio-CH ₄ .com.....	152
Figure 137 : Coupe d'un gazomètre double membranes	153
Figure 138 : Gazomètres cloche. De gauche à droite : en plastique, en acier, et en béton/acier	154
Figure 139 : Réservoir de stockage du biogaz en moyenne pression - Source : Sino-German Project.....	154
Figure 140 : Utilisation du stockage du biogaz pour pallier l'écart entre production et consommation avec charge de base - Source : Sattler.....	156
Figure 141: Utilisation du stockage du biogaz pour pallier l'écart entre production et consommation avec charge maximale pour les pointes - Source : Sattler	157
Figure 142 : Mise en œuvre du stockage du biogaz et de l'automate de contrôle pour l'appui au réseau de distribution de l'électricité - Source : Séché Environnement	160
Figure 143 : Chaudière biogaz de 1MW fournie dans son conteneur - Source : AEROE	161
Figure 144 : Moteurs de cogénération fonctionnant au biogaz de décharge	165
Figure 145 : microturbines fonctionnant au biogaz de décharge.....	165
Figure 146 : Etude technico-économique pour le choix des équipements de cogénération	167

Figure 147 : Schéma de production de vapeur - Source : Naskeo Environnement	170
Figure 148 : Carte du réseau de transport gazier français	171
Figure 150 : Exemple de poste d'injection biométhane - Source : GrDF [21]	173
Figure 152 : Exemple d'injection et de consommation de gaz naturel.....	175
Figure 153 : Schéma du flux de biogaz et des solutions à envisager en cas d'indisponibilité partielle du réseau de gaz naturel - Source : Naskeo environnement.....	176
Figure 154 : Stations GNV (à gauche : Bercy – A droite : Forbach) - Source : IVECO.....	179
Figure 155 : PHILL® de BRC Fuelmaker.....	179
Figure 156 : Châssis-cabine 3.5t GNV – Source : IVECO	180
Figure 157 : Tracteur routier roulant au biométhane carburant - Source : IVECO.....	180
Figure 158 : Véhicules GNV IVECO et FIAT alimentés en biométhane de type H - Source : IVECO.....	181
Figure 159 : Porteur 26t équipé d'une BOM à chargement latéral - Source : IVECO.....	182
Figure 160 : Porteur 19t dédié à la collecte des biodéchets roulant au biométhane carburant	183
Figure 161 : Réformeur	185
Figure 162 : Unités de piles à combustible - Source : Collinson Consultant.....	186
Figure 165 : Schéma d'un gazogène Source : Collinson Consultant.....	188
Figure 167 : Solubilité dans l'eau du sulfure d'hydrogène en fonction du pH - Source : Erep	194
Figure 168 : Dommages engendrés par les siloxanes - Source : PpTek.....	195
Figure 169 : Solubilité de l'ammonium dans l'eau en fonction du pH - Source : Erep.....	195
Figure 170 : Points de dosage de sels de fer possibles (A gauche : dans la cuve mélangeuse – A droite : directement dans le fermenteur) – Source : Kronos Ecochem	202
Figure 171 : Tours de désulfuration de biogaz par l'oxyde de fer- Source : Erep	203
Figure 172 : Equipement Thiopaq®.....	205
Figure 173 : Schéma de fonctionnement du procédé Thiopaq® - Source : Thiopaq®	206
Figure 174 : Techniques d'élimination des siloxanes (En haut à gauche : Charbon actif – En haut à droite : Graphite activé – En bas : filtre à régénération PpTek)	208
Figure 175 : Filtres à régénération - Source : PpTek	209
Figure 177 : Figure : Les flux gazeux issus de l'unité d'enrichissement – Source : Erep.....	210
Figure 181 : Principe de fonctionnement de l'épuration du biogaz par membrane – Source : Air Liquide	215
Figure 183 :Intégration des procédés de production de biométhane – Source : Erep.....	219
Figure 185 : Liquéfaction du biométhane via un cycle azote de Brayton – Source : Air Liquide	222
Figure 186 : Exemple d'évolution de la production de chaleur par cogénération et des besoins en chaleur - Source : PSPc	223
Figure 187 : Cycle ORC fonctionnant en série avec un moteur Biogaz.....	226
Figure 188 : Cycle ORC utilisant son refroidissement pour le chauffage du digesteur	227
Figure 189 : Exemple de module ORC - Source : A2E Industrie - Progeco – GE	227
Figure 190 : Production électrique du cycle ORC en fonction de la puissance thermique disponible en entrée - Source : A2E Industrie - Progeco – GE	228
Figure 191 : Méthode de calcul du pouvoir évaporant de l'air	230
Figure 192 : Matières généralement séchées par la chaleur de cogénération et périodes de séchage	231
Figure 193 : Fonctionnement du sécheur à bande STC - Source : STC	234
Figure 194 : Utilisation du sécheur STC à partir de la chaleur issue d'une cimenterie - Source : STC.....	234
Figure 195 : Séchage mixte - Source : Innoplana	235
Figure 196 : Schéma du sécheur mixte Innodry - Source : Innoplana.....	235
Figure 197 : Consommation spécifique en énergie thermique du sécheur mixte Innodry permise par la récupération d'énergie - Source : Innoplana.....	236
Figure 198 : Sécheur à palettes.....	237
Figure 199 : Mise en œuvre d'un sécheur à palettes - Source : GMF Gouda.....	237

Figure 200 : Comparaison entre le séchage avec et sans recirculation - Source : - VOMM	239
Figure 201 : Turbo sécheur VOMM pour le séchage du digestat - Source : VOMM	240
Figure 202 : Turbo sécheur pour le séchage des refus de tri mécano-biologique - Source : VOMM	240
Figure 203 : Utilisations de la turbo-technologie et des produits séchés – Source : VOMM	241
Figure 204 : Digesteur bétonné de type piston en U, permettant le stockage depuis la source Source : Bio-CH4.com	242
Figure 205 : Réservoir de stockage du biogaz en moyenne pression - Source : Bio-CH4.com	242
Figure 206 : Cycle ORC fonctionnant en série avec un moteur Biogaz	246
Figure 207 : Production électrique du cycle ORC en fonction de la puissance thermique disponible en entrée - Source : A2E Industrie - Progeco – GE	246
Figure 208 : Fonctionnement du sécheur à bande STC - Source : STC	246
Figure 209 : Turbo sécheur VOMM pour le séchage du digestat - Source : VOMM	246
Figure 210 : Turbo sécheur VOMM pour le séchage du digestat - Source : VOMM	246
Figure 211 : Turbo sécheur pour le séchage des refus de tri mécano-biologique - Source : VOMM	246
Figure 212 : Utilisations de la turbo-technologie et des produits séchés – Source : VOMM	246
Figure 214 : Schéma de principe de la déshydratation du digestat par pré-concentration et séchage	248
Figure 215 : Principe de l'hydro-liquéfaction pour la production de bio-huile à partir du digestat	252
Figure 217 : Traitement des lixiviats par une source externe - Source : SITA	254
Figure 218 : Energie récupérable à partir du biogaz d'ISDND - Source : SITA	254
Figure 219 : Principe de fonctionnement général des évaporateurs - Source : SITA	255
Figure 220 : Schéma de principe des procédés d'évaporation du lixiviat – Source : SITA	256
Figure 221 : Chauffage de l'effluent par échangeur - Source : SITA	256
Figure 222 : Evaporation Flash - Source : SITA	257
Figure 223 : Schéma de principe d'un évaporateur à double effet - Source : SITA	258
Figure 224 : Module NUCLEOS DC08	259
Figure 225 : Schéma de fonctionnement du procédé d'évaporation naturelle accélérée des modules DHC08 de NUCLEOS - Source : AEROE	259
Figure 226 : Echangeurs de chaleur sur module DHC08 - Source : Aeroe	259
Figure 227 : bassins de culture algale - Source : Séché Environnement	264
Figure 228 : Formation à la calibration et découverte de la bouteille de gaz étalon sur un site d'enfouissement d'ordures ménagères – Source : Bio-CH4.com	285
Figure 229 : Echangeurs de chaleur sur module DHC08 - Source : Aeroe	287
Figure 230 : Circuit de traitement du lixiviat avec modules DHCO8 - Source : NUCLEOS	288
Figure 231 : Circuit de valorisation de la chaleur - Source : Aeroe	288
Figure 232: 2 modules DHC08+1moteur cogénération fonctionnant au biogaz – Source : AEROE	290

Tableaux

Tableau 1 : Calcul de la valeur maximale de la prime d'effluents d'élevage	27
Tableau 2 : Calcul de la valeur de la prime d'effluents d'élevage	27
Tableau 3 : Proportion maximale des composants du biométhane produit par le procédé Serigas	45
Tableau 4 : Exemples de quantités de biométhane pouvant être produites à partir de différents substrats par le procédé Serigas - Source : Serigas	47
Tableau 5 : Valeur de K pour différentes épaisseurs et conductibilité thermique - Source : BASF	55
Tableau 6 : Déperdition thermique annuelle par 30 m de conduite vapeur non isolée	58
Tableau 7 : Caractéristiques de matériaux isolants	59

Tableau 8 : Economies d'énergie par l'isolation de vannes sur réseau vapeur	60
Tableau 9 : Pertes de vapeur par les purgeurs de vapeur fuyards.....	61
Tableau 10 : Textes réglementant les contrôles à opérer sur l'installation	96
Tableau 11 : Composition du biogaz de déchets organiques agricoles – Source : Guendouz (2008) [4].....	117
Tableau 12 : Potentiel méthanogène de différents composés – Source : Guendouz, 2008 [4]	118
Tableau 13 : Teneur en eau et en matières volatiles des déchets ménagers et assimilés en France en 1993	119
Tableau 14 : Concentrations en cations métalliques stimulatrices et inhibitrices de la méthanisation	121
Tableau 15 : Calcul des principaux paramètres des réacteurs – Source : LBE INRA	128
Tableau 16 : Avantages et inconvénients de différentes techniques de stockage - Source : Bio-CH4.com.....	155
Tableau 17 : Avantages et inconvénients des différentes technologies de cogénération Source : Verdesis.....	166
Tableau 18 : Gammes de pression du réseau de transport et de distribution –.....	172
Tableau 19 : Tarif de base et PI2 en fonction du débit de biométhane de méthanisation, d'après l'arrêté du 23 novembre 2011	174
Tableau 20 : Autonomies type des véhicules GNV IVECO alimenté en gaz H - Source : IVECO.....	181
Tableau 21 : Consommations de différents véhicules utilisant le biométhane comme carburant.....	182
Tableau 22 : Hypothèse de production de biométhane sur les 10 prochaines années – Source : IVECO.....	183
Tableau 23 : Caractéristiques principales de différents types de piles à combustible [23] ..	185
Tableau 24 : Exemple d'énergie récupérable par piles à combustible AFC pour différents tonnages d'un type de déchet – Source : Collinson Consultant	187
Tableau 25 : Composants du biogaz - Source : Erep	191
Tableau 26 : Teneur moyenne des composants de quelques biogaz typiques - Source : Erep	192
Tableau 27 : Qualité du biogaz exigée pour une valorisation dans une unité de cogénération	196
Tableau 28 : Qualité du biogaz exigée pour une valorisation dans une microturbine – Source : Erep	197
Tableau 29 : Traitements requis pour la valorisation par cogénération - Source : Erep	197
Tableau 30 : Caractéristiques requises pour l'injection de gaz autres que le gaz naturel - Source : GrDF.....	198
Tableau 31 : Traitement requis pour la production de biométhane - Source : Erep.....	199
Tableau 33 : Techniques de désulfuration - Source : Erep	201
Tableau 34 : Concentrations en sortie d'unités de désulfuration – Source : Erep	207
Tableau 35 : Techniques d'élimination de l'oxygène - Source : Erep	207
Tableau 36 : Techniques d'élimination des siloxanes - Source : Erep.....	208
Tableau 37 : Emissions de CO ₂ générées par le filtre régénérant PpTek et les filtres à charbon actif - Source : PpTek	209
Tableau 39 : performances des techniques de production de biométhane – Source : Erep.....	216
Tableau 40 : Techniques de traitement du gaz pauvre – Source : Erep.....	218
Tableau 41 : Consommations énergétiques des techniques d'épuration en biométhane	221
Tableau 43 : Données générales sur les différents traitements du digestat- Source : "Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale", FNCUMA / Coop de France, 2011, d'après EREP, 2009	246
Tableau 44 : Effets des composés pouvant être émis dans l'atmosphère lors de l'évaporation des liviviats – Source : Ineris	262
Tableau 45 : Calibration de l'analyseur par gaz étalons – Source : Bio-CH4.com.....	285

Tableau 46: Exemple de données météorologiques, pour la station de CAEN (14) - Source : Aeroe	287
Tableau 47 : Caractéristiques techniques du module d'évaporation DHC 08 - Source : Aeroe	289

ANNEXES

Annexe 1 : Intégration optimisée des flux de matière et d'énergie (écologie industrielle)	282
Annexe 2 : Montée en température des effluents	284
Annexe 3 : Calibrage des analyseurs de biogaz	285
Annexe 4 : Compléments techniques concernant l'évaporation accélérée (société AEROE)	287

Annexe 1 : Intégration optimisée des flux de matière et d'énergie (écologie industrielle)

Une conséquence des exigences d'efficacité énergétique induites par l'arrêté du 19 mai 2011 [1] est justement d'élargir le périmètre d'analyse au-delà des frontières de l'installation elle-même et de favoriser une approche collaborative entre les porteurs de projet, les autres acteurs du territoire et leur environnement. C'est justement l'idée défendue par le **concept d'écologie industrielle**. Les méthodologies et les outils développés depuis plus de deux décennies dans ce domaine, permettent de comprendre et de transformer le modèle de production classique constitué d'une collection de flux linéaires qui s'ignorent entre eux en un **écosystème industriel** intégrant des réseaux d'interactions complexes, permettant ainsi de **limiter l'utilisation des ressources et la production de déchets**.

Qu'est-ce que l'écologie industrielle ?

S'inspirant du fonctionnement des écosystèmes naturels, l'écologie industrielle cherche à faire évoluer notre système industriel vers un fonctionnement viable à long terme. L'écologie industrielle est **écologique** au sens de l'étude des écosystèmes naturels ou « non-humains », par opposition à une écologie politique. La plupart des écosystèmes naturels sont caractérisés par un taux élevé de recyclage des ressources et peuvent ainsi servir d'exemple aux acteurs économiques pour boucler les flux de matière et d'énergie. L'écologie industrielle est **industrielle** au sens anglo-saxon du terme, signifiant qu'elle regroupe l'ensemble des activités de production et de consommation de biens et de services.

L'écologie industrielle peut être appliquée à différentes échelles administratives et spatiales, allant de l'entreprise au groupe d'entreprises, de la commune à la région et jusqu'au niveau global. L'écologie industrielle se présente à la fois comme un cadre conceptuel et une **stratégie intégrée et opérationnelle** pour la mise en œuvre concrète du développement durable sur un territoire.

L'écologie industrielle appliquée à une démarche d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations de production de biogaz invite donc à **intégrer des étapes supplémentaires** à la gestion du projet. Elles consistent tout d'abord à **identifier les opportunités de collaborations** en termes de flux de matières et d'énergie à l'échelle du territoire considéré. Cette analyse permet généralement d'**optimiser l'emplacement de l'installation sur le territoire, son dimensionnement** mais aussi de **valider l'opportunité de réaliser ce type d'infrastructure**.

Parmi les outils développés dans le domaine de l'écologie industrielle, **l'étude du métabolisme territorial** est une méthodologie de diagnostic utile pour l'évaluation des flux et des stocks de matière et d'énergie à l'échelle d'une entreprise, d'une zone d'activités ou plus largement d'un territoire. Cette analyse de flux apporte une vision d'ensemble, qualitative et quantitative, du cheminement des matières et de l'énergie consommés et générés par les activités économiques. Dans le cas des installations de biogaz, cette étude du métabolisme fournit une évaluation du gisement de matières méthanisables disponibles et une estimation de la consommation de chaleur par les entreprises et les ménages.

La méthodologie est appliquée en commençant par délimiter spatialement le système étudié, puis par le caractériser au moyen des activités d'extraction, de transformation, de consommation et de traitement des ressources présentes. Dans le cas des installations de biogaz, les ressources étudiées sont évidemment la biomasse et l'énergie. L'étude du métabolisme se poursuit par la collecte de données statistiques accessibles publiquement, étape complétée si nécessaire par des entretiens avec les principales activités génératrices de matières méthanisables ou fortement consommatrices de chaleur. Enfin l'évaluation des flux et stocks conclue cette phase de diagnostic.

La mise en place concrète de ces échanges destinés à boucler les flux implique de dérouler la procédure de mise en œuvre des **symbioses industrielles**. A l'image des symbioses dans les écosystèmes naturels, les symbioses industrielles ont pour objectif d'améliorer l'utilisation des ressources et de réduire les impacts environnementaux des activités économiques. Dans notre contexte actuel, ces symbioses ne sont intéressantes que si elles génèrent une marge bénéficiaire pour les acteurs qui y prennent part. Leur mise en œuvre comprend les principales étapes suivantes :

- la mobilisation et la communication auprès d'acteurs identifiés comme de potentiels partenaires,
- la réalisation d'audits ciblés sur les flux de matières méthanisables générés et les flux d'énergie consommés par ces acteurs,
- l'analyse de la faisabilité de ces symbioses d'un point de vue technique, économique, environnemental et réglementaire,
- l'élaboration d'un plan d'action pour la mise en œuvre finale de ces échanges.

L'expérience montre que la concrétisation d'une collaboration dans le domaine des symbioses industrielles dépend davantage de contraintes d'ordre économique, politique, organisationnel, de la qualité des relations de confiance et de la communication entre les partenaires, que de contraintes techniques. Qu'ils s'agissent de collaborations entre acteurs industriels ou acteurs d'horizons variés, entre un industriel et un agriculteur par exemple, les stratégies, les motivations et les perceptions ne sont pas les mêmes. Pour cette raison, la **présence d'un facilitateur expert dans le domaine**, en charge de la création de liens entre les partenaires potentiels s'avère souvent bénéfique.

On l'aura compris, l'écologie industrielle appliquée aux installations de biogaz permet d'optimiser l'utilisation du gisement et la valorisation de la chaleur, avec la conséquence de maximiser la prime d'efficacité énergétique. Cette **intégration de la gestion des ressources** intéresse de plus en plus les décideurs locaux puisqu'elle participe à une **nouvelle planification territoriale** et constitue de plus en plus une **nouvelle stratégie de développement économique**.

Annexe 2 : Montée en température des effluents

L'énergie nécessaire à la montée en température des effluents est donnée par la formule suivante :

$$Q = m \times C_p \times (T_f - T_i)$$

Débit d'effluents (m)

Débit massique d'effluents, mesuré en **kg/s** pour calculer une puissance de chauffage (W), et en **kg/an** pour calculer une énergie annuelle consommée (en Joules, à diviser par 3,6 pour obtenir des kWh).

Cp des effluents

Capacité calorifique à pression constante (J/kg/°C). Cette donnée peut être difficile à connaître, surtout en cas de forte variabilité des intrants. Pour un mélange, il peut se calculer par la moyenne pondérée des Cp de chaque composant. Il est également possible de le mesurer par l'énergie thermique nécessaire pour monter de 1°C la température d'un Kg de mélange, dispositif qui peut être complexe à mettre en place, d'autant plus que les pertes thermiques ne doivent pas être prises en compte. Pour des effluents très chargés en eau, la valeur du Cp de l'eau varie peu autour de 4,18 J/Kg/°C.

Delta T : (Tf – Ti)

Différence entre leur température initiale et la température qu'ils doivent atteindre (température de digestion : ±25, 38 ou 55°, température d'hygiénisation : 70°C, température de stérilisation : 130°C)

Annexe 3 : Calibrage des analyseurs de biogaz

19.1.1.1.1 Sonde IR / Electrochimique

Lors de l'acquisition d'un analyseur et de son évaluation dans un projet, il faudra prendre en compte le fait que cet équipement requiert des calibrations (étalonnage) régulières afin de corriger la déviation constante de la mesure et d'obtenir une mesure fiable au cours du temps.

La calibration se réalise en faisant passer dans l'analyseur divers gaz étalons (on parle aussi de gaz « calibrés » ou « certifiés ») dont les composantes sont connues avec précisions. Chaque « courbe de mesure » de l'analyseur doit être recalée en deux points : le zéro et le spam (valeur maximale de l'échelle), ou bien le zéro et sur un autre point rapproché de la valeur normalement mesurée.

Dans ce deuxième cas, il est utilisé un gaz étalon préparé avec des concentrations qui se rapprochent de celle du biogaz mesuré.

Par exemple, prenons le cas d'un analyseur d'O₂ (0-25%) et de CH₄ (0-80%), dont les valeurs normalement mesurées sont 0,5% O₂ et 58% CH₄. La calibration peut être réalisée avec la méthode suivante :

Gaz utilisés pour la calibration :	Air	Gaz étalon « spam »	Gaz étalon « rapproché »
Calibration O ₂	20,8%	0%	0%
Calibration CH ₄	0%	80%	60%

Tableau 45 : Calibration de l'analyseur par gaz étalons – Source : Bio-CH4.com

Dans le cas de l'utilisation d'un gaz « rapproché » des conditions réelles de mesure (calibration avec gaz étalonné à 60% CH₄), la précision de la mesure sera bien meilleure que lors de l'utilisation d'un gaz étalon dont les concentrations sont éloignées des caractéristiques réelles du biogaz.

Finalement, pour la calibration seule du méthane, un gaz étalonné avec CH₄ sera complété avec du N₂ ou bien du CO₂. Et si l'analyseur mesure d'autres composants, il faudra alors acquérir un étalon « multi-gaz » préparé soigneusement avec un mélange de gaz supposés présents dans le biogaz (CO₂, NH₃ et H₂S principalement).



Figure 228 : Formation à la calibration et découverte de la bouteille de gaz étalon sur un site d'enfouissement d'ordures ménagères – Source : Bio-CH4.com

19.1.1.1.2 Sonde IR Laser

Dans la sonde Infra Rouge Laser, les paramètres de calibration sont contrôlés automatiquement à chaque cycle (plusieurs fois par seconde). Une calibration périodique n'est pas nécessaire, la mesure est dite « absolue ». Une vérification d'étalonnage reste possible si l'utilisateur le souhaite.

Annexe 4 : Compléments techniques concernant l'évaporation accélérée (société AEROE)

Présentation du fonctionnement de l'évaporation accélérée 17.5 Evaporation naturelle accélérée, page 259.

19.1.1.1.3 Dimensionnement sans chaleur

Les données de la station météo la plus proche permettent l'évaluation d'évaporation pour un module fermé DH 08, équipé d'un ventilateur. La vitesse de l'air produite par le ventilateur est constante et s'élève à **4 m/s**

Exemple pour la station météo de **Caen (14)** :

mois	humidité relative (%)	température moyenne (°c)	nombre de jours	évaporation moyenne (m³)
janvier	86	4,2	31	10
février	84	4,5	28	10
mars	80	6,9	31	16
avril	78	9,0	30	19
mai	78	12,3	31	22
juin	79	15,0	30	21
juillet	79	16,9	31	23
août	80	16,9	31	21
septembre	82	15,1	30	17
octobre	85	11,4	31	14
novembre	86	7,5	30	10
décembre	89	5,0	31	8
TOTAL				191

Tableau 46: Exemple de données météorologiques, pour la station de CAEN (14) - Source : Aeroe

L'évaporation annuelle moyenne, par module, est de **190 m³/an**, sans l'utilisation de la chaleur produite par le biogaz

Cette étude permet de déterminer le nombre d'évaporateurs en fonction de la météo locale et du volume de lixiviats à traiter.

19.1.1.1.4 Dimensionnement avec chaleur

L'eau chaude produite grâce au biogaz, par l'intermédiaire d'une chaudière ou d'une cogénération peut alimenter des **échangeurs de chaleur** des modules de traitement des lixiviats, ce qui améliore leurs performances. La puissance thermique maximale acceptable pour un module DHC08 est d'environ **300 kW**. Dans ces conditions, un module peut traiter environ **800 m³** d'effluents par an (au lieu de **200 m³/an** sans chaleur). Les échangeurs de chaleur sont alimentés en eau chaude à **90°C**. La température d'alimentation est flexible, et détermine la vitesse d'évaporation du lixiviat .



Figure 229 : Echangeurs de chaleur sur module DHC08 - Source : Aeroe

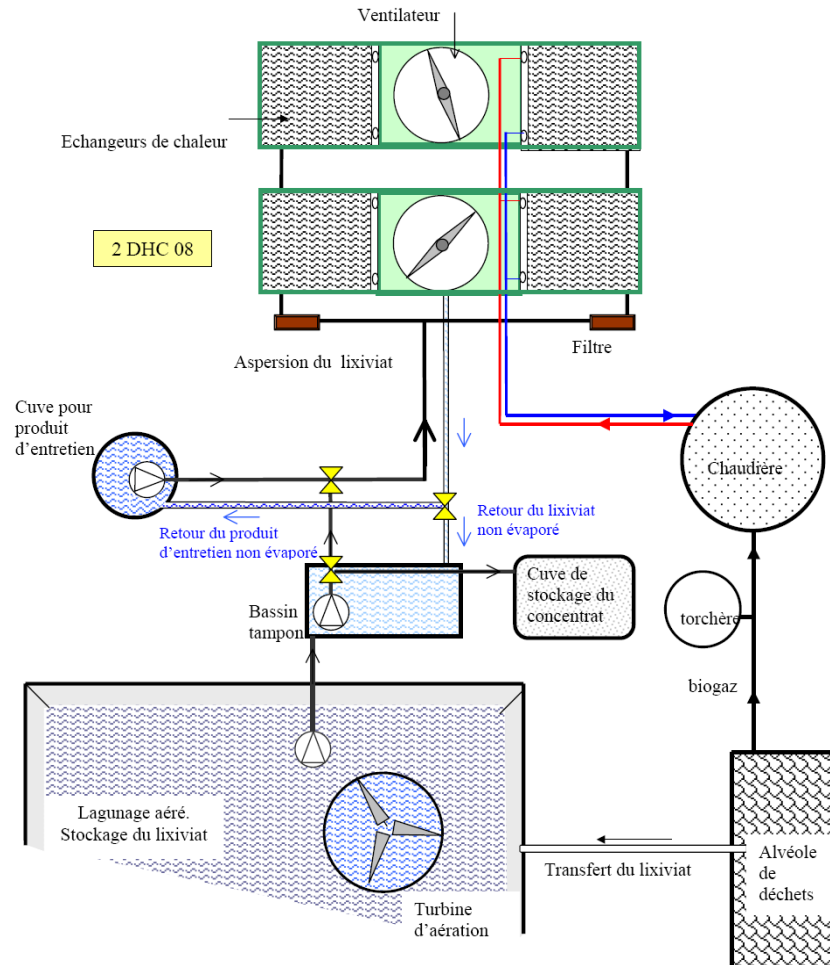


Figure 230 : Circuit de traitement du lixiviat avec modules DHC08 - Source : NUCLEOS

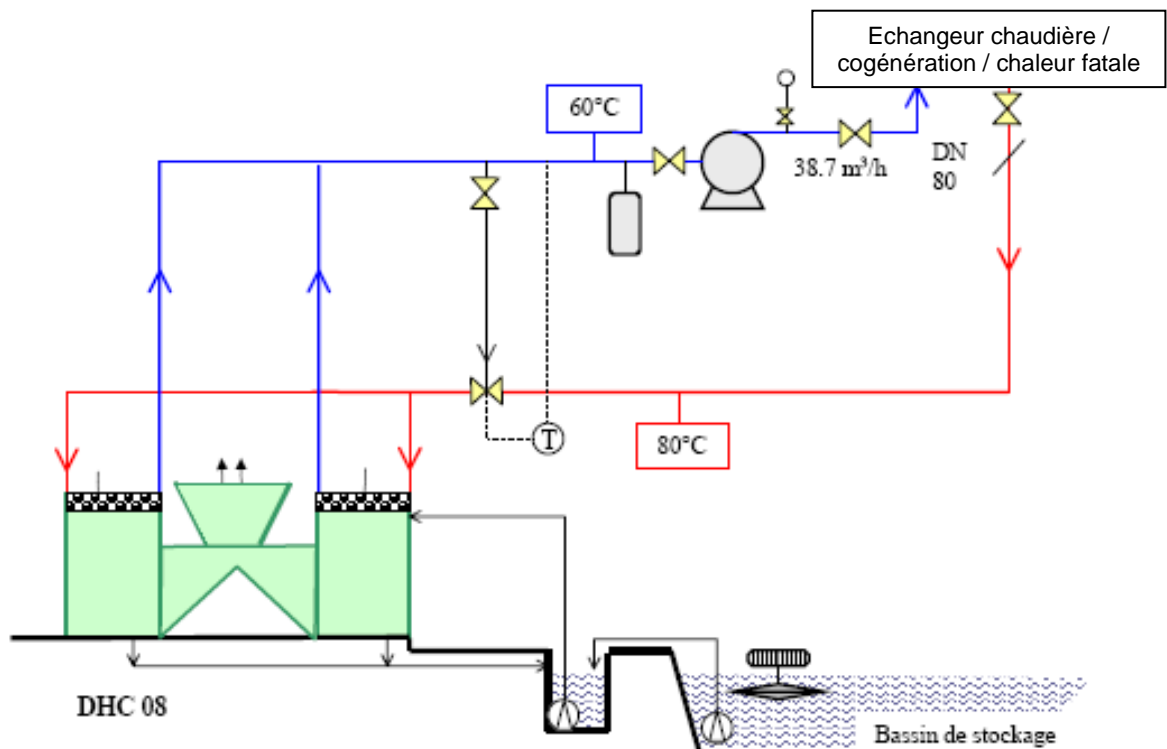


Figure 231 : Circuit de valorisation de la chaleur - Source : Aeroc

19.1.1.1.5 Caractéristiques techniques du module DHC 08

Taille du module	H = 4.00 m x l = 2.10 m x L = 7.20 m
Poids à vide	1300 kg
Poids en service	1500 kg
Puissance pompe d'arrosage	1.5 à 2.5 kW/h
Diamètre des ventilateurs	1,0 m
Puissance du ventilateur	3.0 kW
Niveau sonore à 10 m	51 dbA
Structure externe	Polyester isophtalique

Tableau 47 : Caractéristiques techniques du module d'évaporation DHC 08 - Source : Aeroc

19.1.1.1.6 Modularité de la technologie

Adaptabilité à la quantité de lixiviats

Le procédé est dimensionné pour traiter un certain volume de lixiviats par an. Il s'adapte à l'évolution de la quantité à traiter, de deux manières :

- Par l'adaptation de la part de chaleur produite à partir du biogaz utilisée par le procédé, grâce à l'adaptation des échangeurs de chaleur en partie supérieure du module.
- Par l'adaptation du nombre de modules installés. La gamme d'appareils est par ailleurs constituée de modules de différentes tailles.

Si le volume de lixiviats diminue, les évaporateurs fonctionnent moins longtemps et consomment moins d'énergie.

Adaptabilité à la qualité de lixiviats

Le procédé peut accepter des variations importantes de qualité du lixiviat. Celui-ci reste stocké dans le bassin et reçoit un simple pré-traitement au moyen de turbines lentes de faible puissance.

L'intérêt du procédé NUCLEOS est qu'il accepte les variations physico chimiques du lixiviat. Aucune analyse de l'effluent n'est à réaliser car il n'y a pas de rejet liquide dans le milieu.

De plus, aucune adaptation du réseau existant n'est à prévoir. Seul l'équipement de turbines lentes dans le bassin de stockage est nécessaire. Cette solution, simple et peu onéreuse permet un pré-traitement du lixiviat en abaissant la DBO et la DCO. Elle permet également de réduire de manière significative les odeurs que le bassin peut générer.

19.1.1.1.7 Encombrement

Chaque module mesure 7.20 mètres de long par 2.10 mètres de large et 4 mètres de haut. Lorsqu'il y a plusieurs modules, ils peuvent être accolés sur leur longueur.

19.1.1.1.8 Sous-produits du traitement et modes d'élimination

L'analyse du lixiviat fournie par la décharge montre une quantité (en mg/l) de matières en suspension. Celles-ci se retrouveront sous forme de boues au fond du bassin. Elles se retrouvent également sous forme de concentrat dans le sac filtrant de l'installation de traitement des lixiviats. Elles pourront être envoyées en décharge de classe 1.

Il est à noter qu'avec accord de la DREAL ou de la DDAF ces boues peuvent être remises sur la décharge même. Il n'existe actuellement aucun texte officiel, mais cette pratique existe

dans certains pays comme l'Allemagne. La DRIRE locale, la DDAF sont seules habilitées à prendre cette décision.

19.1.1.1.9 Qualification du personnel de la décharge qui sera chargé du suivi

Les principales fonctions sont automatisées : le nettoyage se fait régulièrement de manière automatique, et en cas de gel ou de pluie, les modules d'évaporation s'arrêtent de fonctionner automatiquement. Dès que les conditions météo s'améliorent, le système se remet en marche.

Le suivi et l'exploitation ne nécessitent aucune qualification particulière du personnel de la décharge. Il en résulte un coût d'exploitation particulièrement bas.

19.1.1.1.10 Sécurité du système en cas de dysfonctionnement

Le procédé NUCLEOS est sécurisant pour l'exploitant de la décharge. En effet, en cas d'arrêt intempestif du système, il n'y a pas de risque de pollution : l'effluent reste dans le bassin de stockage.



Figure 232: 2 modules DHC08+1 moteur cogénération fonctionnant au biogaz – Source : AEROE

19.1.1.1.11 Emissions atmosphériques

Contrairement aux anciennes versions, ce procédé n'émet **pas de rejets**. Il est reconnu par l'agence de l'eau et par l'ADEME, et souvent recommandé par la DREAL. Il est conforme aux nouvelles normes de lutte contre la pollution

L'entraînement du séparateur de gouttes est inférieur à 0.01%. Il n'y a pas de gouttelettes émises à l'atmosphère et sur les nouveaux modules, ce **dévésiculeur** est nettoyé automatiquement, en même temps que les surfaces d'échange, toutes les semaines. Une garantie pour les émissions à l'atmosphère.

Il serait possible d'améliorer les performances des modules, par exemple en chauffant le lixiviat, mais il ne serait plus à température ambiante. Au-dessus d'une certaine température (environ 70°C), des émissions à l'atmosphère ont lieu, mais tout est mis en œuvre pour que ce phénomène soit évité.

19.1.1.1.12 Avantages de l'évaporation naturelle accélérée

- Simplicité : pas de déplacement de personnel extérieur donc impact environnemental faible
- Peu de réactifs : peu de transports, peu de manipulations, peu d'émissions
- Peu d'énergie électrique
- Traitement in situ

