



APESA

Révéléateur de solutions durables

Etat de l'art de la Pico et Micro-méthanisation

Interreg
POCTEFA
ORHI



RAPPORT FINAL

DATE : MARS 2021

PROJET ORHI : CODE 4908



REDACTEURS : CHRISTINE PEYRELASSE, MARIE GROS, FLORIAN MONLAU,
CAMILLE LAGNET

REMERCIEMENTS

Ce rapport est écrit dans le cadre du projet européen ORHI (<https://www.orhi-poctefa.eu/>), cofinancé par le FEDER, dans le cadre du programme transfrontalier POCTEFA. L'objectif de ce projet est d'optimiser les flux de matière organique et plastique dans la chaîne de valeur de l'agroalimentaire. Un des volets était consacré à l'étude de la pico et micro-méthanisation pour valoriser la matière organique au plus près de sa production.

Ce projet a débuté en janvier 2018 et se termine fin mars 2021.

RESUME

La méthanisation s'impose dans le domaine des énergies renouvelable comme un procédé complémentaire aux modes de production conventionnels. Si la production de biogaz par méthanisation est utilisée depuis longtemps par les porteurs de projet de grande capacité, elle est aujourd'hui applicable pour de petites exploitations voire des ménages. De nombreux fournisseurs se positionnent sur ce marché.

Cet état de l'art recense les technologies disponibles sur le marché pour la méthanisation à petite échelle : la micro-méthanisation (pour une petite exploitation individuelle) et la pico-méthanisation (adaptée à l'échelle d'un foyer). Il présente les fournisseurs, les caractéristiques techniques et opérationnelles des matériels commercialisés (type et quantité d'intrants, prétraitements, digestion, traitement du digestat et solutions de valorisation du biogaz) et les données économiques disponibles. Le nombre d'unités en fonctionnement est aussi précisé pour évaluer la maturité de ces technologies et leur déploiement en France et dans le monde.

Abréviations

ATEX	ATmosphère EXplosive
BioGNV	Gaz Naturel Véhicule d'origine biologique
CIVE	Culture Intermédiaires à Vocation Energétique
COV	Charge Organique Volumique
EPDM	Ethylène-propylène-diène monomère
GAEC	Groupement Agricole d'Exploitation en Commun
GES	Gaz à Effet de Serre
GNV	Gaz Naturel Véhicule
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
MS	Matière Sèche
MSV	Matière Sèche Volatile
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PE	Polyéthylène
PEHD	Polyéthylène Haute Densité
pH	Potentiel Hydrogène
PVC	Polychlorure de vinyle
SARL	Société A Responsabilité Limitée
SPAN	Sous-Produits ANimaux
TRI	Taux de Rentabilité Interne
UGB	Unité Gros Bétail
UV	Rayonnements Ultra-Violet
VLCT	Valeur Limite de Courte durée

Les taux de changes utilisés dans l'étude sont les suivants (valeur au 01/07/2020):

Taux de change	
1\$	0,89 €
1 rs (roupie indienne)	0,012 €

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	7
2	PRINCIPE ET DEFINITIONS	7
2.1	PRESENTATION DE LA METHANISATION	7
2.1.1	<i>Principes généraux</i>	<i>7</i>
2.1.2	<i>Application et mise en œuvre</i>	<i>8</i>
2.1.3	<i>Valorisation du biogaz</i>	<i>10</i>
2.1.4	<i>Valorisation du digestat</i>	<i>11</i>
2.2	MICRO-METHANISATION, PICO-METHANISATION : DEFINITIONS	12
3	REGLEMENTATIONS APPLICABLES	13
4	PICO-METHANISATION	15
4.1	PRESENTATION DES TECHNOLOGIES DE PICO-METHANISATION	15
4.1.1	<i>Homebiogas (Israël).....</i>	<i>15</i>
4.1.2	<i>MyGug (Irlande).....</i>	<i>18</i>
4.1.3	<i>Puxin (Chine).....</i>	<i>20</i>
4.2	APPROCHE SIMPLIFIE D'UN BILAN ECONOMIQUE EN PICO-METHANISATION.....	22
4.3	SYNTHESE SUR LES PROCEDES DE PICO-METHANISATION.....	25
5	MICRO-METHANISATION : PRESENTATION DES TECHNOLOGIES ET UNITES EXISTANTES	26
5.1	DIGESTION DES BIODECHETS	27
5.1.1	<i>EnWise (Chine).....</i>	<i>27</i>
5.1.2	<i>Bee & Co (France).....</i>	<i>28</i>
5.1.1	<i>SEaB Energy (Royaume Uni).....</i>	<i>31</i>
5.1.1	<i>Tryon (France).....</i>	<i>33</i>
5.2	DIGESTION DE LISIER EN GISEMENT MAJORITAIRE.....	34
5.2.1	<i>Biolectric (Belgique) / Agripower</i>	<i>34</i>
5.2.2	<i>Mcube (France).....</i>	<i>37</i>
5.2.3	<i>Nénufar (France).....</i>	<i>38</i>
5.2.4	<i>PlanET (Allemagne).....</i>	<i>41</i>
5.3	DIGESTION DE GISEMENTS MIXTES	42
5.3.1	<i>Agrikomp (Allemagne).....</i>	<i>42</i>
5.3.2	<i>Enerpro Biogaz (France).....</i>	<i>44</i>
5.3.1	<i>Green2Gas (France).....</i>	<i>47</i>
5.3.1	<i>Host (Pays-Bas).....</i>	<i>48</i>
5.3.2	<i>Exemple de digesteurs auto-construits.....</i>	<i>50</i>
5.4	SYNTHESE DES PROCEDES DE MICRO-METHANISATION	51
6	AIDE AU CHOIX D'UN PROCEDE DE MICRO-METHANISATION ET PICO-METHANISATION	53
7	CONCLUSION	55
8	BIBLIOGRAPHIE.....	56
9	ANNEXES.....	61

Liste des Figures

FIGURE 1. SCHEMA DU BILAN GLOBAL DE LA REACTION DE METHANISATION	7
FIGURE 2. SCHEMA DES ETAPES INTERMEDIAIRES DE LA REACTION DE METHANISATION	8
FIGURE 3. ORDRE DE GRANDEUR DU POTENTIEL METHANOGENE DES MATIERES METHANISABLES (SOURCE APESA).....	9
FIGURE 4. SCHEMA RECAPITULATIF DES MODES DE VALORISATION DU BIOGAZ.....	10
FIGURE 5. REPRESENTATION DE LA PICO ET MICRO-METHANISATION DANS LE DOMAINE DE LA METHANISATION.....	13
FIGURE 6. SCHEMA DE L'INSTALLATION HOME BIOGAS [22].....	16
FIGURE 7. PHOTO DU DISPOSITIF HOME BIOGAS AU MAS BAZAN.....	16
FIGURE 8. PHOTO D'UN DISPOSITIF MYGUG DOMESTIQUE [25].....	18
FIGURE 9. PHOTO D'UN DISPOSITIF MYGUG PROFESSIONNEL [25].....	19
FIGURE 10. PHOTO DU DISPOSITIF PUXIN AU JARDIN DE SANDRINE. PHOTO APESA.....	21
FIGURE 11. SCHEMA ILLUSTRANT LE NOMBRE D'UNITES DE MICRO-METHANISATION EN EUROPE EN 2015 (GRAPHIQUE REALISE A PARTIR DES DONNEES DE [9]).....	26
FIGURE 12. SCHEMA DE PRINCIPE DU PROCEDE OSCAR DE ENWISE [36].....	27
FIGURE 13. PHOTO DE LA BIOBEEBOX® [39].....	28
FIGURE 14. SCHEMA DU FONCTIONNEMENT DE LA BIOBEEBOX® [39].....	29
FIGURE 15. EXEMPLE DE LA CONCEPTION MODULAIRE DE LA BIOBEEBOX® DE VITRY [39].....	30
FIGURE 16. REPRESENTATION FLEXIBUSTER™ [43].....	31
FIGURE 17. PHOTO DU SYSTEME FLEXIBUSTER™ INSTALLE SUR LE SITE DE SEPUR [44].....	32
FIGURE 18. REPRESENTATION D'UNE FILIERE DE DIGESTION SELON LE PROCESS MODUL'O [47].....	33
FIGURE 19. REPRESENTATION D'UN SITE MODUL'O [47].....	33
FIGURE 20. UNITE DE METHANISATION INSTALLEE PAR BIOELECTRIC [48].....	34
FIGURE 21. INSTALLATION BIOELECTRIC A LA COOPERATIVE UNEAL [50].....	35
FIGURE 22. INSTALLATION MCUBE (SOURCE OVALIE INNOVATION).....	37
FIGURE 23. COUVERTURE NENUFAR [55].....	39
FIGURE 24. PHOTO DE L'INSTALLATION NENUFAR SUR L'UNITE MULTIPORC DE L'AIRE (ELEVAGE PORCIN, VALORISATION CHAUDIERE). SOURCE NENUFAR.....	39
FIGURE 25. PHOTO DE L'INSTALLATION PLANET A LA SARL NOVALAIT [61].....	41
FIGURE 26. UNITE DE METHANISATION AGRISELECT [65].....	43
FIGURE 27. PHOTO DE L'INSTALLATION AGRIKOMP AU GAEC DU GROS CHENE.....	43
FIGURE 28. REPARTITION DES TONNAGES D'INTRANTS AGRIKOMP AU GAEC DU GROS CHENE.....	43
FIGURE 29. PHOTOGRAPHIE DU PROCEDE "COMPACT" D'ENERPRO BIOGAZ [66].....	44
FIGURE 30. PHOTOGRAPHIE DU PROCEDE ENERCUBE (SOURCE ENERPRO).....	45
FIGURE 31. PHOTOGRAPHIE DU ENERPENTE (SOURCE ENERPRO).....	45
FIGURE 32. "SILO TOUR" ENERPRO BIOGAZ À LA FERME DE BEL AIR.....	46
FIGURE 33. PHOTO DE L'INSTALLATION DU GAEC DES TROIS COMMUNES [73].....	48
FIGURE 34. PHOTO DE L'INSTALLATION DU GAEC DES BUISSONS [75].....	49
FIGURE 35. PHOTO DE L'INSTALLATION DU GAEC DU BOIS JOLY [72].....	50
FIGURE 36. ARBRE DE CHOIX POUR SELECTIONNER LES FOURNISSEURS DE TECHNOLOGIES DE MICRO ET PICO- METHANISATION EN FONCTION DU TYPE ET DE LA QUANTITE DE GISEMENT A TRAITER.....	53
FIGURE 37. INVENTAIRE DES FOURNISSEURS DE PICO ET MICRO-METHANISATION EN FONCTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE ET DU DEBIT DE BIOMETHANE PRODUIT. ADAPTE DE [78].....	54

Liste des Tableaux

TABLEAU 1. CADRE ICPE DES UNITES DE METHANISATION.....	13
TABLEAU 2. SPECIFICATIONS DE LA RUBRIQUE 4310	14
TABLEAU 3. CLASSEMENT DES SPAN ET OBLIGATIONS DE PRETRAITEMENT [16][17]	15
TABLEAU 4. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE HOME BIOGAS 2.0 [22], [23]	17
TABLEAU 5. CARACTERISTIQUES DES PRODUITS HOME BIOGAS [23]	18
TABLEAU 6. PRODUITS ADDITIONNELS HOME BIOGAS [23]	18
TABLEAU 7. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE MYGUG [25]	19
TABLEAU 8. CARACTERISTIQUES DES UNITES PUXIN ABS.....	21
TABLEAU 9. CARACTERISTIQUES DES DIGESTEURS HOME BIOGAS ET PUXIN ABS 3,4 M ³ SELON LES INFORMATIONS DES FOURNISSEURS	22
TABLEAU 10. DETAILS DES CALCULS DE L'INVESTISSEMENT GLOBAL POUR LES DEUX PICO-DIGESTEURS (PRIX DES MATERIELS EN VENTE EN LIGNE)	22
TABLEAU 11. DETAILS DU CALCUL DES GAINS ET DEPENSES ANNUELS POUR 2 UNITES DE PICO-METHANISATION ALIMENTEES 300 J/AN	23
TABLEAU 12. CALCUL DU TEMPS DE RETOUR BRUT SUR INVESTISSEMENT POUR TROIS PICO-DIGESTEURS.....	23
TABLEAU 13. TABLEAU DE SYNTHESE DES TECHNOLOGIES DE PICO-METHANISATION	25
TABLEAU 14. CARACTERISTIQUES DE LA TECHNOLOGIE ENWISE	28
TABLEAU 15: CARACTERISTIQUES DE LA TECHNOLOGIE [41].....	30
TABLEAU 16. PRESENTATION DES TECHNOLOGIES DE SEAB ENERGY [45]	32
TABLEAU 17. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE MODUL'O DE TRYON	34
TABLEAU 18. RETOUR D'EXPERIENCE D'UNE INSTALLATION BIOELECTRIC A OELEGEM [51]	35
TABLEAU 19. CARACTERISTIQUES DE LA TECHNOLOGIE BIOELECTRIC	36
TABLEAU 20. CARACTERISTIQUES DE LA TECHNOLOGIE PAR VOIE SECHE – AGRIPower [49]	36
TABLEAU 21. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE MCUBE	38
TABLEAU 22. EXEMPLES D'EXPLOITATIONS DOTEES D'UNE COUVERTURE NENUFAR [55].....	40
TABLEAU 23. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE NENUFAR [57].....	40
TABLEAU 24. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DES MODULES VALENTIN [59].	41
TABLEAU 25. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE VALENTIN DE PLANET	42
TABLEAU 26. INVENTAIRES DES SOLUTIONS DE COGENERATION PAR AGRIKOMP [63]. NE SONT PRESENTEES QUE LES EXEMPLES DE PUISSANCE ≤ 100 KWe.....	43
TABLEAU 27. PRESENTATION DES TECHNOLOGIES DE MICRO-METHANISATION PROPOSEES PAR AGRIKOMP.....	44
TABLEAU 28. CARACTERISTIQUES DES TECHNOLOGIES ENERPRO BIOGAZ [67], [71]	46
TABLEAU 29. CARACTERISTIQUES DE LA TECHNOLOGIE GREEN2GAS	48
TABLEAU 30. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE MICROFERM	49
TABLEAU 31. RECAPITULATIF ET RETOUR D'EXPERIENCE D'UNE INSTALLATION AUTO-CONSTRUITE EN AUTRICHE [76]	50
TABLEAU 32. TABLEAU DE SYNTHESE DES TECHNOLOGIES DE MICRO-METHANISATION.....	52

1 Introduction

La méthanisation s'impose dans le domaine des énergies renouvelable comme un procédé complémentaire aux modes de production conventionnels. Si la production de biogaz par méthanisation est utilisée depuis longtemps par les porteurs de projet de grande capacité, elle est aujourd'hui applicable pour de petites exploitations voire des ménages. De nombreux fournisseurs se positionnent sur ce marché.

Cet état de l'art a pour objectif de recenser les technologies disponibles sur le marché pour la méthanisation à petite échelle : la micro-méthanisation (pour une petite exploitation individuelle) et la pico-méthanisation (adaptée à l'échelle d'un foyer). Il présente les fournisseurs, les caractéristiques techniques et opérationnelles des matériels commercialisés (type et quantité d'intrants, prétraitements, digestion, traitement du digestat et solutions de valorisation du biogaz) et les données économiques disponibles. Le nombre d'unités en fonctionnement est aussi précisé pour évaluer la maturité de ces technologies et leur déploiement en France et dans le monde.

Cette étude s'articule en cinq grand axes : la présentation du process de méthanisation, les contraintes réglementaires applicables aux unités de méthanisation puis en troisième et quatrième partie, un inventaire des procédés de pico et micro-méthanisation disponibles sur le marché. Le dernier volet vise à synthétiser les données obtenues en proposant un guide de choix des technologies disponibles en fonction de la nature et de la quantité de déchets organiques à valoriser.

Bien que non exhaustif, cet état de l'art constitue un recensement des technologies existantes, témoignant de l'intérêt croissant des petits producteurs de déchets pour la méthanisation.

2 Principe et définitions

2.1 Présentation de la méthanisation

2.1.1 Principes généraux

La méthanisation est une « dégradation anaérobie par des micro-organismes de la matière organique » [1]. Elle se fait en milieu réducteur (-300 à -330 mV/ENH) au contraire du compostage qui nécessite la présence de dioxygène, conditions dites aérobies.

Au cours du processus de biodégradation, la méthanisation génère du biogaz et un digestat (Figure 1).

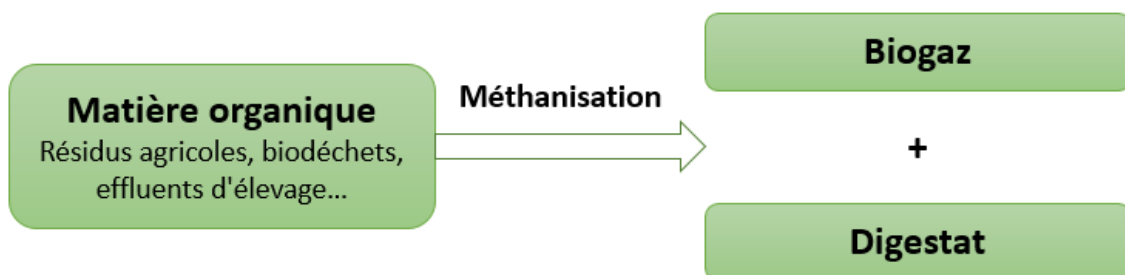


Figure 1. Schéma du bilan global de la réaction de méthanisation

- ⇒ Le digestat est le résidu de la digestion. Il est composé de la matière organique non digérée et des matières minérales qui ne sont pas dégradables lors du processus de méthanisation. Le digestat est utilisé comme engrais ou amendement organique soit par épandage direct, soit après une séparation des fractions liquides et solides.
- ⇒ Le biogaz est un mélange gazeux composé de CH₄ et CO₂ mais également d'autres composés minoritaires dont l'hydrogène sulfuré (H₂S). Il peut être converti par combustion en chaleur et

électricité, utilisé pour la production de biocarburant ou injecté dans le réseau de gaz naturel après épuration. Les différentes voies de valorisation du biogaz sont présentées au §2.1.3.

Différentes étapes de transformation de la matière sont nécessaires pour produire le biogaz (Figure 2).

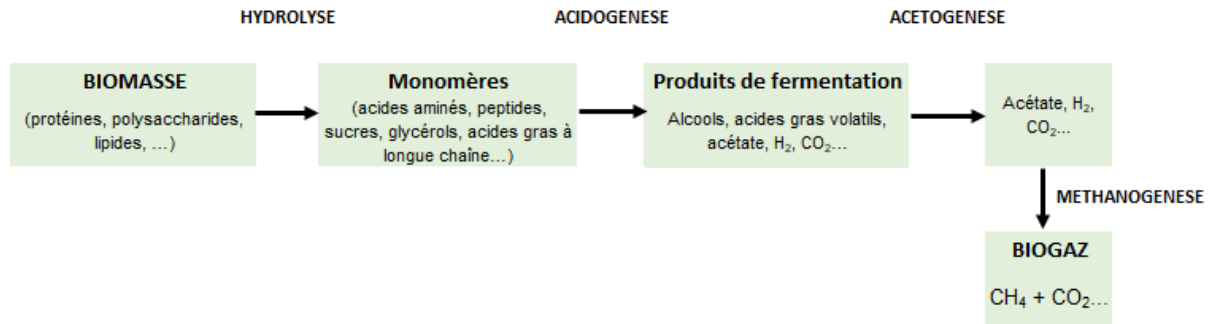


Figure 2. Schéma des étapes intermédiaires de la réaction de méthanisation

La biomasse est en premier lieu hydrolysée générant des monomères à partir des glucides, lipides et protéines. Les bactéries acidogènes dégradent ces monomères en alcools, acides gras volatils, acétate, hydrogène et dioxyde de carbone. L'acétogénèse produit ensuite de l'acétate, de l'hydrogène et du dioxyde de carbone à partir des sous-produits de l'étape précédente. Le méthane est finalement généré au cours de la méthanogénèse.

2.1.2 Application et mise en œuvre

Le processus de méthanisation se déroule dans un réacteur isolé (digesteur) pour y maintenir la température constante. Il existe différentes plages de températures acceptables pour cette digestion :

- ⇒ Mésophile : 35°C à 40°C, environ 20% de la chaleur produite est autoconsommée pour le chauffage du digesteur [1],
- ⇒ Thermophile : 52°C à 56°C, les temps de séjour sont plus courts qu'en mode mésophile car la matière carbonée est plus rapidement dégradée à cette température. La méthanisation thermophile est plus difficile à maîtriser en raison du risque accru d'inhibition des bactéries par les acides gras et l'ammoniac. La consommation de chaleur pour le chauffage du digesteur est estimée à environ 35 % de la chaleur produite [1],
- ⇒ Psychrophiles : 10 à 20°C. Cette plage de température concerne la pico-méthanisation. Les productions de gaz sont plus lentes que pour les digesteurs chauffés.

Les procédés de méthanisation peuvent fonctionner en continu (ou semi-continu) ou en mode discontinu. En mode continu, le digesteur est alimenté et soutiré en continu ou en mode séquentiel via des pompes ou des trémies d'alimentation. En mode discontinu, le digesteur fonctionne par bûchées avec une introduction de la matière à dégrader en début de digestion et une extraction en fin de digestion.

Les technologies de digesteurs dépendent aussi de la teneur en Matière Sèche (MS) des substrats à dégrader. En voie humide, le mélange d'intrants présente un taux de MS inférieur à 20%. En voie sèche, les intrants présentent des taux de MS plus élevés (25% à 50% MS) qui diffèrent selon que la technologie est continue ou discontinue.

Les matières méthanisables sont des résidus organiques dont les origines sont diverses :

- ⇒ fraction fermentescible des ordures ménagères,
- ⇒ boues de stations d'épuration,
- ⇒ déchets industriels agroalimentaires,
- ⇒ déchets agricoles (déjection animales ou résidus de cultures),
- ⇒ déchets alimentaires.

Les matières organiques entrant dans le digesteur ne doivent pas être trop chargées en lignine qui est réfractaire à la biodégradation à l'exemple des branches et copeaux de bois. Les inertes : plastiques, métaux, verres doivent être triés avant l'introduction de la matière en digestion pour ne pas dégrader la qualité du digestat. Il faut de plus porter une attention particulière à la présence de produits qui pourraient être toxiques ou inhibiteurs pour les bactéries à l'exemple de biocides, acides, sels...

Les matières méthanisables sont caractérisées par leur potentiel méthanogène qui correspond à la quantité maximale de méthane qu'elles peuvent générer. La

Figure 3 présente des ordres de grandeurs de ces potentiels méthanogènes.

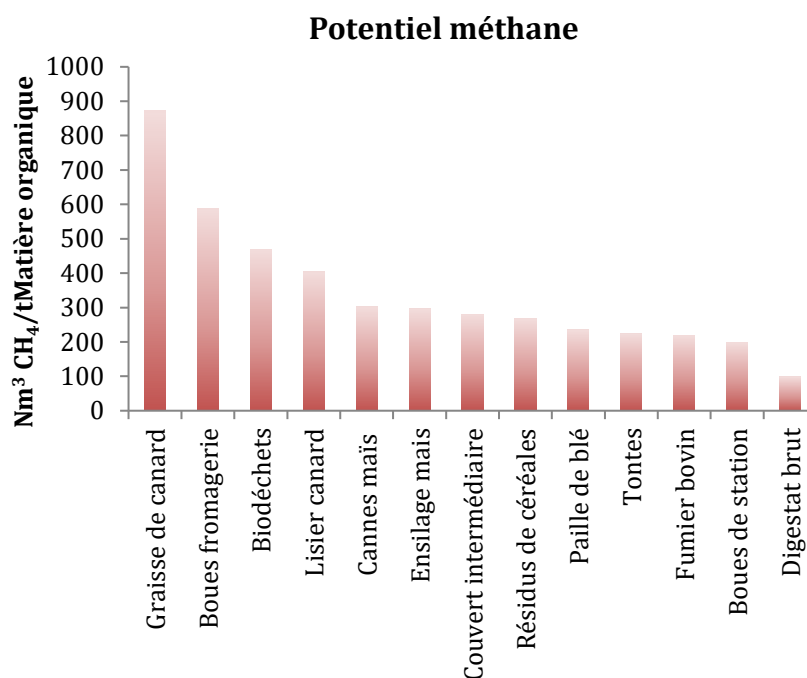


Figure 3. Ordre de grandeur du potentiel méthanogène des matières méthanisables (Source APESA)

Ce graphique montre la diversité des potentiels méthanogènes selon la nature des substrats. Les matières grasses sont fortement fermentescibles, les fumiers bovins et boues de station d'épuration présentent les potentiels méthanogènes les plus faibles ramené au poids de matière organique. Le mélange d'intrants doit être réalisé de manière à permettre une production de biogaz stable et continue dans le temps. Le taux de graisse dans la recette ne doit pas dépasser 10 à 15% du mélange d'intrants en poids afin de ne pas générer des difficultés au niveau de la digestion (acidification, moussage, remontée de graisses). La ration doit aussi respecter des équilibres biochimiques pour permettre un bon fonctionnement biologique de la future unité. Elle doit en particulier être équilibrée du point de vue du carbone, de l'azote et du phosphore :

- L'azote. Le rapport C/N indique la proportion de carbone organique par rapport à l'azote total de la matière organique. Un ratio C/N compris entre 15 et 35 est généralement adapté pour la digestion anaérobie. Des valeurs plus élevées pénalisent la dégradation du carbone, au contraire de valeurs trop faibles qui peuvent conduire à une accumulation d'ammoniac qui est un inhibiteur de la méthanisation.
- Le phosphore. Le phosphore est aussi un élément nutritionnel indispensable au bon fonctionnement de la méthanisation; le rapport optimal C/P est généralement compris entre 100 et 150 [2].

Des micronutriments/oligoéléments sont aussi nécessaires aux bactéries, ils sont généralement apportés de manière suffisante par les substrats traités.

2.1.3 Valorisation du biogaz

Le biogaz est constitué de méthane (50-70% CH₄), dioxyde de carbone (30-50% CO₂) et de composés minoritaires : N₂, NH₃, H₂, H₂S (sulfure d'hydrogène). Selon ses utilisations, le biogaz nécessite des étapes plus ou moins complexes de traitement pour garantir sa qualité et ne pas endommager les unités de valorisation.

2.1.3.1 Modes de valorisation

Différents modes de valorisation du biogaz peuvent être réalisés (Figure 4).

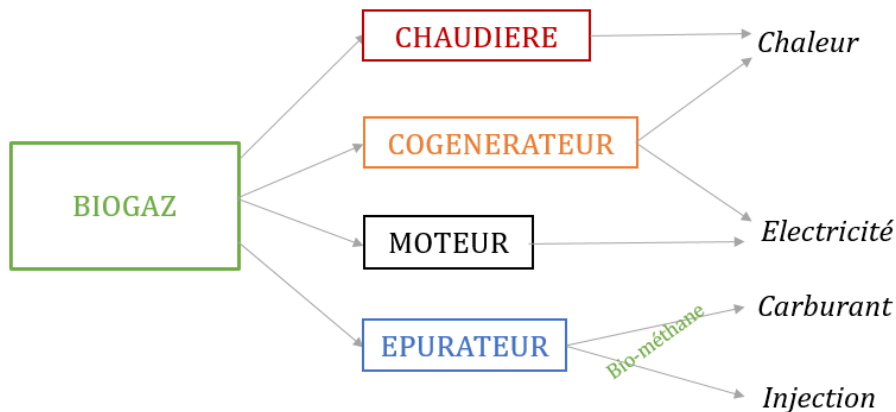


Figure 4. Schéma récapitulatif des modes de valorisation du biogaz

Le biogaz peut être utilisé pour :

- ⇒ Alimenter une chaudière et produire ainsi de la vapeur ou de l'eau chaude,
- ⇒ Produire de l'électricité,
- ⇒ Produire de l'électricité et de la chaleur combinée par cogénération. La chaleur produite peut être valorisée et l'électricité revendue [3],
- ⇒ Produire du carburant : après épuration, le bio-méthane peut être utilisé comme carburant pour les véhicules roulant au GNV (Gaz Naturel Véhicule),
- ⇒ Produire du gaz naturel. Le biogaz doit être épuré (pour éliminer le CO₂ et les impuretés) puis comprimé avant d'être injecté dans le réseau de gaz naturel.

Les solutions de valorisation avec production de carburant ou injection de gaz dans le réseau ne concernent pas ou peu la micro-méthanisation et n'existent pas en pico-méthanisation car la quantité de biogaz produite est trop faible. Les épurateurs de gaz disponibles sur le marché ne se positionnent pas sur ces gammes de débits. L'étude du GERES reportait que l'injection n'est pas, à ce jour, viable économiquement en deçà de 50 Nm³ CH₄/h en raison des coûts liés à l'injection (épurateur, location du poste d'injection et raccordement entre autre) [4]. Certaines installations de micro-méthanisation proposent toutefois des solutions d'injection, mais majoritairement, le biogaz est utilisé pour produire de la chaleur ou alimenter un cogénérateur. La chaleur produite est utilisée pour chauffer les digesteurs et peut permettre également d'apporter de la chaleur pour les infrastructures de l'exploitation (par exemples les étables à bétails). La cogénération est très répandue car elle permet de générer de l'électricité et de la chaleur.

Pour les « pico-installations », le biogaz est majoritairement valorisé par combustion via des gazinières.

2.1.3.2 Traitement du biogaz

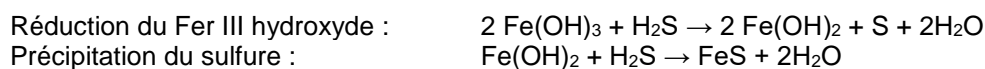
Le biogaz en sortie du digesteur est saturé en eau. L'élimination de cette eau est généralement nécessaire. Différentes solutions sont disponibles :

- ⇒ Un puit canadien qui consiste à faire circuler le biogaz dans des canalisations souterraines avec une pente et une longueur suffisante pour permettre le refroidissement du biogaz et la récupération de l'eau condensée.
- ⇒ Un sécheur de biogaz par refroidissement : un échangeur tubulaire relié à un réseau de fluide frigorigène permet de condenser l'eau qui est par la suite évacuée. Le biogaz doit ensuite être réchauffé grâce, la plupart du temps, au moteur de cogénération pour réduire le pourcentage d'humidité relative.
- ⇒ Un condenseur. En pico-méthanisation, de petits contenants sont placés sur le circuit de biogaz pour la récupération de l'eau condensée.

La présence d'H₂S dans le biogaz expose à des risques mortels d'intoxications par inhalation. Une concentration de 1500 ppm serait suffisante pour produire le décès d'une personne en 1 minute [5]. « L'intoxication par inhalation se traduit par une irritation des muqueuses oculaire et respiratoire, des effets sur le système nerveux central (coma, convulsions parfois mortels) ainsi que des troubles respiratoires et cardiaques. Il produit des lésions cellulaires au niveau de la cornée, du cortex cérébral, des poumons et du foie » [6]. La Valeur Limite de Courte durée (VLCT), correspondant à la concentration maximale à laquelle un travailleur peut être exposé sur 15 min ou moins, s'élève à 10 ppm [6].

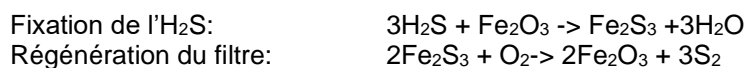
Hormis sa toxicité, l'H₂S peut aussi générer des problèmes de corrosion car il produit de l'acide sulfurique lorsqu'il est associé à de l'eau. Différentes solutions de traitement existent pour traiter l'H₂S en amont du procédé de valorisation du biogaz [7] :

- ⇒ Insufflation d'air dans le ciel gazeux du digesteur de façon contrôlée pour activer des bactéries aérobies qui convertissent l'H₂S en soufre élémentaire. La quantité d'air à ajouter doit être parfaitement maîtrisée afin de ne pas créer une atmosphère explosive.
- ⇒ Injection d'oxyde de fer dans le digesteur pour précipiter le soufre et l'évacuer avec le digestat. Ce mécanisme met en jeu les réactions suivantes :



Une solution de chlorure de fer peut être utilisée en remplacement de l'oxyde de fer.

- ⇒ Filtration sur oxyde de fer : les réactions en jeu sont les suivantes :



Un risque d'inflammation du filtre existe en raison du caractère très exothermiques des réactions mises en jeu. Cette technique serait, pour cette raison, de moins en moins utilisée [7].

- ⇒ Adsorption sur charbon actif,
- ⇒ Lavage biologique ou chimique.

Les fournisseurs de pico-méthanisation fournissent généralement des filtres à charbon actif ou à oxydes de fer.

2.1.4 Valorisation du digestat

Le digestat est une alternative aux engrais chimiques et un potentiel gain économique pour les exploitants de méthaniseurs.

Le digestat peut être valorisé par épandage direct ou après séparation de la fraction liquide et solide. La phase liquide est assimilée à un engrais riche en azote. La phase solide est constituée de la matière carbonée non digérée. Elle est utilisée comme amendement organique et fait parfois l'objet d'une étape de compostage. Cette fraction peut contenir dans certains cas la majorité du phosphore [8].

En pico-méthanisation, le digestat est épandu directement compte tenu des faibles volumes générés. En micro-méthanisation, les deux modes de valorisation sont possibles. La qualité du digestat sera dépendante des matières entrant en digestion et du bon fonctionnement de la méthanisation.

2.2 Micro-méthanisation, pico-méthanisation : définitions

Plusieurs définitions de la petite méthanisation peuvent être avancées. Le projet de l'Union Européenne, "BioEnergy Farm II – Les effluents, un carburant durable pour la ferme" a inventorié les définitions de la méthanisation de petite dimension pour plusieurs pays d'Europe (Annexe 1).

Dans le cas de la France, est désignée sous le terme de méthanisation à petite échelle une installation de moins de 100 kWé installé ou encore 4 000 t/an d'effluents d'élevage [9]. Ceci est en cohérence avec les seuils utilisés par l'ADEME dans son étude de 2019 sur les performances économiques des unités de méthanisation [10]. La méthanisation dite micro-individuelle correspond aux unités à la ferme de petite puissance avec une puissance inférieure à 100 kWé [10]. L'étude réalisée par le GERES fixe un seuil haut de 80 kWé pour la micro-méthanisation [11].

Cette étude de l'ADEME conclue, par ailleurs, que la maturité technologique des unités de micro-méthanisation est insuffisante avec une rentabilité pénalisée par la petite taille des unités. Un des enjeux des 5 années à venir serait le développement d'unités standardisées permettant une installation et une exploitation simples pour un coût faible. Ceci permettrait de valoriser l'important potentiel de petits gisements avec une utilisation du biogaz pour alimenter des cogénérateurs voire des véhicules (BioGNV) en fonction des logiques territoriales et des évolutions technologiques [10].

Les tarifs de rachat de l'électricité sont fixés trimestriellement par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et sont dégressifs de 0,5% chaque trimestre. Pour l'électricité issue du biogaz de déchets non dangereux et de matière végétale, le tarif de rachat dépend de la puissance électrique installée. Ainsi, le tarif de rachat est plus intéressant pour les petites unités de méthanisation (≤ 80 kWé). En 2020, le tarif de rachat (tarif de base) s'élève en moyenne à 0,167 €/kWh contre 0,143 €/kWh pour les unités dont la puissance installée est de 500 kWé [12]. Pour les puissances intermédiaires, les tarifs de rachat sont calculés par interpolation linéaire. Une prime aux effluents d'élevage est délivrée de 0 à 0,05 €/kWh selon la part d'effluents d'élevage dans le mélange d'intrants, de 0 à 60% (prime maximale) du tonnage total [12].

Cette puissance de 80 kWé est considérée, dans cet état de l'art, comme le seuil haut pour la micro-méthanisation soit environ 20 Nm³/h de méthane. Ceci permet d'être en accord avec les seuils définis par le GERES [11] et les tarifs de rachat précités. La micro-méthanisation est souvent destinée aux exploitations agricoles, fermes et élevage. La quantité d'intrants à traiter annuellement est au maximum de 10 000 t/an lorsque les substrats sont peu chargés à l'exemple de certains lisiers. Compte tenu des puissances installées, le biogaz est généralement valorisé sous forme de chaleur ou par cogénération.

La pico-méthanisation se fait à une échelle encore plus réduite car sont concernées principalement les habitations, gîtes ou petites exploitations individuelles. Les intrants sont généralement des biodéchets, de l'herbe ou des effluents d'élevage. Ces déchets doivent, au préalable, être broyés et mélangés à de l'eau pour être introduits en petite quantité et de manière régulière dans le méthaniseur. Le biogaz produit est généralement valorisé par combustion via une gazinière. Il n'y a pas de possibilité d'injection au réseau dans le cas d'une pico-méthanisation car la quantité de biogaz produite est trop faible. Il n'existe pas aujourd'hui de seuil pour définir la limite entre la micro et la pico-méthanisation. **Dans cet état de l'art nous fixons le seuil de la pico-méthanisation aux installations dont le tonnage d'intrants est inférieur à 30 tonnes/an soit de l'ordre de 0,2 Nm³/h de méthane¹.**

La Figure 5 illustre le positionnement des différents types de méthanisation selon la production de biogaz et le volume de digesteur.

¹ 30 tonnes/an de biodéchets (43 Nm³ CH₄/t biodéchet) alimentant un pico-méthaniseur 300 j/an

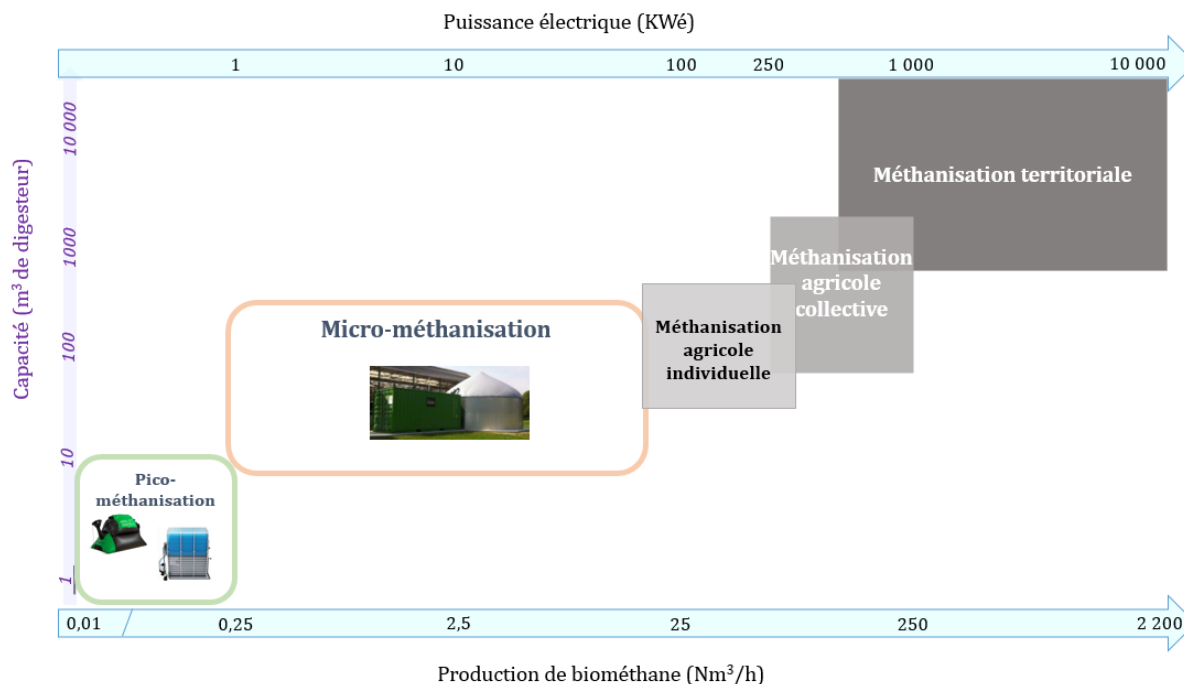


Figure 5. Représentation de la pico et micro-méthanisation dans le domaine de la méthanisation

Les plages de production de biométhane sont très larges allant de moins de 0,2 Nm³/h pour les pico-méthaniseurs à plus de 2000 Nm³/h pour les méthaniseurs territoriaux de plus grandes capacités dont quelques unités sont en projets aujourd’hui.

3 Réglementations applicables

Les installations de méthanisations sont soumises à un régime de déclaration, d’enregistrement ou d’autorisation au titre des Installations Classées pour la Protection de l’Environnement (ICPE). Le régime de l’unité de méthanisation dépend de la nature et du tonnage des matières traitées (Tableau 1).

Tableau 1. Cadre ICPE des unités de méthanisation

Rubriques	Type de matière traitée	Quantité de matière traitée		
		Déclaration	Enregistrement	Autorisation
2781-1	Matière végétale brute, effluents d’élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d’industries agro-alimentaires	< 30 t/j	30 t/j – 100 t/j	≥ 100 t/j
2781-2	Autres déchets non dangereux	/	< 100 t/j	≥ 100 t/j
	Dossier à réaliser et à déposer en préfecture	Dossier sommaire	Dossier technique +consultation des communes +information du public	Etude de dangers + étude d’impact + enquête publique

Les unités de micro et pico-méthanisation traitant des matières végétales et effluents d’élevage seront soumises à déclaration (pour moins de 30 t/j traités). En revanche, les unités traitant des déchets alimentaires (biodéchets) seront soumises à enregistrement sous la rubrique 2781-2 (pour moins de 100 t/j traités).

Les arrêtés de déclaration du 10/11/09, enregistrement du 12/08/10 et autorisation du 10/11/09 précisent les dispositions applicables pour la réception des matières entrantes, les mesures de sécurité

(prévention du risque incendie et explosion), le suivi du processus de méthanisation (analyse du biogaz et suivi de la digestion), la prévention des nuisances et la gestion des déchets.

Des règles d'implantation des méthaniseurs sont par ailleurs précisées. Celle-ci doit se faire à une distance minimale de 50 m de toute habitation occupée par un tiers² et 35 m de toute source de captage d'eau (destinée à la consommation humaine, à des industries agroalimentaires, ou à l'arrosage des cultures maraîchères ou hydroponiques) [13]. Toutefois, les micro-méthaniseurs et pico-méthaniseurs peuvent faire l'objet d'une dérogation après appréciation, au cas par cas, démontrant l'absence de risques et de nuisances pour les riverains et l'environnement [14].

Pour la combustion du biogaz, la rubrique ICPE concernée est la 2910 C. Sont concernées, les unités qui consomment du biogaz provenant d'installations classées sous la rubrique 2781 si la puissance thermique nominale est supérieure à 1 MW.

Le stockage de biogaz est soumis à la rubrique 4310 qui remplace la rubrique 1411-2 (Tableau 2).

Tableau 2. Spécifications de la rubrique 4310

Quantité totale de biogaz susceptible d'être présente dans l'installation	Régime ICPE
≥ 10 t	Autorisation
1 t – 10 t	Déclaration

Les biodéchets représentent un gisement croissant pour les unités de méthanisation du fait que la réglementation oblige, de plus en plus, à mettre en place leur valorisation. Ils sont définis par l'Article R541-8 du code de l'environnement comme « 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 » [15].

Depuis la circulaire du 10 janvier 2012, les détenteurs ou producteurs de quantités importantes de déchets composés majoritairement de biodéchets ont l'obligation d'assurer un tri à la source pour les valoriser (article L. 541-21-1 du code de l'environnement). Sont concernées depuis le 1^{er} janvier 2016, les producteurs de plus de 10 t/an de biodéchets ou plus de 60 t/an d'huiles alimentaires usagées. A compter du 1^{er} janvier 2023, cette obligation s'applique aux personnes qui produisent ou détiennent plus de cinq tonnes de biodéchets par an [16].

Le déconditionnement des biodéchets issus des grandes et moyennes surfaces est une étape nécessaire en amont de la méthanisation pour séparer les emballages des matières biodégradables. Cette étape peut être assurée par le producteur de déchets ou déléguée à l'unité de méthanisation.

Une réglementation particulière s'applique aux déchets de cuisine et de table (DCT). Ils sont définis par l'annexe 1 du règlement sanitaire européen 142/2011 comme « tous les déchets d'aliments y compris les huiles de cuisson usagées provenant de la restauration et des cuisines, y compris les cuisines centrales et les cuisines des ménages » [17]. Ces déchets sont définis comme étant des sous-produits animaux (SPAN) de catégorie 3 (règlement CE 1069/2009 article 10) [18].

Pour les SPAN le règlement européen n°1069-2009 définit les types de sous-produits animaux autorisés en méthanisation et les obligations de prétraitement [18]. Les SPAN de catégorie 1 (risque important pour la santé publique) ne sont pas concernés par la méthanisation. En revanche, les matières de catégorie 2 ou 3 peuvent être méthanisées sous réserve qu'elles soient stérilisées ou hygiénisées (

²A l'exception des logements occupés par des personnels de l'installation et des logements dont l'exploitant ou le fournisseur de substrats de méthanisation ou l'utilisateur de la chaleur produite a la jouissance.

Tableau 3).

Tableau 3. Classement des SPAN et obligations de prétraitement [16][17]

Catégorie SPAN	Types de sous-produits	Prétraitement
2	Refus de dégrillage d'abattoirs hors ruminant > 6 mm Viande et poissons, Anciennes denrées alimentaires retirées de la vente pour motif sanitaire Effluents d'élevage	Stérilisation (133°C, 3 bars, 20 minutes) Particules < 50 mm
3	Parties d'animaux abattus propres à la consommation humaine ou exempts de tout signe de maladie transmissible aux êtres humains ou aux animaux, carcasses, plumes, poils et le sang d'animaux, anciennes denrées, déchets de cuisine et de table , lait, œuf, ...	Pasteurisation/hygiénisation (70°C, 60 minutes) Particules < 12 mm

Des dérogations à la stérilisation/hygiénisation peuvent être appliquées dans le cas des effluents d'élevage, de l'appareil digestif et de son contenu, du lait, des produits à base de lait, du colostrum, des œufs et des produits à base d'œufs, si l'autorité compétente estime qu'il n'y a pas de risque de propagation d'une quelconque maladie grave transmissible [18].

Un agrément sanitaire est requis pour les installations de méthanisation utilisant comme matière première, seule ou en mélange, des SPAN de catégorie 2 ou de catégorie 3. Des exceptions existent pour les unités utilisant exclusivement, comme sous-produits animaux, du lisier, du lait et colostrum et des matières stercoraires (sous conditions de provenance).

4 Pico-méthanisation

4.1 Présentation des technologies de pico-méthanisation

Les unités de pico-méthanisation sont commercialisées sous la forme de modules pré-montés à faible coût. Ces unités permettent de réduire de 40% la consommation énergétique d'un foyer dans les pays en développement [20] où les modes de vie sont moins énergivores que dans les pays développés.

En règle générale, le taux de MS du mélange d'alimentation doit être de 10% au maximum nécessitant l'ajout de grandes quantités d'eau [20]. Si ces unités de méthanisation à petite échelle s'adaptent bien aux régions chaudes (étant données les conditions de température douces dans lesquelles se fait la digestion), l'absence de chauffage pénalise les performances de digestion en période froide. Des équipements complémentaires (couverture isolante, serre, résistance chauffante) peuvent être installés pour augmenter la température de digestion.

Les technologies présentées dans cet état de l'art sont celles à destination du marché européen (liste non exhaustive). Les technologies destinées au marché indien, africain ou chinois ne font pas l'objet d'une présentation détaillée mais sont listées dans le volet 4.3. Ces présentations intègrent de descriptif des caractéristiques techniques et économiques.

4.1.1 Homebiogas (Israël)

4.1.1.1 Présentation

Le procédé Homebiogas, aujourd'hui dans sa version 2.0, a été développé par une start-up israélienne fondée en 2012. Il est commercialisé depuis 2016. Engie a pris une participation de 13% dans HomeBiogas via son fond d'investissement « ENGIE New Ventures » [21].

Le digesteur (Figure 6) est livré sous forme d'un kit préfabriqué dont l'installation n'est estimée qu'à une heure et se compose principalement d'un digesteur (1300 L utile) et d'une poche de stockage de gaz (700 L).

Le module commercialisé comporte également une résistance chauffante pour le digesteur et un système de filtration de gaz (filtre au charbon actif à remplacer tous les 4 mois) en sortie pour éliminer les odeurs.

Une soupape de sécurité est présente en cas de surpression de l'installation.

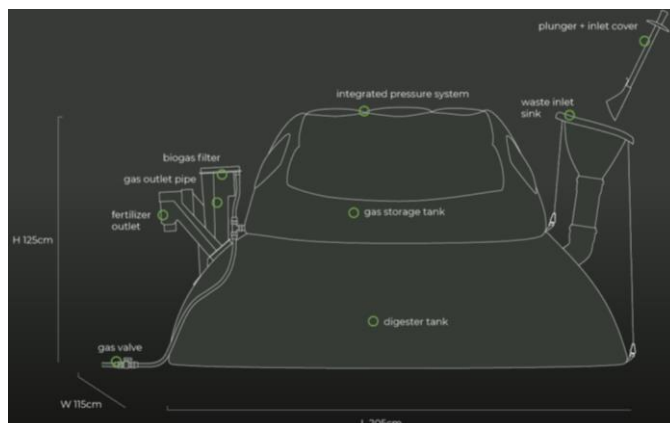


Figure 6. Schéma de l'installation Homebiogas [22]

L'alimentation du digesteur peut se faire avec les déchets organiques alimentaires jusqu'à 6L/jour ou 15 L fumier/jour. Dans ce cas, un volume d'eau de 30L/jour doit être introduit dans le digesteur avec le fumier [22].

Dans les régions où les températures sont supérieures à 20°C le digesteur sera à son fonctionnement optimal. Le processus sera moins performant dans les régions où la température moyenne avoisine les 15°C, la quantité d'intrants devra être diminuée pour compenser la moindre efficacité des bactéries. Dans le cas de régions froides (température moyenne inférieure à 15°C) le dispositif Homebiogas ne pourra pas être utilisé sans matériels additionnels tels qu'une serre, une résistance chauffante et une couverture isolante [22]. Ces équipements permettraient d'augmenter la température de digestion.

Des poches de sable sont prévues sur le stockage du biogaz pour augmenter sa pression et permettre son acheminement jusqu'au dispositif de valorisation. Généralement, le biogaz est utilisé pour alimenter une gazinière qui peut permettre 2h de cuisson par jour pour 600 L de biogaz produit.

L'utilisation d'un dispositif Homebiogas dans un foyer permettrait de limiter les émissions de carbone de 6 tonnes par an [23].

4.1.1.2 Retour d'expérience

Mas Bazan

Une unité Homebiogas est en fonctionnement au gîte de Mas Bazan dans les Pyrénées Orientales. La société ATENA a accompagné le Mas Bazan pour l'installation et le suivi du digesteur. Le gîte a fait le choix de la méthanisation plutôt que du compostage pour valoriser ses déchets de cuisine en raison de la présence de déchets carnés.



Figure 7. Photo du dispositif Homebiogas au Mas Bazan

L'investissement global s'est élevé à 1 200 € pour le matériel et l'accompagnement d'ATENA [24].

Un dispositif de chauffage a été installé (résistance d'aquarium) pour limiter la descente en température du digestat en hiver. L'ensemencement du digesteur a été réalisé avec de la bouse de vache en mars 2019. Il est alimenté depuis avec des restes de repas (déchets organiques, viandes) à raison de 6 kg par jour.

La poche de biogaz se remplit entièrement en 1 à 2 jour et permet une cuisson de 1h30 à 2h, en cohérence par rapport aux données affichées par Homebiogas. Le biogaz produit est valorisé par combustion via une plaque de cuisson dédiée (située à 5 m de l'installation). Cette production est toutefois insuffisante pour couvrir les besoins de cuisson du gîte.

L'unité produit environ 15 L par jour de digestat qui est utilisé pour les plantes et arbres fruitiers de la propriété.

Après un an d'exploitation, le système d'introduction a montré des faiblesses. L'absence de système intégré de broyage et de brassage a conduit à une accumulation de matière en aval de la bouche d'introduction. Pour limiter cette accumulation, l'exploitant injecte aujourd'hui de l'eau avec un jet après chaque introduction. L'absence de broyage semble être un problème majeur pour ce matériel.

Une autre faiblesse du dispositif a été identifiée au niveau du bouchon de vidange car celui-ci avait cédé sous le poids de la matière. Une modification a été apportée. Concernant les odeurs, celles-ci sont constatées à proximité du digesteur, au niveau de l'entrée et de la sortie.

Les Sourciers

Les Sourciers exploitent une microferme Hydroponique Ecologique dans le Gers.

Une unité Homebiogas avait été installée en 2018 pour la digestion de déchets verts. Aujourd'hui, les Sourciers ont fait le choix de ne plus utiliser ce système en raison des contraintes réglementaires (sanitaires) qui ne permettent pas d'utiliser les nutriments du digestat en hydroponie. Lors du démontage de l'unité, des boues non décomposées étaient accumulées en fond de bêche laissant penser que la digestion des matières n'était pas optimisée. L'unité produisait du gaz de manière irrégulière sur l'année et inférieure à celle annoncée par le fournisseur, particulièrement en hiver.

4.1.1.3 Synthèse sur la technologie Homebiogas

Tableau 4. Présentation de la technologie Homebiogas 2.0 [22], [23]

Intrants	Quantité maximale/jour	6 L de biodéchets + 6 L d'eau ou 15 L fumier + 30 L eau
	Prétraitement	Non (broyage à prévoir)
Digesteur	Technologie	Voie semi-liquide
	Volume utile	1,3 m ³
	Température	Psychrophile
	Chauffage	Résistance chauffante
	Temps de séjour	30 à 110 jours
	Agitation	non
Biogaz	Stockage	0,7 m ³
	Production	0,4 - 0,6 m ³ /j
	Temps de cuisson	1,5 – 2 h/j
	Valorisation	Combustion
Prix (hors livraison)³		720 \$ ~ 640 €
Nombre d'unités en fonctionnement dans le monde		1000 Le nombre d'unités françaises n'est pas connu. 2 ont été référencées.
Contact		<p><u>Homebiogas</u> ✉ info@homebiogas.com ✉ support@homebiogas.com https://www.homebiogas.com/</p> <p><u>ATENEA</u> Tecnosud, Site 21, Bât 0-plot B, 320 rue James Watt 66 100 Perpignan France Carolina Guzman ☎ 06 38 63 59 01 ✉ carolina.guzman@groupeatenea.com</p>

³ Livraison estimée à 140\$ pour la France

ATENEA est le distributeur officiel de Homebiogas en France. La société se charge de la commercialisation du matériel mais aussi de sa mise en service, du suivi et de la formation des utilisateurs.

D'autres formats de digesteur sont aussi commercialisés par Homebiogas et présentés dans le tableau suivant.

Tableau 5. Caractéristiques des produits Homebiogas [23]

Modèle		Homebiogas 7.0	Homebiogas 2.0 + Bio-Toilet
Intrants	Quantité maximale/jour	20 L de biodéchets + 20 L d'eau ou 36 L fumier + 70 L eau	300 L Eaux usées domestiques / biodéchets / fumier
Digesteur	Volume	4,5 m ³	1,3 m ³
Biogaz	Stockage	2,5 m ³	0,7 m ³
	Temps de cuisson	6 h/j	1 h/j
	Valorisation	Combustion	Combustion
Prix (hors livraison)		1500 \$ ~1335 €	1115 \$ ~992 €

Homebiogas propose des produits additionnels au module de base, leur prix sont recensés dans le Tableau 6.

Tableau 6. Produits additionnels Homebiogas [23]

Produits additionnels	Prix (en €)
Brûleur simple	34
Brûleur intégré	51
Kit filtre à gaz	17
Comprimés probiotiques	22
Sac de stockage gaz	164
pH-mètre	43
Billes Bio	13
Couverture isolante	133

4.1.2 MyGug (Irlande)

4.1.2.1 Présentation

MyGug est un système totalement automatisé de digestion anaérobie développé en Irlande. Deux versions sont disponibles selon que le produit est destiné à une utilisation domestique ou aux professionnels.

MyGug affirme que son procédé est apte à traiter des déchets ménagers organiques pour des températures ambiantes de -20°C à +40°C [25]. Le traitement des eaux usées n'est pas prévu sur ce type d'unité, de même que l'introduction d'herbe qui est déconseillée car elle peut obstruer le macérateur.



Figure 8. Photo d'un dispositif MyGug domestique [25]

Les déchets sont placés dans un macérateur et une pompe alimente à intervalle de temps régulier le digesteur en forme d'œuf. De cet « œuf » sort d'une part le digestat et d'autre part le biogaz qui est filtré pour éliminer l'hydrogène sulfuré (H₂S). Une soupape permet le maintien de la pression dans le sac de stockage du biogaz.



Figure 9. Photo d'un dispositif MyGug professionnel [25]

MyGug propose des digesteurs de taille variant entre 0,3 m³ et 7,5 m³. Les dimensions exactes ne sont pas communiquées. La forme particulière du digesteur MyGug permettrait un meilleur mélange des intrants et une plus grande résistance mécanique.

4.1.2.2 Retour d'expérience

La technologie est en cours de développement. MyGug a installé 5 unités en Irlande et prévoit d'installer 50 unités l'année prochaine. Aucune unité n'a à ce jour été installée en France mais MyGug cible le marché européen dans les prochains 18 mois.

Le premier prototype de 300 L a été installé en 2018 pour le traitement des déchets d'un ménage. Pendant la période de test, le digesteur a été alimenté en moyenne avec 1,3 kg/j et jusqu'à 3,2 kg/j de biodéchets. Le traitement de 2,0 kg/j a permis de produire une quantité de biogaz à peu près constante autour de 348 L/jour [24].

4.1.2.3 Synthèse sur l'unité MyGug

Tableau 7. Présentation de la technologie MyGug [25]

Intrants	Nature	Déchets organiques ménagers
	Quantité/jour	Entre 1,5 kg et 130 kg
	Prétraitement	Macération
Digesteur	Technologie	Voie semi-liquide
	Volume utile	0,3 m ³ à 7,5 m ³
	Température	Non communiquée
	Chauffage	oui
	Temps de séjour	Non communiqué
	Agitation	Non
Biogaz	Stockage	> 0,05 m ³
	Production	0,2 à 0,5 m ³ /jour (digesteur domestique)
	Valorisation	Combustion
Prix		Confidentiel
Nombre d'unités en fonctionnement		5
Contact		MyGug Clonakilty, Co. Cork Irlande ✉ hello@mygug.eu http://mygug.eu/

4.1.3 Puxin (Chine)

4.1.3.1 Présentation

Shenzhen Puxin Technology Co. Ltd est une société chinoise créée en 2001. Elle a développé de nombreux procédés de digestion anaérobie à petite échelle.

Le digesteur Puxin PX-ABS est commercialisé pour les particuliers. Une serre de 3,4 m³ abrite un digesteur (1,7 m³) et un gazomètre (1,3 m³) [27]. Le système est constitué d'un entonnoir en entrée pour faciliter l'alimentation en déchets et de deux sorties : l'une pour le biogaz qui est filtré (désulfuré) et l'autre pour le digestat. La serre a pour but de favoriser l'accumulation de chaleur et limiter sa dissipation pour favoriser la digestion de la matière et par conséquent la production de biogaz.

Plusieurs éléments sont proposés par Puxin pour compléter le module de base en fonction du type d'intrants et des conditions de fonctionnement :

- ⇒ Un mixeur pour broyer la matière avant l'introduction dans le digesteur,
- ⇒ Une pompe pour alimenter le digesteur en intrants liquides,
- ⇒ Un mélange de bactéries pourensemencer le digesteur,
- ⇒ Un coussin chauffant pour augmenter la température du digestat en période froide. L'efficacité de ce système de chauffage n'est pas connue.

Puxin ne commercialise plus la pompe de circulation qui était proposée initialement pour assurer un mélange du contenu du digesteur. L'absence de mélange apparait comme un point faible de cette technologie pénalisant les performances de la digestion en cas d'accumulation de matière à l'entrée du digesteur.

Un digesteur de plus grande capacité (15 m³) est aussi commercialisé. Le Tableau 8 synthétise les caractéristiques des dispositifs Puxin 3,4 m³ et 15 m³. Les équipements annexes aux digesteurs sont présentés en annexe 2.

4.1.3.2 Retour d'expérience

Le nombre d'unités Puxin 3,4 m³ en France s'élèverait à une dizaine.

Le **Jardin de Sandrine à Esconnets** (65130) s'est équipé d'un Puxin 3,4 m³ en 2019 (Figure 10) pour méthaniser les résidus de fruits et de légumes issus de l'activité de maraichage et de transformation. Les surfaces cultivées représentent 100 m² sous serre et 600 m² en plein champs. La conduite de ce méthaniseur fait l'objet d'un accompagnement dans le cadre du projet Orhi. L'Ardear Occitanie coordonne l'organisation et la réalisation des travaux d'amélioration de l'unité de pico-méthanisation réalisés par l'association Pico Joule. L'APESA est chargée du suivi biologique de l'unité. L'équipement initial a été complété d'une pompe de machine à laver pour recirculer le digestat et ainsi favoriser le mélange et la mise en contact des bactéries avec la matière à dégrader. Des travaux d'isolation du digesteur ont aussi été réalisés pour favoriser le maintien d'une température favorable à la méthanisation en période froide.



Figure 10. Photo du dispositif Puxin au Jardin de Sandrine. Photo APESA.



Le démarrage du méthaniseur s'est fait à l'été 2020 avec de la bouse de vache. Par la suite, en raison de la non activité de transformation de légumes pendant cette période, le digesteur a été essentiellement alimenté avec de l'herbe en mélange avec de l'eau.

Après un fonctionnement satisfaisant sur quelques semaines, le point d'entrée des matières s'est bouché. Malgré différentes tentatives pour résorber le bouchon d'herbe, une vidange du digesteur a dû être réalisée. Ceci montre les difficultés qui peuvent être rencontrées avec ce type de digesteur. Le choix des matières à introduire, leur broyage et mélange à l'eau avant introduction sont des points clés pour l'exploitation du digesteur.

Pour éviter que le bouchage ne se produise à nouveau, l'exploitant réduira la proportion d'herbe à introduire et rajoutera une étape de malaxage à l'eau avec un ratio augmenté à 1/2 (1 kg de matière pour 2 kg d'eau) avant introduction dans le digesteur.

4.1.3.3 Synthèse sur la technologie Puxin

Tableau 8. Caractéristiques des unités Puxin ABS

		Puxin ABS 3,4 m ³ [27]	Puxin ABS 15 m ³ [28]
			
Intrants	Quantité/jour A mélanger à de l'eau au ratio de 1 kg de matière pour 1 à 2 L d'eau	25 kg biodéchets ou 45 kg fumier porc ou 60 kg fumier vache ou 26 kg fumier volaille ou 65 kg légumes	180 kg biodéchets ou 320 kg fumier porc ou 1500 kg fumier vache ou 450 kg fumier volaille 500 kg légumes
	Prétraitement	Non (broyage à prévoir)	Non (broyage à prévoir)
Digesteur	Technologie	Voie semi-liquide	Voie semi-liquide
	Volume utile	1,7 m ³	13,3 m ³
	Poids vide	150 kg	300 kg
	Température	Minimum 10°C	Minimum 10°C
	Chauffage	Oui (optionnel)	Oui (optionnel)
	Temps de séjour	15 à 35 jours	5 à 35 jours
Biogaz	Agitation	Partielle avec une pompe de recirculation en option	Partielle avec une pompe de recirculation en option
	Stockage	1,3 m ³	1,2 m ³
	Production	Max 2 m ³ /jour 4 h cuisson	Non communiqué
Valorisation		Combustion / Cogénération	Combustion / Cogénération
Prix [29] et [30] (hors transport et droit de douanes)		550 \$ - 750 \$ ~ 490 € - 650 €	2 500 \$ - 3 200 \$ ~ 2 210 € - 2 830 €
Nombre d'unités en fonctionnement		200 dans le monde et une dizaine en France	Non connu
Contact		Chine ✉ info1@puxintech.com http://en.puxintech.com/domesticbiogasplant	

La capacité de traitement (tonnage de déchets/j) affiché par le fournisseur apparaît surdimensionnée compte tenu du faible niveau d'équipement des unités (chauffage / agitation) et du temps de séjour nécessaire à la digestion anaérobie.

4.2 Approche simplifiée d'un bilan économique en pico-méthanisation

Une pré-étude économique a été réalisée par l'APESA pour les digesteurs Homebiogas 2.0 et Puxin (3,4 m³) afin d'évaluer leur rentabilité. Les caractéristiques des digesteurs étudiés sont rappelées dans le Tableau 9.

Tableau 9. Caractéristiques des digesteurs Homebiogas et Puxin ABS 3,4 m³ selon les informations des fournisseurs

Modèle		Homebiogas 2.0.	Puxin ABS 3,4 m ³
Intrants : biodéchets	Quantité/jour	6 kg	25 kg
	Digesteur	Volume	1,3 m ³
Biogaz	Stockage	0,7 m ³	1,3 m ³
	Production	0,6 m ³ /j	Max 2 m ³ /j
	Valorisation	Combustion	Combustion
	Prix	720 \$ ~ 640 €	550 \$-750 \$ ~ 490 €-650 €

Dans un premier temps, les coûts d'achat liés aux deux installations de méthanisation sont évalués en comptabilisant les matériels annexes nécessaires (Tableau 10). Il est nécessaire d'équiper le digesteur de Puxin d'un broyeur pour la matière à digérer et d'une pompe pour acheminer le biogaz jusqu'à la gazinière. Le matériel Homebiogas ne nécessite pas ces matériels complémentaires, des sacs de sable intégrés au système permettent d'augmenter la pression du biogaz et jouent le rôle de la pompe à biogaz.

Tableau 10. Détails des calculs de l'investissement global pour les deux pico-digesteurs (prix des matériels en vente en ligne)

Homebiogas 2.0.		Puxin 3,4 m ³	
Postes	Prix €	Postes	Prix €
Digesteur	640	Digesteur	570
Brûleur intégré	51	Brûleur	27
Kit filtre à gaz	17	Broyeur	350
Comprimés probiotiques	22	Stockage gaz	100
Stockage gaz	164	Pompe biogaz (10 W) ⁴	50
Billes Bio	13	Transport et droits de douanes	250
Transport et droits de douanes	250		
Investissement	1 157	Investissement	1 347

Le calcul des gains et dépenses annuels est réalisé pour 2 simulations selon que le gaz économisé par l'utilisation du biogaz est du gaz de ville ou du butane en bouteille.

Nous considérons dans ce cas les hypothèses suivantes :

- Le coût du gaz de ville est de 0,58 €/m³ (moyenne du tarif B1 pour l'année 2020) [31]. Nous supposons que ce tarif est rapporté au volume normalisé de gaz (pression atmosphérique et 0°C) soit 0,58 €/Nm³.
- **PCI butane = 34,361 kWh/Nm³** [32],

⁴ Fonctionnement 4h/jour pendant l'utilisation de la gazinière

Et une masse volumique de 2,51 kg/m³ à 15°C, en phase gazeuse [34] soit 2,65 kg/Nm³ => 1 kg de butane = 0,38 Nm³ gazeux

- Prix du butane : 2,59 €/kg pour du butane en bouteille (25,9 € la recharge de 10 kg) [32] soit 6,86 €/Nm³,
- PCI gaz naturel H (haut pouvoir calorifique) qui alimente 90% du territoire français = **11,4 kWh/Nm³** [33]
- **PCI méthane = 9,96 kWh/Nm³** [32]
- Alimentation des digesteurs 300 j/an

La même énergie de combustion nécessitera, au regard des PCI, 1 m³ de gaz de naturel ou 0,33 m³ de butane ou 1,14 m³ de méthane.

Tableau 11. Détails du calcul des gains et dépenses annuels pour 2 unités de pico-méthanisation alimentées 300 j/an

		Simulation 1 Biogaz en remplacement de gaz de ville		Simulation 2 Biogaz en remplacement butane en bouteille	
		Homebiogas	Puxin 3,4	Homebiogas	Puxin 3,4
Gains	Quantité de biodéchets kg/j	6	25	6	25
	Nm ³ CH ₄ /t biodéchets ⁵	43	43	43	43
	Nm ³ CH ₄ produits/j	0,258	1,075	0,258	1,075
	Prix du gaz €/Nm ³	0,58	0,58	6,86	6,86
	Economie gaz m ³ /j	0,225	0,939	0,075	0,312
	Economie gaz/j	0,131 €	0,545 €	0,513	2,137
	Economie engrais	Non comptabilisée			
Dépenses	Renouvellement du filtre biogaz ⁶	53 €	6 €	53 €	6 €
	Energie électrique pompe biogaz	0	1,5	0	1,5
Economie/an		-14 €	157 €	101 €	635 €

Ce calcul de gain permet de réaliser le calcul du **temps de retour** brut soit l'investissement initial divisé par la recette annuelle (Tableau 12).

Tableau 12. Calcul du Temps de retour Brut sur investissement pour trois pico-digesteurs

	Simulation 1 Biogaz en remplacement de gaz de ville		Simulation 2 Biogaz en remplacement butane en bouteille	
	Homebiogas	Puxin 3,4	Homebiogas	Puxin 3,4
Temps de retour brut sur investissement (an)	Absence de retour sur investissement	7,3	13,4	2,1

La durée de vie de ces unités est estimée à 10 ans. Le Puxin 3,4 permet d'obtenir le meilleur retour sur investissement lorsque le biogaz produit est utilisé en remplacement de butane en bouteille. Lorsque le propriétaire est raccordé au gaz de ville, la rentabilité de l'unité de pico-méthanisation deviendra plus difficile et non atteignable pour le Homebiogas dont la production de biogaz est plus faible que le PUXIN.

Ce calcul suppose que la totalité du potentiel méthanogène de la matière est exprimée en raison du temps de séjour élevé de la matière dans le digesteur. Ceci pourrait ne pas être le cas en particulier pendant les périodes froides où l'activité bactérienne est diminuée.

De plus, la capacité de traitement de déchets affichée par Puxin apparaît surdimensionnée comparativement au digesteur Homebiogas. Le volume du digesteur Puxin est 30% supérieure à celui

⁵ Valeur moyenne extraite de la base de données de tests de potentiel méthane de l'APESA

⁶ Le filtre biogaz et son renouvellement pour une année sont intégrés dans l'achat du homebiogas

du Homebiogas mais selon le fournisseur, il pourrait traiter 4 fois plus de déchets que son concurrent Homebiogas.

Ce bilan économique sera fortement pénalisé par la mise en conformité de l'unité de pico-méthanisation avec les exigences réglementaires. Des investissements non pris en compte dans cette évaluation seront à prévoir (arrêté de déclaration du 10/11/09) et en particulier :

- Clôture de l'installation de manière à interdire toute entrée non autorisée,
- Détecteur de méthane pour les zones confinées (bâtiment équipé d'une gazinière alimentée au biogaz par exemple),
- Ventilation des espaces confinés et les locaux dans lesquels du biogaz pourrait s'accumuler en cas de fuite,
- Analyseur de gaz ($\text{CH}_4/\text{H}_2\text{S}$) et mesure de la quantité produite,
- Formation des exploitants à la prévention des nuisances et des risques,
- Contrôle en continu de la température du digestat et de la pression du biogaz.

4.3 Synthèse sur les procédés de pico-méthanisation

Le Tableau 13 synthétise les principales données techniques et économiques sur les unités de pico-méthanisation commercialisées à ce jour. Les technologies présentées sont celles à destination du marché mondial (liste non exhaustive). Certaines technologies sont destinées au marché indien, africain ou chinois et ne sont pas commercialisées en Europe.

Tableau 13. Tableau de synthèse des technologies de pico-méthanisation

Fournisseurs (Pays)	Modèles	Prix unité €	Valorisation	Volume m ³ digesteur	Coût €/m ³ digesteur
ARTI (Inde)	ARTI BIOGAS PLANT	140 €	Combustion	0,9	156
ATEC (Cambodge)	ATEC BIODIGESTOR	490 €-580 €	Combustion	3,25	150-180
FENGHUO (Chine)	FH-8 m ³	842 €	Combustion	8	105
	FH-10 m ³	975 €		10	97
	FH-30 m ³	1 330 €		30	44
	FH-50 m ³	3 100 €		50	62
FLEXIGESTER (Angleterre)	FLEXIGESTER V10	/	Combustion	De 10 à 80	Non connu
	FLEXIGESTER SIB	/		5	Non connu
HOMEBIOGAS (Israël)	HOMEBIOGAS 2	640 €	Combustion	1,3	492
MYGUG (Irlande)	MYGUG	confidentiel	Combustion	0,3 à 7,5	Confidentiel
PUXIN (Chine)	PUXIN ABS 3,4 m ³	490 € - 650 €	Combustion	1,7	290-380
	PUXIN ABS 15 m ³	2 210 € - 2 830 €		13,3	166-212
SISTEMA BIO (Colombie, Kenya, Inde, Mexique)	SISTEMA BIO	min 1 185 €	Combustion + Cogénération	de 4 à 40	Non connu
VIVESTY GREEN (Inde)	PORTABLE BIOGAS PLANT	415 € (digesteur 1 m ³)	Combustion	0,5 à 3	415

5 Micro-méthanisation : présentation des technologies et unités existantes

La micro-méthanisation concerne principalement les petites exploitations agricoles et les collectivités qui souhaitent trouver des alternatives à l'élimination de leurs déchets organiques.

Une étude sur la micro-méthanisation a été réalisée en 2015 par l'institut AgroTech A/S dans le cadre du projet Européen "BioEnergy Farm II – Les effluents, un carburant durable pour la ferme" [9]. Un recensement des unités de méthanisation à petite échelle avait été réalisé en Europe. Sur 13 pays européens étudiés, près de 875 installations de méthanisation à petites échelles (<100 kWé) ont été recensées [9]. La Figure 11 présente la répartition de ces unités par pays.

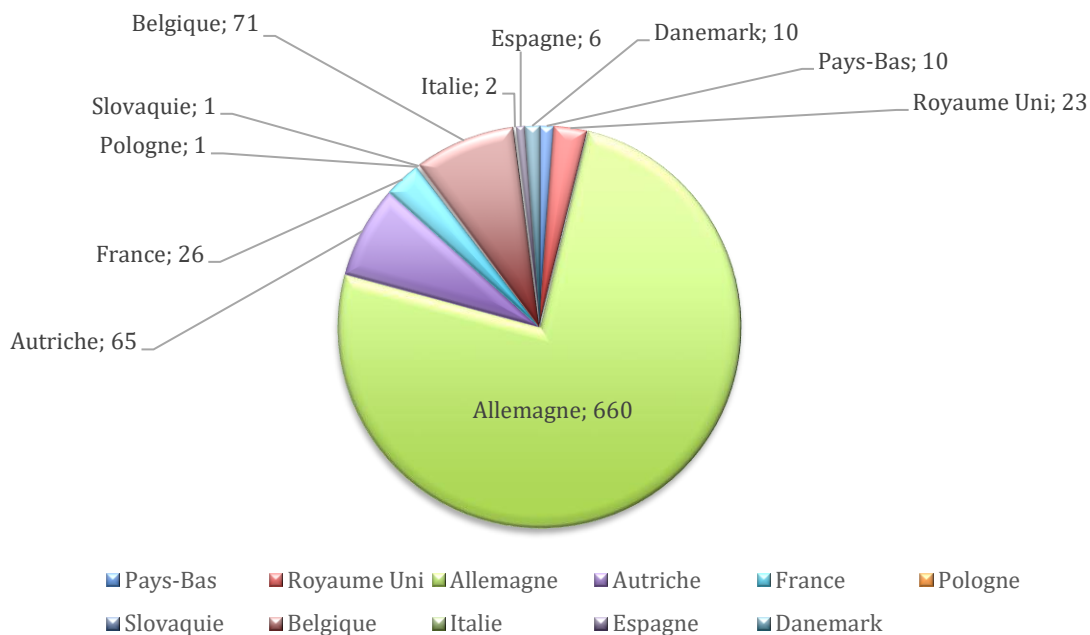


Figure 11. Schéma illustrant le nombre d'unités de micro-méthanisation en Europe en 2015 (graphique réalisé à partir des données de [9])

L'Allemagne compte la majorité des unités à petite échelle installées en Europe. La France rencontre un retard quant au développement de ces unités se positionnant derrière l'Allemagne, la Belgique et l'Autriche. En 2015, 26 unités françaises étaient recensées [9] :

- Une dizaine d'unités voies sèche discontinu,
- Une quinzaine en infiniment mélangé,
- Une unité avec couverture flottante.

Un recensement a été réalisé plus récemment par le GERES dont l'étude a été publiée en juin 2020 [11]. Il a permis de recenser 90 unités de micro-méthanisation en France dont la puissance installée est < 80 kWé ou 20 Nm³ CH₄/h [11]. La base SINOE de l'ADEME recense 836 unités de méthanisation au 8/12/2020. La micro-méthanisation représente environ 10% du parc de méthaniseurs en France [35]. Ces unités présentent les caractéristiques suivantes [11]:

- Intrants de type agricole à plus de 90%,
- Valorisation du biogaz par cogénération (80% des unités concernées) et combustion directe via une chaudière (20% des unités),
- puissance électrique installée < 36 kWé pour 25% des unités,
- fonctionnement en voie sèche pour 13% des unités.

Les principales technologies de micro-méthanisation (liste non exhaustive) sont présentées ci-après par catégories de déchets traités : biodéchets, lisier en gisement majoritaire et gisements mixtes.

5.1 Digestion des biodéchets

5.1.1 EnWise (Chine)

5.1.1.1 Présentation

La société chinoise EnWise a développé un digesteur en voie sèche (OSCAR) pour le traitement de déchets organiques (biodéchets, effluents d'élevage) [36]. Les capacités de traitement disponibles s'établissent entre 500 kg et 30 tonnes/j.

L'unité conteneurisée intègre plusieurs modules (Figure 12):

- Prétraitement avec broyage pour transformer la matière première en boue pompable,
- Digestion par un procédé voie sèche avec mélange par pâle,
- Valorisation du biogaz par cogénération après purification,
- Post-traitement du digestat avec une séparation liquide/solide par flottation. La fraction liquide est post-traitée pour éliminer l'azote et le phosphore avant rejet en station d'épuration urbaine. La fraction solide est séchée et utilisée comme amendement organique.

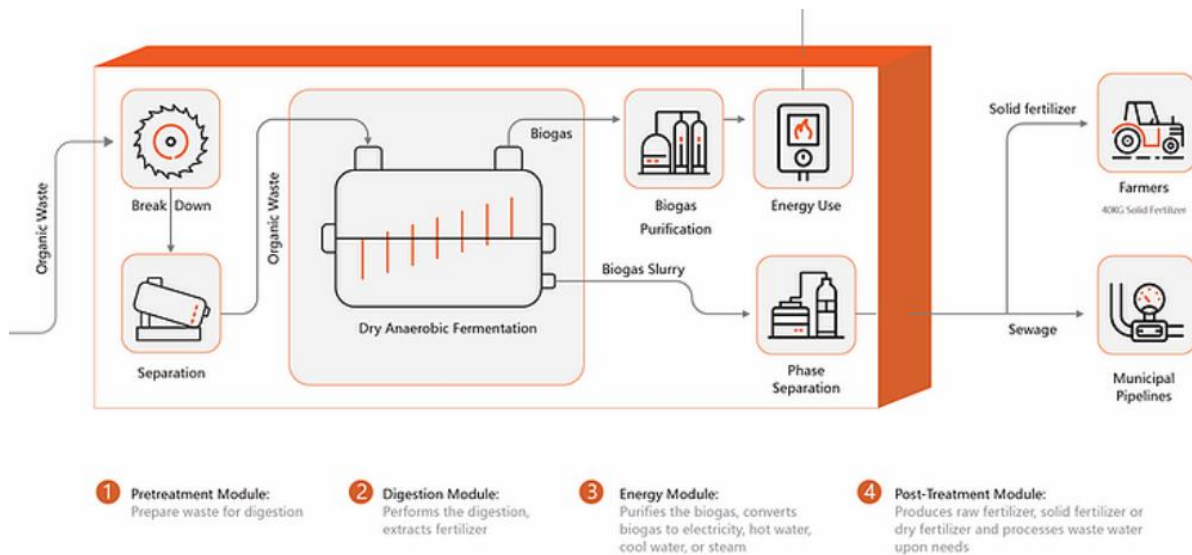


Figure 12. Schéma de principe du procédé OSCAR de Enwise [36]

5.1.1.2 Retour d'expérience

Cinq unités sont en fonctionnement aujourd'hui dont 4 en Chine principalement pour le traitement de biodéchets [36]. Deux unités chinoises sont équipées d'un cogénérateur avec une puissance installée de 20 kWé [36].

Une unité est actuellement testée à Lyon dans le cadre du projet Decisive. Ce projet européen (septembre 2016 – février 2021) réunit 13 partenaires avec comme objectif la conception de programmes innovants de gestion des biodéchets urbains [37].

Le digesteur, acheté par Suez et installé en 2019 doit permettre de traiter 50 t/an de biodéchets. Le biogaz est valorisé avec un moteur de cogénération Sirling de 1 kWé et 8 kWth qui ne nécessite pas d'épuration poussée du biogaz [36][37]. Le digestat subit une séparation de phase. Des essais de retour au sol sont réalisés sous serre avec la fraction liquide hygiénisée (engrais hydroponique). La fraction solide est compostée. Le coût de cette unité est de 150 000 € [11].

Une autre unité doit être installée en Espagne (Catalogne).

5.1.1.3 Synthèse sur la technologie Enwise

Tableau 14. Caractéristiques de la technologie Enwise

Intrants	Nature	Biodéchets solides
	Quantité	
Prétraitement		Broyage
Digesteur	Technologie	Voie sèche
	Volume	Non communiqué
	Température	Mésophile ou thermophile
	Chauffage	oui
	Taux de MS	Non communiqué
	Agitation	oui
	Temps de séjour	Non communiqué
Biogaz	Stockage	2h de production de biogaz
	Production	/
	Valorisation	Cogénération Chaleur Vapeur Système de refroidissement
Digestat	Post-traitement	Séparation de phases par flottation : ⇒ Fraction liquide : traitement de l'azote (annamox, nitrification, dénitrification) et du phosphore, ⇒ Séchage de la phase solide
Investissement		150 000 € pour 1 kWé Dépendant du type de modules choisis
Nombre d'unités en fonctionnement		6 (5 en Chine et 1 en France)
Contact		ENWISE 260 Yuantai Road, Baoshan District Shanghai Chine ✉ joy.luo@enwise.io https://www.enwise.io/

5.1.2 Bee & Co (France)

5.1.2.1 Présentation

Bee & Co (Bureau d'étude en Energie et Environnement et Contrôle commande) est une société française de 8 personnes, créée en 2012 [39]. Elle a développé un système de micro-méthaniseur containerisé pour le traitement de biodéchets : la *BioBeeBox®* (Figure 13). Ce dispositif est destiné aux grandes surfaces, exploitations agricoles, collectivités territoriales, restauration collective, marchés alimentaires.



Figure 13. Photo de la BioBeeBox® [39]

Le système *BioBeeBox®* peut s'adapter au traitement de 80 à 1500 tonnes par an de déchets.

Il est proposé à la location longue durée et à la vente.

La BioBeeBox® a été conçue pour le traitement des biodéchets grâce à son unité d'hygiénisation/pasteurisation (traitement thermique à 70°C pendant une heure).

Le principe de fonctionnement de la BioBeeBox est présenté sur la Figure 14.

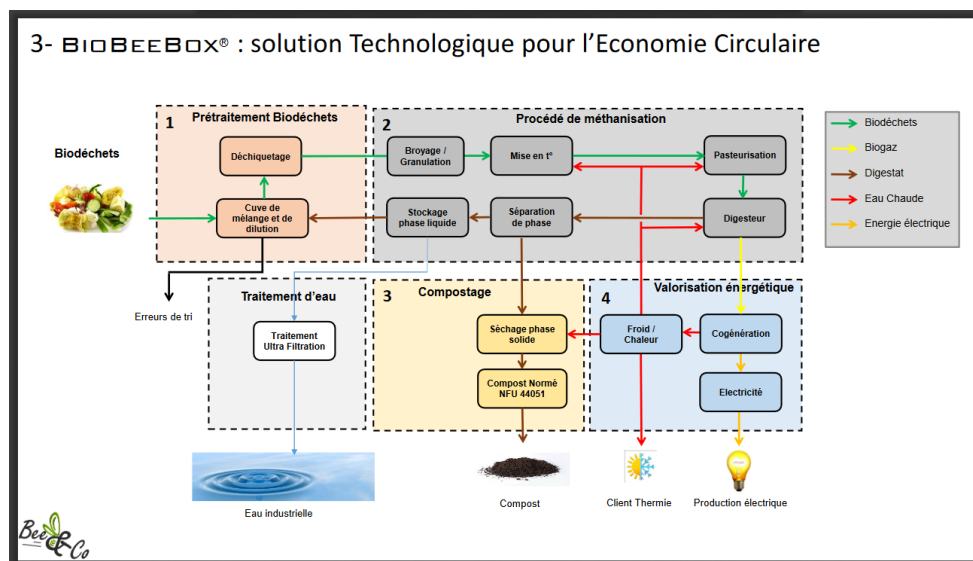


Figure 14. Schéma du fonctionnement de la BioBeeBox® [39]

L'unité de traitement intègre deux containers à minima. Un broyeur de déchiquetage et de granulation à 12 mm prépare la matière avant les étapes de pasteurisation puis méthanisation. Le biogaz est déshumidifié puis désulfuré et valorisé par cogénération. Une chaudière est présente sur l'unité et permet de consommer le biogaz en cas d'indisponibilité du cogénérateur.

Une fois la méthanisation réalisée dans les cuves de digestion, le digestat subit une de séparation de phase générant :

- ⇒ Une fraction solide compostée par aération forcée (cycle de 14 jours),
- ⇒ Une fraction liquide traitée par ultrafiltration pour la production d'eau claire ou la dilution des intrants.

Pour 300 tonnes de déchets traités, la BioBeeBox® produit 10 tonnes de compost normé NFU44-051 et 200 m³ d'eau.

5.1.2.2 Retour d'expérience

Deux unités BioBeeBox® sont aujourd'hui installées.

Prototype BioBeeBox® à Bordeaux

L'unité est installée sur le site du Marché d'Intérêt National (MIN) de Bordeaux depuis juillet 2017. Ce méthaniseur d'une capacité de 250 kg/j de matière organique (100 t/an) est équipé d'une chaudière. Le coût d'investissement s'élève à 220 000 €.

Le traitement de 32 tonnes de déchets a permis de produire 1,6 tonne de compost et 4 000 Nm³ de biogaz [39].

Unité BioBeeBox® à Vitry Sur Seine [39], [40]

L'unité a été installée en 2020 dans le cadre du projet Vitry Bee'Z en association avec la commune de Vitry sur Seine. Les biodéchets traités sont issus de la cuisine centrale de Vitry-sur-Seine, du self municipal, de deux marchés forains et d'une quarantaine d'écoles primaires et maternelles.

Un véhicule au GNV réalise la collecte des déchets à proximité du site d'implantation du micro-méthaniseur [39].

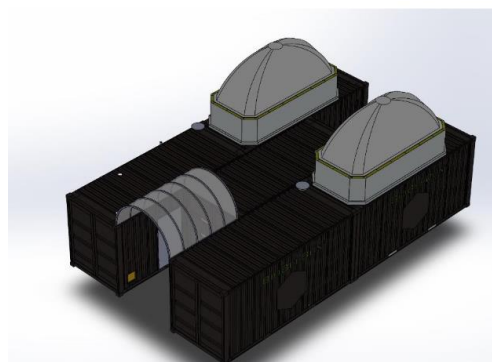


Figure 15. Exemple de la conception modulaire de la BioBeeBox® de VITRY [39]

L'unité est composée de six containers (Figure 15) :

- un container de chargement de 40',
- deux containers de digestion d'une capacité totale de 400 t/an de déchets,
- un container pour la cogénération (10 kWé),
- un container pour la valorisation du digestat.

Elle a été dimensionnée pour traiter 300 t/an de biodéchets et produire :

- environ 30 000 Nm³/an de biogaz,
- 60 MWh/an d'énergie électrique commercialisée,
- 90 MWh/an d'énergie électrique pour l'autoconsommation du dispositif,
- 10 t/an de compost normé et 200 m³/an d'eau industrielle (ultrafiltrée) qui seront utilisés pour les espaces verts de Vitry sur Seine.

Un démonstrateur permettra de produire de l'eau déminéralisée par osmose inverse.

Le montant de l'investissement total pour ce projet s'élève à 690 000 € avec un coût d'exploitation de l'ordre de 118 000 €/an, coûts de collecte inclus [40].

5.1.2.3 Synthèse sur la technologie BioBeeBox

Tableau 15: Caractéristiques de la technologie [41]

Intrants	Nature	Biodéchets solides
	Quantité	
Prétraitement		Broyage + pasteurisation
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	Non communiqué
	Température	Mésophile
	Chauffage	Chauffe-eau
	Taux de MS	8 à 14%
	Agitation	oui
	Temps de séjour	24 jours
Biogaz	Stockage	Bâche souple double membrane
	Production	100 Nm ³ biogaz/tonne de déchets
	Valorisation	Cogénération (moteur 10 kWé) + Chaudière
Digestat	Post-traitement	Séparation de phases puis :
		⇒ Ultrafiltration phase liquide ⇒ Compostage phase solide
Investissement		180-1 700 000 € H.T.
Nombre d'unités en fonctionnement		2 et un projet aux Comores pour 2021 selon le format de Vitry

Contact	Bee and Co Rue de la gabarre 33270 Floirac ✉ contact@biobeebox.fr Véronique Perez (Présidente). ☎ 06 07 14 31 47 https://www.biobeebox.fr/newpage
----------------	--

5.1.1 SEaB Energy (Royaume Uni)

5.1.1.1 Présentation [42]

SEaB Energy est une société anglaise créée en 2009. Le siège social, est basé à Londres mais la société installe des unités en Angleterre et à l'étranger : Portugal, France, Espagne, Etats Unis, Corée, Australie et Afrique du Sud.

Elle a breveté deux technologies de digestion anaérobie assemblées dans des conteneurs pour une installation compacte et rapide. Ce brevet est dorénavant valable en France et une antenne de SEaB Energy devrait être installée en France en 2021.

- Le Muckbuster®

Le Muckbuster a été créé pour traiter des résidus agricoles (lisier et fumier). Une pompe alimente le digesteur et un cogénérateur est utilisé pour valoriser le biogaz. Les déchets solides peuvent être introduits dans un dispositif optionnel de prétraitement avant d'entrer dans le digesteur [43].

- Le Flexibuster™

Ce procédé a été conçu pour traiter les déchets organiques alimentaires.

Ce conteneur est totalement automatisé avec :

- une zone d'alimentation des intrants,
- une zone de digestion,
- une zone de stockage du biogaz produit.

Un détecteur de gaz commande l'arrêt du système en cas de fuite [44].

La plus importante unité installée a une puissance de 180 kWé.



Figure 16. Représentation Flexibuster™ [43]

Les charges organiques appliquées pour ces deux technologies sont dans la gamme de 1 à 5 kg MSV⁷/m³/jour.

5.1.1.2 Retour d'expérience

Flexibuster™ à Thiverval-Grignon (78 850)

Un digesteur SEaB Energy est installé en France chez SEPUR, groupe indépendant spécialisé dans la collecte et le traitement des déchets. Le Flexibuster™ est utilisé pour le traitement de biodéchets issus de marchés, supermarchés, producteurs et restauration individuelle et collective [44]. Les déchets sont des fruits et légumes et SPAN de catégorie 3 (déchets de boucherie et poissonnerie, lait, œuf...).

⁷ MSV : Matière Sèche Volatile

L'unité développée par SEaB Energy pour la société SEPUR est composée de :

- 1 container de réception des intrants. Les déchets sont introduits dans une trémie, puis macérés et mélangés au digestat.
- 5 containers « digesteurs » empilables d'une capacité de 1,2 t/j chacun,
- 1 container de stockage du gaz généré (18 m³),
- 1 container pour le pilotage du système et l'hygiénisation des digestats,
- 1 génératrice produisant chaleur et électricité (50 kWé).



Figure 17. Photo du système Flexibuster™ installé sur le site de SEPUR [44]

Les digestats sont liquides en raison du faible taux de matière sèche dans le digesteur (3%). Une partie est recirculée avec les déchets et l'excédent (2,4 t/j) est hygiénisé puis intégré dans une filière de compostage.

Le coût de l'unité s'est élevé à 575 000 € H.T..

5.1.1.3 Synthèses sur les technologies Muckbuster® et Flexigester™

Tableau 16. Présentation des technologies de SEaB Energy [45]

		Muckbuster®	Flexibuster™
Intrants	Nature	Liquide + Solide (lisier et/ou fumier)	Liquide + Solide (biodéchets)
	Quantité	180 à 1 080 t/an	180 à 1 080 t/an
	Prétraitement	Broyage / hygiénisation	Broyage / hygiénisation
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé	Infiniment mélangé
	Volume	Non communiqué	Non communiqué
	Température	Mésophile	Mésophile
	Chauffage	oui	oui
	Taux de MS	De 3% à 10%	De 3% à 10%
	Agitation	oui	oui
	Temps de séjour	Non communiqué	Non communiqué
Biogaz	Stockage	18 m ³	18 m ³
	Production	Non communiqué	Jusqu'à 120 m ³ /jour/digesteur [46]
	Valorisation	Cogénération/ Chauffage 8 – 65 kWé	Cogénération/ Chauffage 10-50 kWé
Digestat	Post-traitement	Séparation de phase / Pasteurisation Compostage	Séparation de phase / Pasteurisation Compostage
Investissement		300 000 à 400 000 € H.T. pour 50 kWé	180 000 € à 600 000 € 575 000 € H.T. pour 50 kWé [46]
Nombre d'unités en fonctionnement		10	40
Contact		SEaB Power Ltd 41 Luke Street, Londres Angleterre Sandra Sassow (co-fondatrice) ✉ sandrasassow@seabenergy.com https://seabenergy.com/about-seab/	

5.1.1 Tryon (France)

5.1.1.1 Présentation

Tryon est une société française créée en avril 2015 autour de la méthanisation locale des biodéchets alimentaires (épluchures, restes de repas, produits périmés...). Cette société propose un système de méthanisation à petite échelle visant à traiter et valoriser les déchets organiques des activités économiques (sites agroalimentaires, grandes surfaces, restauration) et des ménages. L'installation *Modul'O* (Figure 18) est conçue avec de simples modules standards et préfabriqués pour un minimum de génie civil et un déploiement simple et rapide dans des zones péri-urbaines. La volonté affichée par TRYON est de développer une mini-filière autofinancée avec tous les services nécessaires (collecte sélective, gestion du digestat...) répliquables et adaptables à différents sites agroalimentaires, petites communes voire villes moyennes [47].

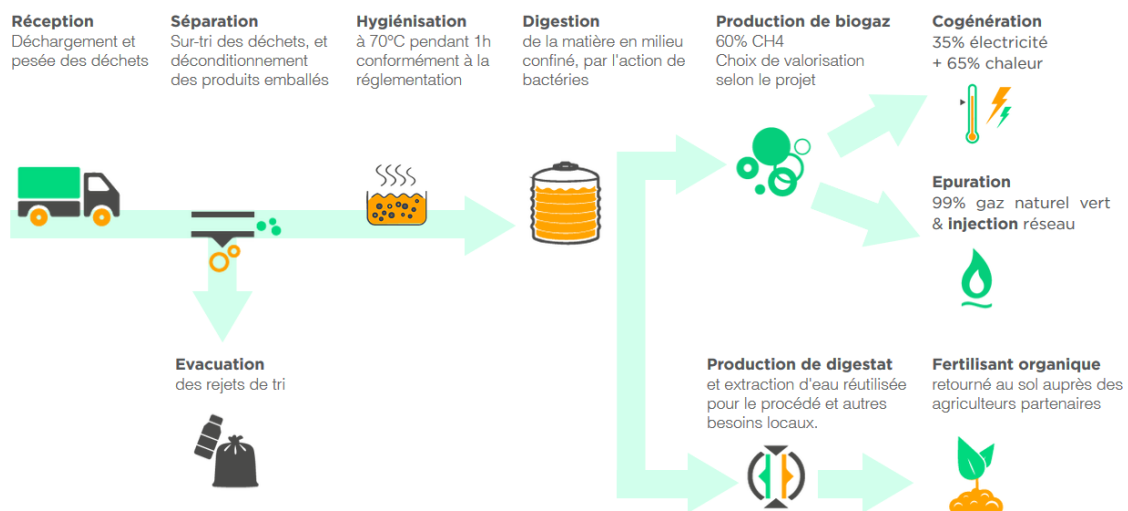


Figure 18. Représentation d'une filière de digestion selon le process Modul'O [47]

Chaque module de digestion peut traiter 1 000 t/an. Ils peuvent s'accumuler pour atteindre la capacité de traitement nécessaire (

Figure 19).

La capacité de traitement d'une unité peut varier de 1000 à 8 000 t/an de déchets. La valorisation du biogaz se fera par cogénération pour les plus petites capacités, l'injection sur le réseau de gaz naturel peuvent être envisagée à partir de 3 000 t/an.



Figure 19. Représentation d'un site Modul'O [47]

5.1.1.2 Retour d'expérience

Le Modul'O sera installé pour la première fois en 2021 en partenariat avec le syndicat ValoSeine. Le département des Yvelines et Sodexo, à travers la société CMIDY, ont confié à TRYON la gestion complète des déchets alimentaires des cantines des 116 collèges du département. L'unité sera opérationnelle à partir du 2e trimestre 2021 avec une capacité de traitement initiale sera de 4000 t/an pour augmenter progressivement jusqu'à 8000 t/an. Le biogaz produit sera épuré puis injecté dans le

réseau de gaz naturel. Quant au digestat, il sera stocké sur un second site et valorisé auprès des agriculteurs [47].

5.1.1.3 Synthèse sur la technologie Modul'O

Tableau 17. Présentation de la technologie Modul'O de TRYON

Intrants	Nature	Biodéchets solides
	Quantité	1000 à 8 000 t/an
Prétraitement	Déconditionnement ⁸ + broyage + hygiénisation (70°C, 60 min, 12 mm)	
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	20 à 100 m ³
	Température	Mésophile
	Chauffage	Oui (25% de la production de biogaz est utilisée pour le chauffage)
	Taux de MS	10 à 20%
	Agitation	oui
	Temps de séjour	Environ 30 jours
Biogaz	Stockage	25 à 80 m ³
	Production	700 à 7000 MWh/an
	Valorisation	Cogénération à partir de 30 kWé Epurat+ Injection dans le réseau de gaz Epannage direct ou extraction de l'eau par séparation de phase poussée pour valoriser la fraction solide en filière compost
Digestat	Post-traitement	Epannage direct ou extraction de l'eau par séparation de phase poussée pour valoriser la fraction solide en filière compost
Investissement		700 000 à 5 000 000 € H.T.
Nombre d'unités en fonctionnement en France		1 en construction
Contact		Tryon 46 rue René Clair 75018 Paris ✉ sebastien@tryon-environnement.com https://www.tryon-environnement.com/le-modul-o

5.2 Digestion de lisier en gisement majoritaire

5.2.1 Bioelectric (Belgique) / Agripower

5.2.1.1 Présentation

Bioelectric est un groupe spécialisé dans les « mini unités standards de méthanisation » implanté dans toute l'Europe. Cette société d'origine belge a été créée en 2009, elle se positionne sur la construction en série d'équipements de méthanisation pour limiter les coûts et simplifier les opérations de livraison/montage.

Agripower France installe les unités Bioelectric en France.

Les équipements proposés par Bioelectric sont destinés aux exploitations agricoles bovines avec un minimum de 1500 m³/an de lisier (i.e. entre 100 et 200 vaches laitières en bâtiment avec raclage et production de lisier).

L'unité est composée du digesteur et d'un conteneur technique (Figure 20) pour un encombrement de 500 m² au sol environ.



⁸ Traitement séparant les biodéchets emballés de leur emballage.

Figure 20. Unité de méthanisation installée par Bioelectric [48]

Le process peut être totalement automatisé avec une alimentation et une extraction par pompage. Le contrôle à distance peut être réalisé par Bioelectric avec un suivi assuré par l'exploitant (à raison de 20 à 30 minutes/jour de travail selon Bioelectric) [48].

Le digesteur (de 10, 13 ou 15 m de diamètre) est en acier inoxydable avec une isolation au *Styrodur* et un circuit de chauffage au sol et sur les parois. L'agitation est réalisée par un brasseur avec moteur externe. Le temps de séjour du lisier dans le méthaniseur est compris entre 20 et 25 jours. Le gazomètre (double membrane) est équipé d'un système de désulfuration et de contrôle de la pression.

La cogénération est placée dans un conteneur technique. Plusieurs puissances sont disponibles à partir de 11 kWé jusqu'à 77 kWé. Les puissances généralement installées sont de 33 et 44 kWé correspondant à des élevages de 150 à 200 bovins [49].

L'électricité produite par les moteurs de cogénération peut être introduite dans le réseau et la chaleur utilisée pour chauffer l'installation.

Les travaux à mettre en œuvre pour l'installation d'une unité comprennent [48]:

- Le terrassement du site,
- La réalisation d'une dalle pour supporter le conteneur et le digesteur,
- La réalisation des tranchées,
- La connexion du conteneur en eau et électricité,
- L'installation de la pompe d'alimentation dans la fosse à lisier.

5.2.1.2 Retour d'expérience

Les références de Bioelectric en France se situent dans le Nord et le Nord-ouest de la France [48].

La **coopérative Unéal à Saint-Laurent-Blangy (62 223)** est équipée d'une unité de méthanisation Bioelectric depuis 2018 [50]. Le méthaniseur traite le lisier de 140 vaches (Figure 21).



Quantité d'intrants : 12 m³/jour de lisier

Valorisation du biogaz : 264 000 kWh/an électriques + 337 424 kWh/an thermiques

Investissement : 240 000 € (méthaniseur + pré-fosse + raccordement au réseau)

Temps de retour sur Investissement : 7 ans

Figure 21. Installation Bioelectric à la coopérative Unéal [50]

Oelegem, Belgique

Une unité Bioelectric a été installée à Oelegem (Belgique) en 2013. Les points clés de cette unité sont présentés dans le Tableau 18.

Tableau 18. Retour d'expérience d'une installation Bioelectric à Oelegem [51]

Digestion	Quantité d'intrants (lisier)	2 900 m ³ /an
------------------	------------------------------	--------------------------

	Volume digesteur	240 m ³
	Température de fonctionnement	35°C - 40°C
	Temps de séjour	25 jours
Production	Quantité de biogaz	24 m ³ /tonne de lisier
	Puissance du moteur	19,4 kWé
Valorisation de la chaleur		73%
Investissement	Investissement	150 000 € H.T. (i.e. 7 732 € H.T./ kWé installé)
	Revenus annuel brut	43 404 €
	Coût maintenance annuelle	6 000 €
	Temps de retour sur investissement	4 ans

5.2.1.3 Synthèse sur la technologie Bioelectric

Tableau 19. Caractéristiques de la technologie Bioelectric

Intrants	Nature	Lisier uniquement
		Quantité
	Prétraitement	Aucun
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	200 m ³ - 300 m ³ - 450 m ³ (10-13-15 m de diamètre et 2,5 m de hauteur)
	Température	Mésophile (42°C)
	Chauffage	Oui
	Taux de MS	<10%
	Agitation	Oui
	Temps de séjour	22 à 26 jours
Biogaz	Stockage	Bâche (20 m ³ - 50 m ³ - 75 m ³)
	Production	24 m ³ /tonne de lisier
	Valorisation	Cogénération (11 à 77 kWé) + Chauffage
Digestat	Post-traitement	aucun
Investissement	22 kW	220 000 € H.T.
	33 kW	300 000 € H.T.
	44 kW	350 000 € H.T.
Nombre d'unités en fonctionnement		200 en Europe 65 à 70 unités en France
Contact		Agripower France Boulevard Ampère 44 470 Carquefou France Eric Lecoq (Directeur Général) ☎ 02 28 06 05 90 ✉ contact@agripower-france.com https://www.agripower-france.com/

Agripower France propose une solution de méthanisation par voie sèche discontinue pour des tonnages de l'ordre de 3 000 t/an de Fumier - 33 kWé. La commercialisation de ce procédé démarre.

Tableau 20. Caractéristiques de la technologie par voie sèche – Agripower [49]

Intrants	Nature	Fumier uniquement
		Quantité
	Prétraitement	Aucun
Digesteur	Technologie	Voie sèche discontinue
	Volume	300 m ³ (4 conteneurs de 75 m ³)
	Température	Mésophile (42°C)
	Chauffage	oui
	Taux de MS	Entre 25 et 50% MS

	Agitation	non
	Temps de séjour	40 à 55 jours
Biogaz	Stockage	Gazomètre tampon
	Production	80 m ³ /tonne de fumier
	Valorisation	Cogénération (33 kWé)+ Chauffage
	Digestat	Post-traitement
Investissement	33 kW	300 000 € H.T.
	Nombre d'unités en fonctionnement	Commercialisation en cours
	Contact	Agripower France Boulevard Ampère 44 470 Carquefou France Eric Lecoq (Directeur Général) ☎ 02 28 06 05 90 ✉ contact@agripower-france.com https://www.agripower-france.com/

5.2.2 Mcube (France)

5.2.2.1 Présentation

Le projet MCUBE, cofinancé par l'Union européenne s'est déroulé sur la période 2015 – 2019 pour le développement d'une solution de Micro-Méthanisation Modulaire [52].

Il a réuni différents partenaires :

- Ovalie Innovation (filiale innovation des groupes coopératifs agricoles Maisadour et Vivadour) en tant que représentant du groupe,
- 2 entreprises : Atelier des Graves (31), SIREA (81)
- des centres de recherche : INP Purpan (31), INSA CRITT GPTE (31).
- des institutionnel: ADEME, Région Occitanie, Union Européenne au travers du FEDER.

Le procédé MCube consiste en une bache flottante installée sur des cuves existantes pour la récupération du biogaz produit. Un chauffage de la cuve et une agitation sont installés pour maximiser la production. Un « cube méthanisation » intègre les équipements techniques : automate de contrôle, outils de pompage, de brassage, de chauffage, d'épuration [53].



Figure 22. Installation MCube (Source Ovalie Innovation)

La valorisation du biogaz produit se fait actuellement en cogénération (les puissances allant de 36 à 62 kWé). D'autres voies de valorisation sont à l'étude. Un projet de recherche est notamment en cours pour développer une solution de micro-épuration, ce qui permettrait une valorisation du biométhane en injection sur les réseaux de gaz. En effet, les faibles débits de biogaz produits ne sont pas, aujourd'hui, compatibles avec les épurateurs existants sur le marché.

Cette technologie de micro-méthanisation se veut modulaire et standardisée pour une installation rapide et un coût optimisé. La société Enaccess, filiale d'Ovalie innovation, a été créée pour faciliter le déploiement de la technologie MCube. Les démarches administratives, investissements et l'exploitation du micro-méthaniseur seront réalisés par Enaccess qui contractualisera l'achat du lisier auprès des producteurs [53].

5.2.2.2 Retour d'expérience

Deux unités pilotes sont aujourd'hui installées avec des puissances de 36 kWé :

- une unité dans le Gers (Barcelone-sur-Gers) pour le traitement de lisier de canards,
- une unité à la Ferme expérimentale de Lamothe de l'Ecole d'Ingénieurs de Purpan, à Seysses pour la digestion d'effluents bovin.

En 2021, 5 nouvelles unités de micro-méthanisation devraient être installées en Région Nouvelle Aquitaine et Occitanie. La mise en service de ces unités permettra de tester le modèle développé par Enaccess avant de déployer plus largement cette technologie.

5.2.2.3 Synthèse sur la technologie MCube

Tableau 21. Présentation de la technologie MCube

Intrants	Nature	Effluents et résidus agricoles
	Quantité	1 000 à 10 000 t/an
Prétraitement	non	
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé couverture de la fosse de stockage du lisier + rajout chauffage et agitation
	Volume	Cuve/fosse existante
	Température	30°C
	Chauffage	oui
	Taux de MS	Non communiqué
	Agitation	Bullage de biogaz
Temps de séjour	En moyenne 6 mois	
Biogaz	Stockage	Sous couverture
	Production	Non communiqué
	Valorisation	Cogénération
Digestat	Post-traitement	Non concerné
Investissement	300 000 € - 500 000 € H.T. pour une unité de 36 kWé (1 000 m ³ /an de lisier + substrats complémentaires)	
Nombre d'unités en fonctionnement en France	2 unités pilote : 5 en projets	
Contact	Ovalie Innovation Mme Anne-Marie Busutil ✉ Annemarie.busutil@ovalie-innovation.com ☎ 06 37 76 35 82 https://ovalie-innovation.com/projetmclub/	

5.2.3 Nénufar (France)

5.2.3.1 Présentation

Nénufar est une PME française spécialisée dans la valorisation du biogaz issu de fosses de stockage. La PME a développé la couverture Nénufar (Figure 23) qui s'adapte à la géométrie des fosses existantes et à la présence d'agitateurs [54].

Quatre avantages principaux sont avancés pour ce procédé [55]:

- Réduction des nuisances olfactives et émissions de GES liés au stockage du lisier,
- Conservation de la valeur fertilisante (azote) des lisiers en limitant les émissions d'ammoniac,
- Limitation des volumes à épandre en prévenant les entrées d'eaux pluviales,
- Valorisation du biogaz produit pendant le stockage.



Figure 23. Couverture Nénufar [55]

La couverture est une bâche lestée dans le lisier par un tore pneumatique dans lequel est disposé un tore d'eau permettant l'enfoncement d'une dizaine de centimètre en profondeur. En cas de surpression, le biogaz peut s'échapper par l'espace entre le mur de la fosse et la couverture.

Pour les installations de méthanisation déjà en fonctionnement, la couverture Nénufar peut être installée sur les fosses à digestat ou pré-fosses d'intrants pour capter le biogaz et optimiser la production de méthane.

Nénufar propose l'installation d'unités complètes intégrant les canalisations de biogaz, un surpresseur ATEX (transport et mise en pression du biogaz), un analyseur de gaz (CH_4 , CO_2 , H_2S , O_2), un débitmètre biogaz, un traitement du biogaz (par injection d'oxygène ou filtre à charbon actif) ainsi que sa valorisation.

Le biogaz peut être valorisé en production de chaleur (une chaudière) ou avec un cogénérateur (36 kWé).

5.2.3.2 Retour d'expérience

La première unité Nénufar a été installée à la ferme expérimentale de Grignon à Thiverval-Grignon (78 850) en 2014 [56].

La bâche est positionnée sur une fosse à lisier bovin de 25 m de diamètre et d'une capacité de 1 500 m³ (Figure 24). L'exploitation produit 5 500 m³ de lisier bovin par an.

Le biogaz est stocké dans la bâche puis dirigé vers une chaudière de 240 kW qui sert à chauffer l'eau nécessaire aux procédés de la laiterie (pasteurisation).

Sur cette unité, aucun système de chauffage n'est installé. La production de biogaz est par conséquent dépendante de la température et varie tout au long de l'année. Une économie de 10 000 €/an est estimée sur la consommation de combustibles.



Figure 24. Photo de l'installation Nénufar sur l'unité Multiporc de l'Aire (élevage porcin, valorisation chaudière). Source Nénufar.

Une unité de méthanisation va être installée sur le site pour le traitement de fumier. La fosse à lisier existante sera transformée en cuve de stockage de digestat. La couverture Nénufar restera en place et permettra de valoriser le biogaz qui sera dirigé vers l'épurateur du nouveau projet de méthanisation.

Gaec de Pécane, à Bréhan [57]

Les associés du Gaec de Pécane ont équipé leur fosse à lisier d'une couverture Nénufar (30 m de diamètre) pour leur élevage de 150 vaches laitières. Cette fosse de 3 500 m³ permet une autonomie de stockage de 9 mois. Compte tenu du volume, le temps de séjour du lisier dans la fosse est long permettant une production maximale de biogaz. Le temps de travail pour l'exploitation de cette unité est estimé à 2 h/semaine par les éleveurs sans compter la surveillance quotidienne de l'installation.

L'investissement s'est élevé à 260 000 € pour la couverture de la fosse, les 3 brasseurs permanents de 15 kW de puissance, le moteur de cogénération de 36 kW⁹ posé sur une dalle bétonnée et protégé dans un caisson isolé, le surpresseur, l'analyseur de biogaz, le système de traitement au charbon actif ainsi que le réseau de chaleur desservant un poulailler de 1 000 m² et la maison d'habitation. Une partie de la chaleur est utilisée pour chauffer partiellement la fosse via des serpentins d'eau chaude et augmenter la température du lisier de 5°C environ.

L'économie de gaz pour le chauffage du poulailler serait de 1 500 à 2 000 €/an. Le projet a reçu le soutien financier de la Région Bretagne (60 000 €) et de l'Ademe (24 000 €). Le temps de retour sur investissement est estimé à 6 ans (aides déduites).

D'autres retours d'expériences sont présentés dans l'étude technico-économique réalisée par Émilie Bondonfer [55]. Les éléments clés de ces retours d'expérience sont synthétisés dans le Tableau 22.

Tableau 22. Exemples d'exploitations dotées d'une couverture Nénufar [55]

Site	Quantité d'intrants par an alimentant la fosse couverte par le procédé Nénufar	Capacité de la fosse m ³	Valorisation biogaz
Station porcine de Guernevez (29)	500 m ³ lisier porcin	300	Chauffage
SARL Ferti watt à Fougerolles-du-Plessis (53)	Digestat de méthanisation	8 000	Cogénération
SCEA de Neuville (36)	5500 m ³ lisier porcin	3 400	Chauffage chaudière de 70 kW
EARL du Quistillic (29)	1700 m ³ lisier bovin	500	Chauffage
EARL de l'Avenir (44)	Digestat de méthanisation	2 300	Cogénération

5.2.3.3 Synthèse sur la technologie Nénufar

Tableau 23. Présentation de la technologie Nénufar [57]

Intrants	Nature	Lisier bovin et porcin / digestat
	Quantité	1500 t/an (minimum) à 30 000 t/an ⁹
Prétraitement		non
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	Cuve existante de stockage
	Température	Psychrophile
	Chauffage	oui
	Taux de MS	2% (lisier de veau) à 11-12% (élevage bovin lait sur logette paillée)
	Agitation	Dépend de l'installation existante
	Temps de séjour	Dépendant de la taille de la cuve de stockage
Biogaz	Stockage	Gazomètre
	Production	Non communiqué
	Valorisation	Cogénération (élevage laitier > 100 vaches) / Chauffage
Digestat	Post-traitement	Pas de post-traitement
Investissement		50 000 € - 170 000 € H.T. pour la couverture 260 000 € H.T. pour une installation complète de 36 kW ⁹

⁹ Elevages porcins

Nombre d'unités en fonctionnement en France	50
Contact	Nénufar SAS 127 rue Charles Tillon (Bâtiment B7) 93 300 Aubervilliers France ☎ 09 86 32 84 84 Rémy Engel (Directeur Général) ✉ r.engel@nenufar.fr http://nenufar-biogaz.fr/

5.2.4 PlanET (Allemagne)

5.2.4.1 Présentation

PlanET est une société allemande créée en 1998. Elle compte aujourd'hui plus de 180 employés dans les antennes techniques d'Allemagne, des Pays-Bas, de France et du Canada. 450 unités de méthanisation PlanET ont été installées dans le monde dont plus de 50 unités en France [58].

PlanET commercialise le digesteur « VALENTIN » avec des puissances installées pouvant aller de 40 à 150 kWé. L'équipement est modulaire et prémonté en atelier pour permettre une construction rapide de l'ordre de 2 à 3 semaines sur une fondation béton préinstallée [58]. Le digesteur est en acier inoxydable.

Deux modules sont commercialisés, les principales caractéristiques sont présentées dans le Tableau 24 [58].

Tableau 24. Caractéristiques techniques des modules Valentin [59].

	Valentin 600	Valentin 900
Volume de digestion	580 m ³	891 m ³
Diamètre	16,5 m	20,5 m
Quantité de substrat traité au maximum pour 30 jours de temps de séjour	19 m ³ /j 7 000 m ³ /an	29,5 m ³ /j 10 500 m ³ /an
Puissance	40 – 80 kWé	60 - 150 kWé
Volume du gazomètre	600 m ³	900 m ³

5.2.4.2 Retour d'expérience

Une unité Valentin est installée chez SARL Novalait à Graffigny-Chemin (52150) depuis novembre 2018 (Figure 25). L'élevage compte 340 vaches laitières, 60 veaux et 40 Jersiaises [59]. L'unité de méthanisation 100% lisier intègre une citerne de 50 m³, un digesteur de 600 m³ équipé d'un chauffage (au sol et mural), un agitateur eco@mix et un cogénérateur de 50 kWé [58][59].



Figure 25. Photo de l'installation PlanET à la SARL Novalait [61]

L'électricité est revendue à EDF et la chaleur valorisée pour la production d'eau chaude sanitaire de la salle de traite. Le digestat est épandu pour fertiliser les cultures. Le temps de suivi de l'unité serait limité à quelques minutes par jour auxquelles s'ajoute la vidange du moteur toutes les 2 semaines [59]. Le coût d'investissement s'est élevé à 500 000 € [60].

5.2.4.3 Synthèse sur la technologie PlanET

Tableau 25. Présentation de la technologie Valentin de PlanET

	Nature	Effluents et résidus agricoles
Intrants	Quantité	7 000 – 10 000 m ³ /an
	Prétraitement	Non concerné
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	580 - 891 m ³
	Température	Mésophile
	Chauffage	Oui
	Taux de MS	<10%
	Agitation	eco@mix
	Temps de séjour	30 jours (diffère selon les projets)
Biogaz	Stockage	600-900 m ³
	Valorisation	Cogénération : 40 – 150 kWé
Digestat	Post-traitement	Selon besoin
Investissement		450 000 - 500 000 € H.T. (50 kWé)
Nombre d'unités en fonctionnement en micro-méthanisation < 80 kWé		Dans le monde : 450 En France : 50
Contact		Biogaz PlanET France Rue Ampère 35 340 Liffré France ☎ 02 23 25 56 50 ✉ info@biogaz-planet.fr Ph. DERU Tél. 03 25 01 04 99 contact@phderu.fr http://slurry-to.energy/fr/ http://www.biogaz-planet.fr/

5.3 Digestion de gisements mixtes

5.3.1 Agrikomp (Allemagne)

5.3.1.1 Présentation

AgriKomp est une société allemande dont la filiale AgriKomp France a été créée en 2006 [62]. Spécialiste de la méthanisation à petite échelle, la société a installé 950 unités dans le monde. Agrikomp propose des solutions de valorisation du biogaz par cogénération ou injection dans le réseau, pour des puissances allant de 55 kWé à quelques MWé [63].

Les solutions AgriSelect sont proposées pour les plus petites unités, elles sont adaptées aux exploitations de plus de 70 UGB¹⁰. La puissance installée peut aller de 50 à 195 kWé en cogénération [64].

Des modules standards et pré-montés sont utilisés pour réduire le temps de réalisation.

Ces unités (Figure 26) sont généralement équipées :

- d'un système d'introduction de la matière solide (Vielfrass®),
- d'une fosse FormProtect,
- d'une membrane de stockage de gaz (Biolene®),
- d'un agitateur à pales (Paddelgigant®),
- d'un cogénérateur.

¹⁰ UGB ou « Unité de Gros Bétail » est un taux de conversion des animaux en unité énergétique permettant de quantifier les besoins en énergie d'une exploitation.

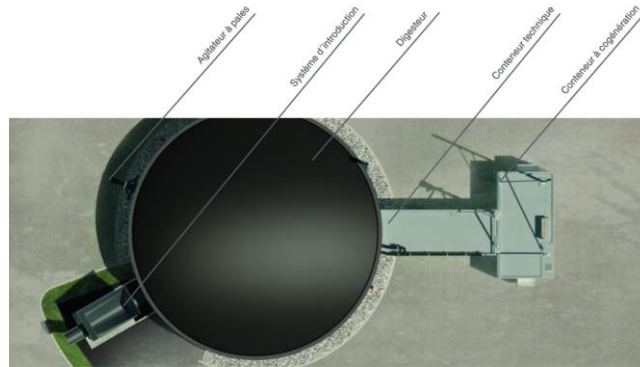


Figure 26. Unité de méthanisation AgriSelect [65]

Des exemples de solutions de micro-méthanisation sont présentés sur la brochure AgriSelect [11] (Tableau 26).

Tableau 26. Inventaires des solutions de cogénération par AgriKomp [63]. Ne sont présentées que les exemples de puissance ≤ 100 kWé.

Puissance en kWé	55	80	100
Diamètre digesteur (m)	13	13	16
Quantité d'intrants pour exemple (t/an)	1950 lisier bovin 780 fumier bovin 400 ensilages 80 refus d'auges 80 menues paille	2800 lisier bovin 1100 fumier bovin 450 ensilages 150 refus d'auges 100 menues paille	3500 lisier bovin 1500 fumier bovin 450 ensilages 150 refus d'auges 150 menues paille
Vaches laitières	65	90	120
Production électricité kWh/an	457 710	665 760	832 200
Production chauffage kWh/an	583 335	773 946	915 420

5.3.1.2 Retour d'expérience

La liste des références AgriKomp est accessible depuis leur site internet [64]. Les puissances installées sont majoritairement comprises entre 150 et 250 kWé. Agrikomp construit peu d'unités de micro-méthanisation qui présentent des rentabilités plus faibles que les projets de taille supérieure. Une unité de faible puissance a été installée en 2011. Elle est présentée ci-après.

GAEC du Gros Chêne (41700 Couddes)

Une unité sur mesure a été installée en 2011 pour une puissance installée de 75 kWé pour la digestion de substrats agricoles (

Figure 27,

Figure 28) [64].

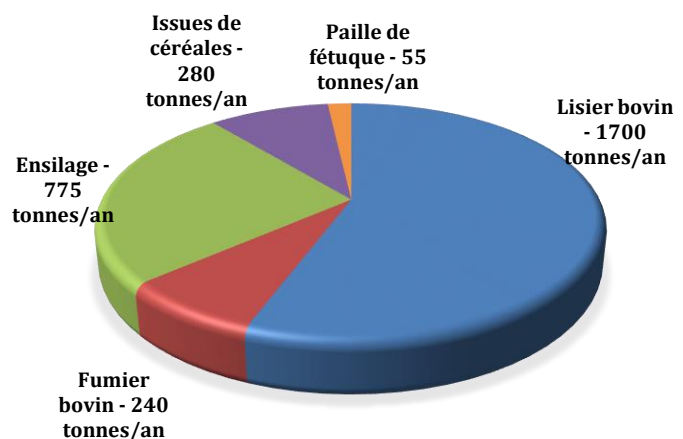


Figure 27. Photo de l'installation AgriKomp au Gaec du Gros Chêne

Figure 28. Répartition des tonnages d'intrants AgriKomp au Gaec du Gros Chêne

L'unité traite 3 050 t/an de déchets agricoles générant 2 795 m³/an de digestat.

5.3.1.3 Synthèse sur la technologie AgriKomp

Tableau 27. Présentation des technologies de micro-méthanisation proposées par AgriKomp

Intrants	Nature	Fumier, lisier, déchets de céréales, ensilage
	Quantité	> 4 500 t/an
Digesteur	Prétraitement	Hygiénisation : thermique Cooker®
	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	Non communiqué
	Température	Mésophile
	Chauffage	oui
	Taux de MS	Jusqu'à 12%
	Agitation	oui
Biogaz	Stockage	Cuve avec membrane Biolene® (EPDM)
	Valorisation	Cogénération (minimum 55 kWé)
Digestat	Post-traitement	Séparation de phase Quetschprofi® (Un tamis fin et un cylindre pneumatique)
Investissement		9 000 € H.T. /kWé [57]
Nombre d'unités en fonctionnement		130 toutes tailles confondues en France. Plus de 950 unités de méthanisation dans le monde. Peu de références en micro-méthanisation (< 85 kWé).
Contact		AgriKomp France rue Franciade 41 260 La Chaussée St Victor France Bastien VERDIER (Technico commercial biogaz Sud-Ouest) ✉ b.verdier@agrikomp-biogaz.fr ☎ 02 54 56 18 57 www.agrikomp.fr

5.3.2 Enerpro Biogaz (France)

5.3.2.1 Présentation

Enerpro Biogaz, société française créée en 2015, propose différents modules de micro-méthanisation en voie sèche et liquide destinés aux secteurs agricoles, aux brasseries et fromageries [56]. Elle compte aujourd'hui 4 personnes.

Quatre modules sont aujourd'hui commercialisés :

- Module Compact (Capacité de 10 ou 20 m³)

Ce module breveté est dédié au traitement de petits volumes d'effluents liquides (lisier, lactosérum, effluents liquides organiques) en continu.

Le système est enterré permettant une alimentation par gravité. La température du digesteur est réglée par une dalle chauffante [56].



Figure 29. Photographie du procédé "Compact" d'Enerpro Biogaz [66]

- Enercube (Capacité de 100 m³)

Enercube est dédié au traitement des effluents liquides. Enerpro dispose de l'exclusivité de commercialisation de ce module. La cuve de digestion rectangulaire, en acier, est agitée par bullage du biogaz [67]. Deux unités ont été installées, dont une avec valorisation du biogaz par cogénération (50 kWé) et une unité dans une brasserie avec une valorisation du biogaz sous forme de chaleur (60 kWth).



Figure 30: Photographie du procédé Enercube (source Enerpro)

- Module Casier (Capacité de 20 m³)

Ce module traite des petits volumes de solides pailleux (fumiers, déchets végétaux) en discontinu. Le Casier est basé sur le procédé Ducellier-Isman qui permet de limiter les équipements et la consommation énergétique pour le mélange et l'homogénéisation. Les jus produits, chargés de bactéries méthanogène, sont re-circulés par des systèmes d'ouverture/fermeture de vannes contrôlés par l'exploitant. La température est régulée [68].

- Enerpente (Capacité supérieure à 150 m³)

Ce module est la déclinaison gros volume du Casier. Enerpente se présente sous la forme de silos de type fosses bateau. Il est basé sur le procédé Ducellier-Isman en voie solide discontinue. La matière est introduite dans le silos avec un tracteur ou un chariot télescopique [56].

Une unité vient d'être installée pour le traitement de fumier, elle est conçue pour alimenter un groupe de cogénération de 63 kWé. Son démarrage est en cours [69].



Figure 31: Photographie du Enerpente (source Enerpro)

5.3.2.2 Retour d'expérience

⇒ Compact

4 unités Compact ont été installées par Enerpro. La première unité a été installée, en 2016, à la Ferme du Meunier dans le Morbihan [56] pour le traitement d'effluents de fromagerie et du son produit par la boulangerie. L'investissement s'est élevé à 25 000 € [56].

Elle traitait 25 L/j de lactosérum, 50 L/j d'eaux blanches et 25 t/an de son de blé. La technologie Compact est conçue pour les effluents liquides mais fonctionnait, dans le cas de la Ferme du Meunier, avec des matières solides dégradables. Le biogaz était utilisé pour produire de la chaleur servant à chauffer l'eau de la fromagerie (3000 kWh/an) et pour sécher le millet et le sarrasin (1500 kWh/an), grâce à un ballon de stockage de 50 m³.

Ce méthaniseur ne fonctionne plus depuis 2018 en raison de l'arrêt de l'activité d'élevage et par conséquent de la production d'effluents à traiter. Le digestat n'a pas été valorisé pendant la période d'utilisation du méthaniseur.

⇒ Silotour

Ce procédé fonctionne, depuis 2016, à la Ferme de Bel Air dans le Finistère [70] dans le cadre d'un projet pilote. Il traite 2 600 m³/an de lisier de veaux.



Le silo (Figure 32) est alimenté en lisier toutes les 20 minutes grâce à une pompe. Le biogaz produit (13 000 m³/an) s'accumule en haut du digesteur. Il est ensuite filtré puis valorisé par une chaudière de 40 kWth [11].

L'eau chaude est utilisée principalement pour la production du lait reconstitué pour les veaux. Elle est aussi utilisée pour réchauffer le digestat (35°C) dont une partie est mélangé avec les intrants.

Le coût de l'installation s'est élevé à 75 000 € [70]

- 46 000 € digesteur,
- 12 000 € container + chaudière,
- 10 000 € automatisme + équipements,
- 7 000 € étude.

Figure 32. "Silo tour" Enerpro Biogaz à la Ferme de Bel Air

L'installation a été cofinancée à hauteur de 40% par la Région et l'Ademe dans le cadre du Plan énergétique breton et du développement d'une unité pilote expérimentale. Les éleveurs prévoient un retour sur investissement sur 10 ans avec 10 700 € annuels d'énergie économisée et 3 000 € de charges estimées [71].

⇒ Casier

Deux unités ont été installées par Enerpro biogaz [56]. Le module casier est utilisé sur une exploitation comptant 70 vaches laitières, une fromagerie et un atelier de fabrication de pâtes. Les matières méthanisées sont principalement du fumier pailleux, ainsi que du lactosérum et des déchets de pâtes. L'unité est composée de deux modules « Casier » et une vessie de stockage des jus de 20 m³. Le biogaz est valorisé en chaleur avec une chaudière biogaz de 7 kWth. Le coût de l'installation s'élève à 65 000 €.

5.3.2.3 Synthèse sur les technologies Enerpro Biogaz

Tableau 28. Caractéristiques des technologies Enerpro Biogaz [67], [71]

		Compact	Enercube	Casier	Enerpente
Intrants	Nature	Liquides (lisier, lactosérum)		Solides (fumiers, déchets végétaux)	
	Quantité	Selon le type d'intrants			
	Prétraitement	non	Enerfeed en option pour le broyage	non	non
Digesteur	Technologie	Semi-liquide		Voie solide	
	Volume	10 ou 20 m ³	100 m ³	20 m ³	>150 m ³
	Température	Mésophile	Mésophile	Mésophile	Mésophile
	Chauffage	Dalle chauffante	Réseau de chaleur interne	Dalle chauffante	Dalle chauffante
	Taux de MS	< 20% MS intrants		> 50% MS intrants	
	Agitation	En option par bullage	Oui par bullage	Non, recirculation des jus	Non, recirculation des jus
	Temps de séjour	Non communiqué	Non communiqué	Non communiqué	Non communiqué

		Compact	Enercube	Casier	Enerpente
Biogaz	Stockage	20 m ³	70 m ³	20 m ³	Fonction de la taille des digesteurs
	Production	Jusqu'à 60 m ³ /jour, suivant intrants et T°C	jusqu'à 300 m ³ /j	Jusqu'à 60 m ³ /j	Fonction de la taille des digesteurs
	Valorisation	Chaleur	Cogénération 30 à 120 kWé ou chaleur	Chaleur	Cogénération 60 à 120 kWé
Digestat	Post-traitement	En option	En option	Possible compostage	Possible compostage
Investissement		30 000 à 100 000 € H.T.	300 000 à 600 000 € H.T. avec cogénération	30 000 à 100 000 € H.T.	300 000 à 600 000 € H.T. avec cogénération
Nombre d'unités en fonctionnement		4	2	2	1
Contact		Enerpro Biogaz 154 rue de Vern 35200 RENNES France ☎ 06 32 74 46 62 ✉ Alexandre.bougeant@enerpro-biogaz.fr			

5.3.1 Green2Gas (France)

5.3.1.1 Présentation

Green2Gas, anciennement BIO4GAS, est une société française créé en 2011. Aujourd'hui, elle compte une vingtaine de salariés. Elle commercialise des unités de méthanisation à l'échelle de la ferme, en cogénération et depuis 2018 en injection.

5.3.1.2 Retour d'expérience

Green2Gas compte une quarantaine de références en France. Une quinzaine de références ont été installées à l'échelle de la micro-méthanisation. Aujourd'hui la société ne se positionne plus sur les puissances de 50 et 64 kWé mais sur les puissances de 75 kWé minimum.

GAEC des Trois Communes

Une unité de micro-méthanisation Green2Gas a été installée au GAEC des Trois Communes à La Chapelle-Thècle (71470) en 2017 [73]. L'exploitation réalise de la polyculture et de la production laitière avec 65 vaches sur les 200 bovins de la ferme.

Le méthaniseur est alimenté chaque année par 1 800 tonnes de lisiers, 800 tonnes de fumier et 300 tonnes de CIVE. A ceci s'ajoutent 250 t/an de marc de raisin et 250 t/an d'issues de céréales.

Une préfosse de 25 m³ est utilisée pour le mélange des intrants qui sont ensuite pompés, broyés et introduits dans le digesteur de 600 m³ (technologie Bert) pour un temps de séjour de 50 jours.

Le digesteur (Figure 33) est composé de deux cuves en béton, l'une dans l'autre, communiquant par des ouvertures à la base de la cuve interne. Le biogaz produit est stocké sous le plafond et dans un gazomètre souple sur le toit.



Figure 33. Photo de l'installation du GAEC des Trois Communes [73]

Le chauffage et le brassage continu sont réalisés grâce à l'effet thermosiphon d'un procédé breveté le Thermo-Gas Lift (TGL®). Ce tube à double paroi en inox est positionné au centre de chaque chambre. En complément, deux agitateurs semi-immérgés sont placés en haut de chaque cuve pour casser la croûte.

Le biogaz est valorisé par un cogénérateur permettant de générer 64 kWé et 87 kWth. La chaleur est utilisée pour le distributeur automatique de lait pour les veaux, pour le chauffage de deux habitations et pour un séchoir à plat de deux cellules de 60 m².

L'exploitation de cette unité nécessite un équivalent mi-temps (alimentation du digesteur, suivi de la méthanisation et maintenance).

L'investissement total s'est élevé à 752 000 € HT dont 45 000 € pour le séchoir. Le projet a été subventionné à hauteur de 280 767 € par l'ADEME et la Région Bourgogne-Franche-Comté.

5.3.1.3 Synthèse sur la technologie Green2Gas

Tableau 29. Caractéristiques de la technologie Green2Gas

Intrants	Nature	Substrats agricoles
	Quantité	> 3 500 t/an
	Prétraitement	Broyage
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	Non communiqué
	Température	Mésophile
	Chauffage	oui
	Agitation	Thermo-Gas Lift (TGL®) et agitateurs semi-immérgés
Biogaz	Temps de séjour	Non communiqué
	Stockage	Double membrane au-dessus du digesteur
	Production	Non communiqué
Digestat	Valorisation	Cogénération 75 kWé Injection pour les projets de taille suffisante
	Post-traitement	Non communiqué
Investissement		600 000 € - 700 000 € H.T. pour les unités de puissance 75 kWé soit 8 000 à 9 300 € H.T./kWé
Nombre d'unités en fonctionnement		Une quarantaine de références en France avec une quinzaine en micro-méthanisation Green2Gas
Contact		Parc SWEN - 1 rue des Vergers Bât 6 Allée B – 69 760 Limonest France ✉ audrey.beaumadier@g2gas.com https://green2gas.com/

5.3.1 Host (Pays-Bas)

5.3.1.1 Présentation

La société néerlandaise Host commercialise le digesteur « Microferm » pour les petites exploitations agricoles produisant des résidus agricoles. Il consiste en un digesteur tour de type infiniment mélangé. **Il n'est plus proposé en France mais reste disponible à l'étranger.** Les unités installées en France sont aujourd'hui équipées d'une valorisation du biogaz par injection favorisant les méthaniseurs de tailles supérieures à la micro-méthanisation.

5.3.1.2 Retour d'expérience

Une unité « Microferm » a été installée en France en 2013. Elle est toujours en fonctionnement au Gaec Des Buissons à Saint-Lambert-La-Potherie (49 070). Cette tour de 12 m (135 m³) traite les effluents d'élevage de 115 vaches laitières [74] :

- 2 750 t/ de lisier,
- 836 t/an d'eaux de lavage de traite,
- 195 t/an de refus de silos d'aliments,
- 44 t/an de menues paille.



Figure 34. Photo de l'installation du GAEC des Buissons [75]

Le biogaz produit après une dizaine de jours de dégradation est traité par charbon actif avant la cogénération (65 kWé) pour produire de l'électricité et de la chaleur pour le chauffage de quatre maisons et l'eau sanitaire de l'élevage. Le digestat brut est épandu.

L'exploitation du méthaniseur est estimée à 19 h/mois pour le suivi technique et administratif, la maintenance du digesteur et le chargement des intrants [74].

L'unité a coûté 576 000 € qui ont été financé à 40 % par l'ADEME et le Conseil Régional des Pays de la Loire. Le retour sur investissement était estimé à 7 ans.

5.3.1.3 Synthèse sur la technologie Microferm de Host

Tableau 30. Présentation de la technologie Microferm

Intrants	Nature	Effluents et résidus agricoles
	Quantité	> 4 000 t/an
Prétraitement	Selon besoin	
Digesteur	Technologie	Infiniment mélangé
	Volume	135 m ³
	Température	mésophile

	Chauffage	oui
	Agitation	Brasseur à pâle
	Temps de séjour	12 jours
Biogaz	Stockage	Enveloppe souple
	Production	Selon intrants
	Valorisation	Cogénération / injection
Digestat	Post-traitement	Post -digesteur
Investissement		576 000 € H.T. (65 kWé)
Nombre d'unités en fonctionnement		200 installations en Europe dont une dizaine en France
Contact		HOST France La Raboisnelière 44110 ERBRAY France ☎ 02 44 05 53 90 ✉ info@hostfrance.fr https://www.host.nl/fr/methanisation/

5.3.2 Exemple de digesteurs auto-construits

Attirés par une autosuffisance énergétique, un gain économique et environnemental, certaines exploitations ont construit leur propre digesteur [76].

Digesteur autrichien pour effluents d'élevage [76]

Le projet européen BioEnergy Farm 2 (2014-2016) sur la "petite méthanisation" a permis de recenser un certain nombre de références de micro-méthaniseurs. Un exemple a en particulier été reporté sur un méthaniseur auto-construit en Autriche par M. Berneckers, agriculteur pratiquant l'agriculture biologique.

Les intrants (fumier et lisier bovin) sont conduits par gravité dans une fosse de réception en béton de 12 m³ et mélangés à des effluents d'élevage. Les effluents sont poussés de la fosse au digesteur à mesure de l'entrée des intrants. Le digestat est de la même façon, poussé du digesteur à une autre fosse puis pompé vers la fosse de stockage de 700 m³. Quant au biogaz, il est stocké dans un gazomètre alimentant un cogénérateur.

Tableau 31. Récapitulatif et retour d'expérience d'une installation auto-construite en Autriche [76]

Installation	Date de construction	2011
	Quantité d'intrants	1 170 t/an (730 t/an lisier bovin 440 t/an fumier bovin)
	Volume digesteur	120 m ³
	Température de fonctionnement	39°C
	Temps de rétention	35-40 jours
Production	Quantité de biogaz	50 000 m ³ /an
	Energie électrique	6 kWé 52 000 kWh/an
	Energie thermique	148 000 kWh/an
Consommation électrique de l'unité elle-même		7 %
Investissement	Montant de l'investissement	100 000 € H.T. 16 667 € H.T. / kWé installé
	Retour sur l'investissement	5-6 ans si accepté comme centrale électrique verte Sinon 10-12 ans

Le temps de travail est estimé à 15 minutes / jour.

Digesteur du Gaec du Bois Joly

Le méthaniseur a été réalisé pour partie en auto-construction avec l'accompagnement de la société Aria Energie, concepteur de l'unité de méthanisation [77].

Cette technologie de type discontinue a été installée en 2007 (Figure 35).

L'installation est composée :

- D'une aire de stockage des intrants de 450 m².
- De 4 digesteurs en parallèle d'une capacité de 185 m³ chacun (pour une capacité totale de 740 m³), en béton, semi-enterrés, équipés d'un chauffage et d'un gazomètre (bâche en EPDM de 120 m³)
- D'une aire de stockage du digestat de 275 m²
- D'un cogénérateur de 30 kWé.



Figure 35. Photo de l'installation du GAEC du Bois Joly [72]

La chaleur produite à partir du biogaz permet de :

- Chauffer le lisier en amont du digesteur et les jus de recirculation issus des fonds de silo.
- Maintenir la température entre 37°C et 40°C.
- Couvrir les besoins thermiques de l'exploitation.

Chaque digesteur est chargé 4 à 5 fois par an avec 56 t/chargement de matière brute solide et 39 t/chargement de matière brute liquide. L'installation a été dimensionnée pour traiter 1 380 t matières/an. Cette exploitation a fait l'objet d'un suivi de l'ADEME entre le 01/02/2009 et le 30/04/2010 [77]. Ce suivi a montré que les performances de méthanisation sont satisfaisantes avec une expression de 90 % du potentiel méthanogène du mélange. Ces performances sont obtenues grâce à un temps de séjour élevé évalué à 70 jours.

L'utilisation du digestat à la place d'engrais chimiques permet au GAEC d'économiser 8 000 €/an. De plus, l'exploitation échange le digestat contre de la paille pour les bovins et économise ainsi 6 000 €/an de nourriture pour les bovins. Les économies liées à la récupération de la chaleur sont estimées à 4 000 €/an en chauffage pour l'exploitation.

L'investissement global s'est élevé à 314 200 € H.T. soit 10 473 € H.T./kWé. Le montant global des aides (ADEME et Conseil Général de Vendée) s'est élevé à 140 420 € H.T. soit un taux de subvention de 44 % de l'investissement total [77].

5.4 Synthèse sur les procédés de micro-méthanisation

Le Tableau 32 synthétise les principales données techniques et économiques sur les technologies de micro-méthanisation étudiées.

Les coûts d'investissement s'élèvent entre 6 500 et 14 000 € H.T./kWé et dépendent du type et de la quantité des substrats traités. Les unités traitant des biodéchets doivent être équipés de modules d'hygiénisation contrairement aux autres unités. Le ratio de coût le moins élevé correspond au process de Nénufar qui équipe les fosses de stockage de couvertures pour récupérer le biogaz ce qui limite les coûts comparativement aux autres technologies qui imposent la construction de digesteurs.

Tableau 32. Tableau de synthèse des technologies de micro-méthanisation

Fournisseurs (Pays)	Modèles	Technologie	Substrats	Capacité t/an	Puissance kWé	Valorisation	Prix k€ H.T.	Investissement €/kWé
Enwise	OSCAR	Voie sèche	Biodéchets	300 à 10 000	20	Cogénération	150 k€ Unité pilote, 1 kWé pour 50 t/an	Non connu
Bee & Co	BioBeeBox®	Voie liquide		80 à 1500	10	Cogénération+ Chauffage	690 k€ 10 kWé pour 300 t/an	69 000 avec matériel de démonstration ¹¹
SEaB	Flexibuster™	Voie liquide		150 à 1 000	8-180	Cogénération/ Chauffage	575 k€ pour 50 kWé	11 500
Tryon	Modul'O	Voie liquide		250 à 8 000	> 30	Cogénération, injection	700 à 5 000 k€	Non connu
Bioelectric	Bioelectric	Voie liquide	Lisier majoritaire	3 000 à 6 000	11 – 77	Cogénération+ Chauffage	220 k€ (22 kWé) 300 k€ (33 kWé) 350 k€ (44 kWé)	8 000 à 10 000
MCube	MCube	Voie liquide		1 000 à 10 000	36	Cogénération	300 - 500 k€ (36 kWé)	8 000 à 14 000
Nénufar	Nénufar	Voie liquide		1 500 à 30 000	36	Cogénération+ Chauffage	260 k€ (36 kWé)	7 300
PlanET	Valentin	Voie liquide		7 000 à 10 500	40-150	Cogénération	500 k€ (50 kWé)	10 000
Agrikomp	AgriSelect	Voie liquide		3 000 – 6 000	Min 55	Cogénération (minimum 55 kWe)	/	9 000
Enerpro Biogaz	Compact	Voie liquide	Gisements mixtes	>100 L/an	chaleur	Chaleur	25 k€	Non disponible
	Silotour	Voie liquide		>500 t/an	30 à 80	Chaleur / cogénération	75 k€ (40 kWth)	
	Casier	Voie sèche		>100 L/an	chaleur	Chaleur	65 k€ (7 kWth)	
	Silopente	Voie sèche		>500 t/an	30 à 80	Chaleur / cogénération	/	
Green2Gas		Voie liquide		>3500 t/an	Min 75 kWé	Cogénération	/	8 000 à 9 300
Host	Microferm ¹²	Voie liquide		>4000 t/an	65 kW	Cogénération	576 k€ (65 kW)	8 900
Aria Energie / Auto- construction ¹³	Silo	Voie sèche		1 400	30	Cogénération	314 k€ H.T.	10 500 €/kWh

¹¹ L'unité BiobeeBox® comptabilise des coûts supplémentaires par rapport aux autres unités à l'exemple d'un module d'osmose inverse qui est dédié à la démonstration

¹² non commercialisé en France

¹³ D'après le retour d'expérience du Gaec du Bois Joly [77]

6 Aide au choix d'un procédé de micro-méthanisation et pico-méthanisation

Un arbre de choix est proposé en Figure 36 pour aider le producteur à sélectionner les fournisseurs de technologie adaptés au type et à la quantité de gisements produits. Les gisements inférieurs à 30 tonnes par an orienteront le producteur vers des solutions de pico-méthanisations. Les fournisseurs sont nombreux sur ce marché, toutefois, seuls trois ont été identifiés pour l'Europe. Les tonnages supérieurs à 30 t/an nécessiteront de faire appel à des fournisseurs de micro-méthanisation.

Ainsi concernant la micro-méthanisation, des sociétés sont spécialisées dans des solutions dédiées pour le traitement des biodéchets et des lisiers.

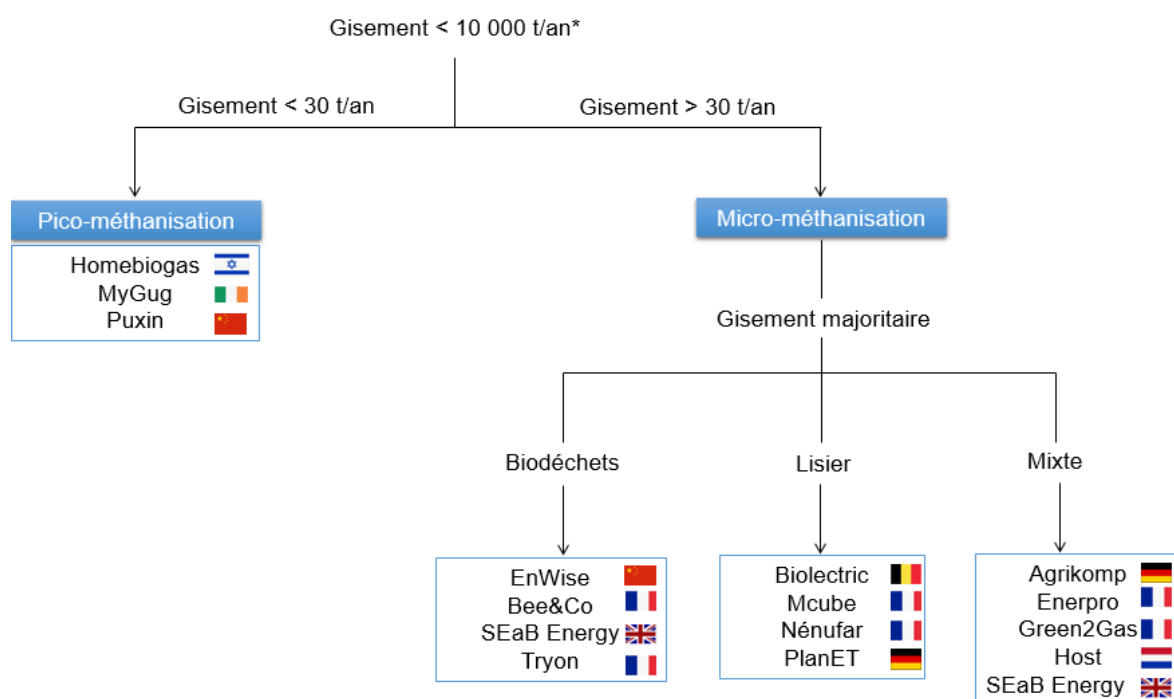


Figure 36. Arbre de choix pour sélectionner les fournisseurs de technologies de micro et pico-méthanisation en fonction du type et de la quantité de gisement à traiter.

*Des tonnages plus importants peuvent être acceptés pour les technologies mettant en œuvre des couvertures sur des fosses existantes (type Nénufar et Mcube).

Les technologies proposées par les fournisseurs permettent de produire du biométhane, généralement valorisé par combustion pour les unités de pico-méthanisation et par cogénération pour les unités de micro-méthanisation. Les puissances électriques installées et les débits de biométhane adaptés aux technologies étudiées sont présentés sur la Figure 37.

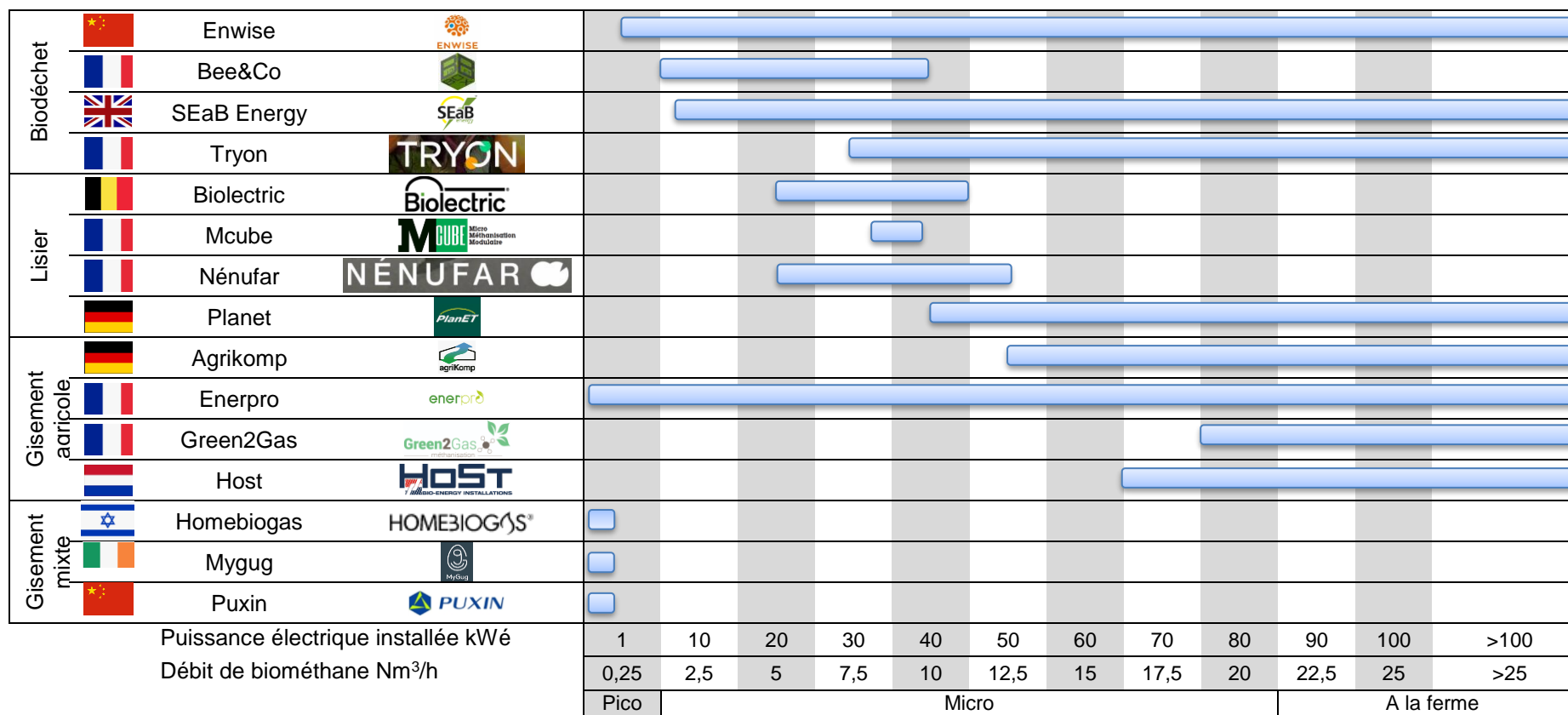


Figure 37. Inventaire des fournisseurs de pico et micro-méthanisation en fonction de la puissance installée et du débit de biométhane produit. Adapté de [78]

7 Conclusion

Depuis plusieurs années, la méthanisation s'impose comme une solution de réduction de dépenses énergétiques, de valorisation des déchets et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La valorisation du digestat permet, de plus, de limiter l'usage d'engrais chimiques assurant un retour à la terre de la matière organique. D'un point de vue économique, la production de biogaz permet de produire une énergie verte, source potentielle de revenu pour le producteur.

La petite méthanisation peut permettre le traitement des déchets au plus près de leurs sites de production améliorant encore le bilan environnemental global. Au niveau Européen, la méthanisation à petite échelle s'est beaucoup développée en particulier en Allemagne. La France compte aujourd'hui une petite centaine d'unités de micro-méthanisation en France (< 80 kWé) [11]. Malgré un tarif de rachat de l'électricité favorable, leur rentabilité est pénalisée par leur petite taille. L'étude de l'ADEME de 2019 concluait que leur rentabilité était fortement dépendante des subventions [10]. Pour les unités en voie liquide avec une valorisation du biogaz par cogénération, 18% des unités atteignent un TRI¹⁴ de 8% sans subvention contre 31% avec subvention [10]. L'un des enjeux des 5 années à venir serait le développement d'unités standardisées permettant une installation et une exploitation simples pour un coût faible [10].

Certains fournisseurs se positionnent sur ce marché avec des solutions adaptées à des gisements spécifiques à l'exemple des biodéchets et des lisiers. Des références voient le jour pour les biodéchets en raison des contraintes réglementaires qui poussent à leur valorisation. Concernant les lisiers, les solutions simples ont été développées avec la mise en place de bâches sur les fosses existantes permettant une valorisation matière avec des travaux et un suivi opérationnel limités.

A une échelle encore réduite, des solutions de pico-méthanisation sont accessibles aux toutes petites exploitations et aux particuliers. Si un grand nombre de solutions préfabriquées existent, peu sont destinées au marché européen. Plusieurs freins existent quant au déploiement, à large échelle, de la pico-méthanisation en Europe et en France en particulier :

- La réglementation applicable. Ces unités malgré leur faible capacité de traitement relèvent du régime des installations classées. Une unité traitant uniquement des résidus végétaux sera soumise à déclaration, en revanche une unité traitant des biodéchets sera soumise à enregistrement. Dans ce cas, une obligation d'hygiénisation sera imposée.
- Les questions de sécurité. Le faible volume de biogaz produit ne doit pas faire oublier les exigences de sécurité. Le risque toxique (lié à la présence d'H₂S et de composés indésirables dans le biogaz) et le risque d'explosion doivent être pris en compte. La combustion du biogaz (gazinière) dans un lieu clos nécessitera en particulier la mise en place d'une ventilation efficace et d'un détecteur de gaz. Des inconnues existent de plus quant à la qualité du digestat généré par ces petites unités et à la possible présence de pathogènes en particulier lorsque des biodéchets sont traités sans hygiénisation.
- Les performances non optimisées. Les pico-méthaniseurs sont conçus au plus simple ce qui peut occasionner des bouchages et accumulation de matière en entrée de digesteur en absence d'agitation efficace. Leur fonctionnement sera facilité pour le traitement de matières liquides peu riches en fibres. Les faibles températures en hiver pénalisent fortement les performances de digestion et par conséquent les productions de biogaz. Des équipements complémentaires sont proposés par les fournisseurs (résistance chauffante, serre, isolation) pour limiter ces baisses de performances. Les coûts d'investissement et de fonctionnement sont alors augmentés. De nouveaux équipements arrivent sur le marché, à l'exemple de la solution proposée par MyGug, ce qui à terme pourrait améliorer la fiabilité technique de la pico-méthanisation.
- La rentabilité de ces unités n'est pas toujours là en particulier lorsqu'un raccordement au gaz naturel existe. Le choix de mettre en place une unité de pico-méthanisation ne se fera pas sur des critères économiques mais sur la volonté de valoriser des résidus organiques pour produire une énergie verte et un digestat permettant de remplacer des engrais commerciaux.

¹⁴ TRI : Taux de Rentabilité Interne

8 Bibliographie

- [1] ADEME Angers, « Fiche Technique: METHANISATION », févr. 2014.
- [2] Cresson Romain, « Méthanisation ». Narbonne, 10/06 2011, Consulté le: août 10, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www6.inrae.fr/treasure/content/download/3212/32576/version/1/file/Cresson.pdf>.
- [3] Prefet de l'ORNE, L'ORNE Conseil Général, et Agricultures & Territoires Chambre d'agriculture Orme, « La méthanisation des matières organiques - Guide à l'attention des porteurs de projets ». févr. 25, 2015, Consulté le: août 04, 2020. [En ligne]. Disponible sur: https://www.canopee12.fr/files/DOCUMENTS/Guide_Methanisation_Orne.pdf.
- [4] A. Levet, « Etat de l'art de la micro-méthanisation : le développement de la micro-méthanisation en France », Métha'Synergie, 2020.
- [5] S. Tissot et A. Pichard, « Seuils de Toxicité Aiguë Hydrogène Sulfuré (H₂S) », *Ministère de l'écologie et du développement durable-ministère de la santé, de la famille et des personnes handicapés*, 2000.
- [6] INRS, « Sulfure d'hydrogène, Fiche toxicologique n°32 ». Base de données FICHES TOXICOLOGIQUES, 2014.
- [7] « Nenufar Biogaz – Couverture de fosse récupératrice de biogaz ». <http://nenufar-biogaz.fr/> (consulté le août 04, 2020).
- [8] ADEME, M. Benbrahim, N. Thévenin, et F. Muller, « Qualité agronomique et sanitaire des digestats agricoles », ADEME, Angers, Rapport Final 0906C0053, oct. 2011. Consulté le: févr. 02, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.naskeo.com/docs/fr/methanisation/naskeo-rapport-ademe.pdf>.
- [9] K. Hjort-Gregersen, « Market overview micro scale digesters ». AgroTech A/S, Denmark, mai 27, 2015, Consulté le: août 04, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.bioenergie-promotion.fr/wp-content/uploads/2015/10/bioenergyfarm2-marche-methanisation-petite-echelle-agrotech2015-05-27.pdf>.
- [10] L. Boucher et P. Levasseur, « Performances et potentiels de diffusion d'unités de méthanisation agricole, 44 pp + annexes », 2019.
- [11] A. Levet, « Etat de l'art de la micro-méthanisation - Le développement de la micro-méthanisation en France ». Métha'Synergie, juill. 2020, Consulté le: févr. 02, 2021. [En ligne]. Disponible sur: https://methasynergie.quai13.fr/wp-content/uploads/2020/10/ALE-20_10_Methasynergie_Etat-de-lart-micro-m%C3%A9thanisation-.pdf.
- [12] EDF, « Tarif de rachat de l'électricité issue du biogaz en 2020 », 2020. <https://selectra.info/energie/guides/environnement/rachat-electricite-gaz-edf#cogeneration>.
- [13] L. Michel, *Arrêté du 10/11/09 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1*, vol. DEVPO920876A. 2009.
- [14] J. Marilossian, « Question n°13911 - Assemblée nationale », *Assemblée nationale*, 2019. <https://questions.assemblee-nationale.fr/q15/15-13911QE.htm> (consulté le févr. 12, 2021).
- [15] LégiFrance, *Article L541-8*, vol. Livre V : Prévention des pollutions, des risques et nuisances (Articles L511-1 à L597-46). 2020.
- [16] LégiFrance, *Article L541-21-1*, vol. Livre V : Prévention des pollutions, des risques et nuisances (Articles L511-1 à L597-46). 2021.

- [17] European Parliament, « Document 02011R0142-20201208 », *EUR-Lex*, déc. 08, 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02011R0142-20201208> (consulté le févr. 11, 2021).
- [18] Parlement européen et du conseil, *Règlement (CE) No 1069/2009*. 2009.
- [19] Parlement Européen, *RÈGLEMENT (UE) No 142/2011 DE LA COMMISSION*. 2011.
- [20] H. Jouhara *et al.*, « Municipal waste management systems for domestic use », *Energy*, vol. 139, p. 485-506, nov. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.162.
- [21] Engie, « ENGIE investit dans HomeBiogas, fournisseur d'une solution innovante de production de biogaz pour les particuliers », 2018. <https://www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/homebiogas-solution-innovante-production-biogaz-pour-particuliers>.
- [22] « HomeBiogas 2 », *Homebiogas | Household Biogas Digester System*. <https://www.homebiogas.com/Products/HomeBiogas2> (consulté le août 04, 2020).
- [23] Homebiogas, « Products », *HomeBiogas*, 2020. https://www.homebiogas.com/Products/Additional_Products (consulté le août 09, 2020).
- [24] Mas Bazan, « La cuisine avec les déchets de cuisine », *Mas Bazan*, juin 13, 2019. <https://www.masbazan.fr/actualite-gite-perpignan-57.php> (consulté le août 09, 2020).
- [25] MyGug, « Welcome to MyGug », *MyGug*, 2021. <http://www.mygug.eu/> (consulté le août 06, 2020).
- [26] K. Coffey, « Public Report for SEAI RDD/000157 », 2018. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.seai.ie/documents/research-projects/RDD-000157.pdf>.
- [27] Shenzhen Puxin Technology Co, « PUXIN assebmly biogas system-3.4m3 », *PUXIN*, 2015. <http://en.puxintech.com/domesticbiogasplant> (consulté le août 04, 2020).
- [28] Shenzhen Puxin Technology Co, « PUXIN portable assembly biogas system-15m3 », *PUXIN*, 2015. <http://en.puxintech.com/abs15m3home> (consulté le août 04, 2020).
- [29] « CE Approved Small 3.4 m3 Biogas Equipment Plant, View biogas equipment, PUXIN Product Details from Shenzhen Puxin Technology Co., Ltd. on Alibaba.com ». https://puxinbiogas.en.alibaba.com/product/60467130675-803025232/CE_Approved_Small_3_4_m3_Biogas_Equipment_Plant.html?spm=a2700.icbuShop.41413.10.1dff406dybxhZJ (consulté le août 04, 2020).
- [30] « New Energy Biogas Puxin Professional Biogas Digester System Project - Buy Energy Biogas, Household Small Home Biogas Digester, Biodigester Puxin Biogas System Product on Alibaba.com ». https://www.alibaba.com/product-detail/New-Energy-Biogas-Puxin-Professional-Biogas_60466934073.html?spm=a271v.8028081.0.0.7cfe3e5fbwAL2H (consulté le août 04, 2020).
- [31] Fournisseurs gaz, « Prix m3 gaz chez Engie et les autres fournisseurs : comparatif 2020 », 2020. <https://www.fournisseurs-gaz.com/prix/m3-kwh> (consulté le déc. 08, 2020).
- [32] Selectra, « Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : signification, calcul, formule ». Consulté le: févr. 19, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://selectra.info/energie/guides/comprendre/pouvoir-calorifique-inferieur>.
- [33] Picbleu, « Tableau comparatif pouvoir calorifique inférieur (PCI) des énergies », *Picbleu*, 2021. <https://www.picbleu.fr/page/tableau-comparatif-pouvoir-calorique-inferieur-pci-des-energies> (consulté le févr. 12, 2021).
- [34] Picbleu, « Site internet Picbleu », *Pic bleu*, déc. 22, 2020. <https://www.picbleu.fr/page/tableau-comparatif-pouvoir-calorique-inferieur-pci-des-energies>.

- [35] SINOE, « Carte des unités de méthanisation et de biogaz », *SINOE Déchets*, 2021. <https://carto.sinoe.org/carto/methanisation/flash/> (consulté le févr. 11, 2021).
- [36] ENWISE, « Home », *ENWISE*, 2020. <https://www.enwise.io/> (consulté le janv. 10, 2021).
- [37] DECISIVE, « Micro-scale Anaerobic Digestion », *DECISIVE*. <https://www.decisive2020.eu/the-project/micro-scale-anaerobic-digestion/> (consulté le janv. 05, 2021).
- [38] DECISIVE, « A Decentralised Management Scheme for Innovative Valorization of Urban Biowaste », European Union's Horizon 2020, Rapport Final D6.1, janv. 2018. Consulté le: janv. 04, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.decisive2020.eu/wp-content/uploads/2018/03/Methodology-for-characterisation-of-the-biowaste-management-system-in-the-DECISIVE-demonstration-sites.pdf>.
- [39] BEE & CO Accueil, « Biobeebox ». <https://www.biobeebox.fr/page-de-projet> (consulté le août 04, 2020).
- [40] Perez, « Demande d'Enregistrement de l'unité de traitement des restes alimentaires de la ville de Vitry-Sur-Seine par microméthanisation containerisée – BioBeeBox® ». 2019, [En ligne]. Disponible sur: https://www.val-de-marne.gouv.fr/content/download/16405/114297/file/DDEE_VitryBeeZ_revC.pdf.
- [41] V. Perez, « Entretien avec la Présidente de Bee & Co », déc. 09, 2020.
- [42] SEaB Energy, « Site Internet de SEaB Energy ». <https://seabenergy.com/>.
- [43] SEaB energy, « Muckbuster(TM) », *SEaB energy*, 2018. <https://seabenergy.com/products/anaerobic-digesters/> (consulté le août 04, 2020).
- [44] SEaB energy, « Flexibuster(TM) », *SEaB energy*, 2018. <https://seabenergy.com/products/mb400/> (consulté le août 04, 2020).
- [45] S. Sassow, « SEaB Energy », févr. 05, 2021.
- [46] ARCOE, « Installation de traitement des biodéchets adjacente au local de transit de déchets dangereux diffus et à la déchetterie à Thivernal (78) », 2018.
- [47] TRYON, « Produire de l'énergie localement et agilement, Modul'o, la micro-méthanisation modulaire innovante », *TRYON la méthanisation locale et modulaire pour valoriser les biodéchets alimentaires*. <https://www.tryon-environnement.com/post/2018/10/11/le-modul-o-> (consulté le août 06, 2020).
- [48] BIOELECTRIC France, « BIOELECTRIC France Solutions standards de micro-méthanisation », avr. 05, 2016, Consulté le: août 04, 2020. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/10/BIOELECTRIC-PRESENTATION.pdf>.
- [49] Actusnews(R), « Accueil », *AGRIPOWER France*, 2020. <https://www.agripower-france.com/> (consulté le févr. 11, 2021).
- [50] AgroMedia, « Process: Unéal inaugure l'une des premières unités de micro-méthanisation adaptée à une exploitation laitière », *AGROMedia.fr*, oct. 26, 2018. <https://www.agro-media.fr/actualite/process-uneal-inaugure-lune-des-premieres-unites-de-micro-methanisation-adaptee-a-une-exploitation-laitiere-30687.html> (consulté le août 04, 2020).
- [51] BioEnergy Farm, « Cas d'étude – Belgique - Bioelectric ». Consulté le: févr. 20, 2021. [En ligne]. Disponible sur: [http://www.chambres-agriculture-bretagne.fr/ca1/PJ.nsf/b1bff1bdc37df748c125791a0043db4a/1d97c55bafc4f864c1257ead00327822/\\$FILE/BEF-Methanisation-Belgique-Installation-sur-lisier-automatisee.pdf](http://www.chambres-agriculture-bretagne.fr/ca1/PJ.nsf/b1bff1bdc37df748c125791a0043db4a/1d97c55bafc4f864c1257ead00327822/$FILE/BEF-Methanisation-Belgique-Installation-sur-lisier-automatisee.pdf).
- [52] Sirea, « Mcube - La micro-méthanisation à la ferme », *Sirea Group*, 2021. <https://www.sireagroup.com/realisations/mcube/> (consulté le févr. 11, 2021).

- [53] OVALIE-INNOVATION, « Le projet MCUBE est cofinancé par l'UNION EUROPÉENNE. L'Europe s'engage avec le fonds européen de développement régional. », *OVALIE-INNOVATION*, 2021. <https://ovalie-innovation.com/projetmcub/> (consulté le janv. 04, 2020).
- [54] Nénufar, « Valorisation du biogaz », *Nénufar*. <http://nenufar-biogaz.fr/installation/> (consulté le août 04, 2020).
- [55] E. Bondoerffer, « Evaluation technico-économique de la couverture Nénufar », Rennes, 2017.
- [56] Enerpro Biogaz, « Mon biogaz en toute indépendance », *Enerpro*. <https://enerpro-biogaz.fr/> (consulté le août 04, 2020).
- [57] N. Goualan, « Une micro-méthanisation en couvrant la fosse », *Paysan Breton*, vol. Élevage Energies et environnement, 2020.
- [58] PlanET, « Valentin - Le concept d'installation intelligent », *PlanET*, 2019. http://slurry-to.energy/wp-content/uploads/2019/05/PB_VALENTIN_FR_Web.pdf (consulté le févr. 04, 2020).
- [59] PlanET, « Valentin - The smart machinery concept », *PlanET*, 2019. http://slurry-to.energy/wp-content/uploads/2019/05/DATASHEET_VALENTIN_INTERNATIONAL_Web.pdf (consulté le févr. 04, 2020).
- [60] B. Contour, « Un méthaniseur pour boucler la boucle », *Grands troupeaux magazine*, n° 73, p. 51-53, 2019.
- [61] PlanET, « Fiche de présentation de SARL Novalait », 2019.
- [62] agriKomp France, « Accueil », *AgriKomp France*, 2020. <https://agrikomp.com/fr/> (consulté le févr. 11, 2021).
- [63] agriKomp, « AGRISELECT - Solution de cogénération compacte », *agriKomp*, 2020. <https://agrikomp.com/fr/accueil/unit%C3%A9s-de-m%C3%A9thanisation/solutions-cog%C3%A9n%C3%A9ration/agriselect> (consulté le août 04, 2020).
- [64] AgriKomp France, « Les installations de biogaz - agriKomp France », *AgriKomp France*. <https://agrikomp.com/fr/> (consulté le août 04, 2020).
- [65] Agrikomp, « Brochure AGRISELECT : Unité de méthanisation compacte à partir de 55 kWel », 2020. .
- [66] « Nos références - à chacun ses raisons de nous faire confiance », *Enerpro Biogaz : la méthanisation au service de l'exploitation*. <https://enerpro-biogaz.fr/nos-references/> (consulté le août 04, 2020).
- [67] N. Angeli, « Enerpro », déc. 07, 2020.
- [68] M. Piazza, « La ferme d'AgroParisTech produira du gaz vert qui sera injecté dans le réseau », *Le Monde de l'Énergie*, mai 10, 2019. <https://www.lemondedelenergie.com/ferme-agro-paristech-gaz-vert/2019/05/10/> (consulté le août 10, 2020).
- [69] N. Angeli, « L'énergie par la micro-méthanisation de proximité. », présenté à Alternatiba Nantes, Nantes, sept. 05, 2015, Consulté le: févr. 01, 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://alternatiba.eu/nantes/2015/espace-thematique/enerpro/>.
- [70] T. Dagorn, « Le silo-tour chauffe le lait des veaux », *Le silo-tour chauffe le lait des veaux*, 2017, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.paysan-breton.fr/2017/07/le-silo-tour-chauffe-le-lait-des-veaux/>.
- [71] Alexandre. Bougeant, « Enerpro », déc. 11, 2020.
- [72] F. Douard, « La méthanisation en voie sèche du GAEC du Bois Joly en vidéo », *Bioénergie*, janv. 2015.
- [73] F. Douard, « Bio4Gas inaugure une unité de méthanisation à la taille de la ferme au GAEC des Trois Communes », *Bioénergie International*, août 29, 2019.

- <https://www.bioenergie-promotion.fr/61224/bio4gas-inaugure-une-unite-de-methanisation-a-la-taille-de-la-ferme-au-gaec-des-trois-communes/> (consulté le août 04, 2020).
- [74] A. Le Gal, « La méthanisation à l'échelle de mon exploitation », *Terrena La nouvelle agriculture*, 2019. <https://www.terrena.fr/la-methanisation-a-lechelle-de-mon-exploitation/> (consulté le févr. 11, 2021).
- [75] A. El Habti, « Audit de fonctionnement technico-économique SAS PRADE BIOGAZ », Nouvelle Aquitaine, sept. 2018. [En ligne]. Disponible sur: https://www.methanaction.com/wp-content/uploads/2019/02/Rapport_audit_SASPradeBiogazVF012019.pdf.
- [76] BioEnergy Farm, « Autriche – Un digesteur auto-construit fiable et robuste ». Consulté le: mars 05, 2021. [En ligne]. Disponible sur: [http://www.chambres-agriculture-bretagne.fr/ca1/PJ.nsf/TECHPJPARCLEF/25237/\\$File/BEF-Methanisation-Autriche-Digesteur-autoconstruit.pdf](http://www.chambres-agriculture-bretagne.fr/ca1/PJ.nsf/TECHPJPARCLEF/25237/$File/BEF-Methanisation-Autriche-Digesteur-autoconstruit.pdf).
- [77] ADEME, « Suivi expérimental de l'installation de méthanisation du GAEC du Bois Joly », nov. 2010. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2013/03/rapport-final-du-suivi-du-gaec-du-bois-joly.pdf>.
- [78] SiaPartners, « La micro-méthanisation, marché de niche ou véritable potentiel à court terme ? », *SiaPartners*, 2017. <https://www.sia-partners.com/fr/actualites-et-publications/de-nos-experts/la-micro-methanisation-marche-de-niche-ou-veritable> (consulté le févr. 11, 2021).
- [79] Shenzhen Puxin Technology Co, « Home », *PUXIN*, 2015. <http://en.puxintech.com/Home> (consulté le août 04, 2020).
- [80] Alibaba.com, « Puxin Grind System Kitchen Food Waste Crusher », *Alibaba.com*, 2021. https://www.alibaba.com/product-detail/PUXIN-Grind-System-Kitchen-Food-Waste_60590971477.html?spm=a2747.manage.0.0.7b9171d29AGpRf (consulté le août 12, 2020).
- [81] Alibaba.com, « Puxin Food Waste Shredder For Restaurant Hotel Family Waste Treatment », *Alibaba.com*, 2021. https://www.alibaba.com/product-detail/PUXIN-Food-Waste-Shredder-for-restaurant_1580501129.html?spm=a2747.manage.0.0.7b9171d29AGpRf (consulté le août 10, 2020).
- [82] Alibaba.com, « Puxin Biogas Lamp », *Alibaba.com*, 2021. https://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=puxin+biogas+lamp&viewtype=G&tab= (consulté le août 08, 2020).
- [83] Alibaba.com, « Puxin high quality durable biogas storage bag », *Alibaba.com*, 2021. https://puxinbiogas.en.alibaba.com/product/60368645591-811833937/Puxin_high_quality_durable_biogas_storage_bag.html?spm=a2700.icbuShop.41413.9.246973e0hF0b84 (consulté le août 10, 2020).
- [84] Alibaba.com, « Puxin Biogas Burner », *Alibaba.com*, 2021. https://www.alibaba.com/trade/search?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=puxin+biogas+burner&viewtype=G&tab= (consulté le août 08, 2020).
- [85] Alibaba.com, « Puxin Biogas Generator », *Alibaba.com*, 2021. https://french.alibaba.com/product-detail/puxin-small-biogas-generator-1-5kw-3kw-5kw-60296280424.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.2d517ceclZwjvN (consulté le août 08, 2020).

9 Annexes

Annexe 1. Définitions nationales d'unités de méthanisation de petite dimension [9]

Pays	Sources d'informations	Définition exprimée en kW _e installé	Définition exprimée selon d'autres critères
Pays-Bas	Auke-Jan Veenstra, LTO Noord Aukejan.veenstra@groengas.nl		80-250 vaches, 250-1000 truies, 50-50,000 porcs charcutiers, 5000-75,000 poules, 25,000-150,000 Poulets
Royaume Uni	David Turley, NNFC d.turley@nnfcc.co.uk	<50 kW _e	
Allemagne	Dominik Dörrie, IBBK d.doerrie@bogaz-zentrum.de Mark Paterson, KTBL m.paterson@ktbl.de	<75 kW _e	
Autriche	Franz Kirchmeyr, EBA-ARGE Kompost&Biogas kirchmeyr@kompost-biogas.info	<100 kW _e	
France	Charles Maguin, TRAME c.maguin@trame.org Stéphanie Bonhomme, TRAME s.bonhomme@trame.org Hervé Gorius, CRAB herve.gorius@finistere.chambagri.fr	< 100 kW _e	100-130 vaches laitières plus de 250 truies environ 4000 tonnes /an d'effluents d'élevage
Hongrie	Dr. Kornel Kovacs, University of Szeged kovacks.kornel@brc.mta.hu		<80 vaches
Pologne	Marek Amrozy, NAPE mamrozy@nape.pl	<40 kW _e	
Slovaquie	Jan Gadus, Slovak University of Agriculture in Nitra, Jan.Gadus@uniag.sk		Informations insuffisantes
Belgique	Laurens Vandelanoot Laurens.vandelanoote@innovatiesteunpunt.be	10 – 200 kW _e	Max 5000 tonne d'effluents d'élevage, cultures ou déchets/année
République Tchèque	Jan Matejka, Czech Biogas Association Jan.matejka@czba.cz	<100 kW _e	
Italie	Remigio Berruto, DEIAFA Remigio.berruto@unito.it	<300 kW _e	Min 70 % effluents Max 30 % autres
Espagne	Begoña Ruiz, Departamento de Medio Ambiente, Bioenergía e Higiene Industrial bruiz@aina.es	<100 kW _e	
Danemark	Michael Tersbøl, Økologisk Landsforening mt@okologi.dk		Environ 200 truies + divers types de biomasse, 6000 porcs

Annexe 2: Produits additionnels Puxin [79]

Produits additionnels	Caractéristiques	Prix
<p>Broyeur PXC fwd-20L [80]</p> 	<p>Capacité max : 20 L / 10 kg Poids : 4,5kg</p>	<p>300 \$-400 \$ 266 €-354 €</p>
<p>Broyeur PX-FWD-226L [81]</p>	<p>Capacité max : 2 tonnes/h 226L</p>	<p>1000\$-1200\$ 885€-1062€</p>
<p>Lampe à biogaz [82]</p> 	<p>Consommation en biogaz : 0,07 m³/h Puissance : 60-100 W</p>	<p>6\$-10\$ 5€-9€</p>
<p>Sac de stockage biogaz [83]</p> 	<p>Capacité : 0,5-200 m³</p>	<p>30 \$-1000 \$ 27 €-885 €</p>

<p>Gazinière biogaz [84]</p> 	<p>Consommation : 0,45 m³/h pour un brûleur</p>	<p>10\$-50\$ 9€-44€</p>
<p>Gazinière biogaz grand brûleur</p> 	<p>Consommation : 2-3 m³/h pour un brûleur Pression de gaz à l'entrée : 1600 Pa</p>	<p>22 €</p>
<p>Générateurs électriques [85]</p> 	<p>Puissance : 1,5 kw (1,05 m³ biogaz /h) et 3 kW (2,1 m³ biogaz/h)</p> <p>Qualité du Biogaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Taux de méthane minimal : 65% - Désulfuration nécessaire en amont <p>Pression de gaz : 2 000 – 6000 Pa</p>	<p>1,5 kW : 480\$-550\$ (428€-490 €) 3 kW : 500\$-800\$ (445€-712 €)</p>